As informações contidas neste Prospecto Preliminar estão sob análise da Comissão de Valores Mobiliários, a qual ainda não se manifestou a seu respeito. O presente Prospecto Preliminar está sujeito à complementação e correção. O Prospecto Definitivo será entregue aos investidores durante o período de distribuição.

PROSPECTO PRELIMINAR DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA DE AÇÕES ORDINÁRIAS DE EMISSÃO DA

HRT PARTICIPAÇÕES

HRTP3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.
Companhia de Capital Autorizado
CNPJ nº 10.629.105/0001-68 – NIRE 33.3.0029084-2
Avenida Atlântica, nº 1.130, 10º Andar – parte, Copacabana
CEP 22021-000, Rio de Janeiro – RJ

1.620.000 Ações
Valor da Distribuição: R$1.944.000.000,00
Código ISIN das Ações: BRHRTPACNOR2
Código de Negociação das Ações no segmento Novo Mercado da BM&FBOVESPA: "HRTP3"

No contexto desta Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R$1.050,00 e R$1.350,00, ressalvado, no entanto, que o Preço por Ação poderá ser fixado fora desta faixa indicativa.

A HRT Participações em Petróleo S.A. ("Companhia") em conjunto com os Acionistas Vendedores (conforme definido neste Prospecto e indicado na página 139) estão realizando uma (i) oferta pública de distribuição primária ("Oferta Primária") de 1.620.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações da Oferta Primária"); e (ii) oferta pública de distribuição secundária ("Oferta Secundária") de até 10.236 ações ordinárias de emissão da Companhia e de titularidade dos Acionistas Vendedores, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, apenas para o caso de exercício da opção de Ações Adicionais ("Ações da Oferta Secundária" e, em conjunto com as Ações da Oferta Primária, "Ações"), nos termos descritos abaixo ("Oferta").

A Oferta compreenderá distribuição pública de Ações no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 400, de 29 de dezembro de 2003 conforme alterada ("CVM" e "Instrução CVM 400", respectivamente), incluindo esforços de colocação no exterior, de acordo com as isenções de registro previstas no *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América ("*Securities Act*"), editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("SEC"), conforme alterado. As Ações serão ofertadas no Brasil sob a coordenação do Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Credit Suisse" ou "Coordenador Líder"), que será a instituição líder para os fins da Instrução CVM 400, em conjunto com o Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e o Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder, e o Goldman Sachs, os "Coordenadores" ou "Coordenadores da Oferta"), com a participação do Banco J.P. Morgan S.A. ("J.P. Morgan") e do Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão ("Deutsche Bank"), instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários contratadas pelos Coordenadores e de determinadas corretoras consorciadas, conforme indicadas ("Coordenadores Contratados" e "Corretoras", respectivamente, e em conjunto com os Coordenadores da Oferta, "Instituições Participantes da Oferta"), em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, exclusivamente para investidores residentes no Brasil que sejam (a) instituições financeiras, (b) companhias seguradoras e sociedades de capitalização, (c) entidades abertas e fechadas de previdência complementar, (d) pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R$300.000,00, (e) fundos de investimento, (f) administradores de carteira e consultores mobiliários autorizados pela CVM, em relação aos seus recursos próprios e (g) regimes próprios de previdência social instituídos pela União, pelos estados, pelo distrito federal ou por municípios ("Investidores Brasileiros"). Adicionalmente, serão realizados esforços de colocação das Ações no exterior pelo Credit Suisse Securities (USA) LLC, pelo Goldman, Sachs & Co., pelo Citigroup Global Markets Inc., pelo BMO Capital Markets Corp., pelo Jefferies & Company, Inc., pelo Deutsche Bank Securities Inc., e pelo J.P. Morgan Securities LLC ("Agentes de Colocação Internacional"), exclusivamente junto a (a) Investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*) residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act;* e (b) investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, que não sejam *US Persons*, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act* e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em todos os casos que invistam no Brasil por meios dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pela CVM, e pelo Banco Central ("Investidores Estrangeiros").

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações inicialmente ofertada poderá ser acrescida em até 15%, ou seja, em até 243.000 Ações, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais, conforme definido abaixo) ("Ações do Lote Suplementar"), conforme opção outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder ("Opção de Lote Suplementar"). O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Coordenação, Colocação e Garantia Firme de Liquidação de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. ("Contrato de Distribuição") e por um período de até 30 (trinta) dias contados, inclusive, da data de início da negociação das Ações objeto da Oferta na BM&FBOVESPA, o que ocorrerá no dia útil imediatamente subseqüente à data da publicação do anúncio de início de distribuição das Ações ("Data de Início de Negociação" e "Anúncio de Início" respectivamente); de exercer a Opção de Lote Suplementar, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo entre os Coordenadores da Oferta.

Sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, a quantidade de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas no âmbito da Oferta poderá ser, a critério da Companhia e dos Acionistas Vendedores, desde que com o consentimento dos Coordenadores da Oferta, aumentada em até 324.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, das quais até 10.236 Ações de emissão da Companhia serão de titularidade dos Acionistas Vendedores, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações Adicionais"), sem considerar as Ações do Lote Suplementar, quantidade essa que não poderá exceder 20% do total das Ações inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400 ("Opção de Ações Adicionais").

O preço de distribuição por Ação ("Preço por Ação") será fixado após a finalização do procedimento de coleta de intenções de investimento, a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400 ("Procedimento de *Bookbuilding*").

	Preço (R$)	Comissões (R$)	Recursos Líquidos (R$)[1]
Por Ação[2]	1.200,00	56,45	1.143,55
Oferta Primária	1.944.000.000,00	91.444.382,96	1.852.555.617,04
Oferta Secundária	0	0	0
Total[3]	1.944.000.000,00	91.444.382,96	1.852.555.617,04

(1) Sem dedução das despesas da Oferta.
(2) Com base no valor de R$1.200,00, ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação.
(3) Os valores indicados não incluem as Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

A realização da Oferta foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 31 de agosto de 2010, cuja ata foi publicada no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no Jornal Valor Econômico em 5 de outubro de 2010. A determinação da quantidade de Ações objeto da Oferta e o efetivo aumento de capital da Companhia, com exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas na subscrição de ações objeto da Oferta, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, assim como o Preço por Ação serão autorizados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia a ser realizada entre a conclusão do Procedimento de Bookbuilding e a concessão do registro da Oferta pela CVM, cuja ata será publicada no jornal "Valor Econômico" na data de publicação do Anúncio de Início e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro no dia seguinte.

Adicionalmente, para a realização da Oferta Secundária, no caso de exercício da Opção de Ações Adicionais, a venda das Ações da Oferta Secundária foi devidamente aprovada pelos órgãos competentes dos Acionistas Vendedores.

É admissível o recebimento de reservas, a partir da data a ser indicada no Aviso ao Mercado (conforme definido na seção Procedimentos da Oferta deste Prospecto), para subscrição (ou aquisição, conforme o caso), as quais somente serão confirmadas pelo subscritor (ou adquirente) após o início do período de distribuição.

Registro da Oferta na CVM: CVM/SRE/REM/2010/[•] (Oferta Primária) e CVM/SRE/REM/2010/[•] (Oferta Secundária), ambas em [•] de [•] de 2010.

Não foi e nem será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil.

Este Prospecto Preliminar não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de compra das Ações. Ao decidir por investir nas Ações, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da condição financeira da Companhia, de suas atividades e dos riscos decorrentes do investimento nas Ações. **Os investidores devem ler a seção "Fatores de Risco", nas páginas 128 a 132 deste Prospecto, para ciência de certos fatores de risco que devem ser considerados com relação ao investimento nas Ações.**

"O registro da presente Oferta não implica, por parte da CVM, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre as Ações a serem distribuídas."

ANBIMA

"A(O) presente oferta pública (programa) foi elaborada(o) de acordo com as normas de Regulação e Melhores Práticas da ANBIMA para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública (programa), aos padrões mínimos de informação exigidos pela ANBIMA, não cabendo à ANBIMA qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das Instituições Participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública (programa). Este selo não implica recomendação de investimento. O registro ou análise prévia da presente distribuição não implica, por parte da ANBIMA, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre os valores mobiliários a serem distribuídos".

COORDENADORES

CREDIT SUISSE — Goldman Sachs — citi

COORDENADOR LÍDER E AGENTE ESTABILIZADOR

COORDENADORES CONTRATADOS

Deutsche Bank — J.P.Morgan

A data deste Prospecto Preliminar é 6 de outubro de 2010.

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

ÍNDICE

DEFINIÇÕES 7

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS 20

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PERSPECTIVAS SOBRE O FUTURO 26

- **ESTUDO DE VIABILIDADE DA COMPANHIA 27**
- **APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS 29**
- **DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS 30**
- **MUDANÇA DE PRÁTICAS CONTÁBEIS 30**
- **DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO E BALANÇOS PATRIMONIAIS 31**
- **PROJEÇÕES FINANCEIRAS E FATORES QUE AFETAM NOSSAS PROJEÇÕES 33**
- **INFORMAÇÕES ADICIONAIS, ESTIMATIVAS E ARREDONDAMENTOS 34**

SUMÁRIO DA COMPANHIA 35

- **VISÃO GERAL 35**
- **CRONOGRAMA DE OPERAÇÕES 38**
- **A BACIA DO SOLIMÕES 39**
- **SUB-BACIAS DE WALVIS E ORANGE 45**
- **OUTROS BLOCOS NAS BACIAS SEDIMENTARES *ONSHORE* BRASILEIRAS 47**
- **AQUISIÇÃO DE DADOS E APLICAÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS 48**
- **QUESTÕES AMBIENTAIS 55**
- **PONTOS FORTES 49**
- **ESTRATÉGIAS 51**
- **HISTÓRIA 53**
- **ESTRUTURA SOCIETÁRIA 56**
- **FATORES DE RISCO 57**
- **REPORTAGEM VALOR ECONÔMICO 57**
- **INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA 58**

RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES 59

- **ESTUDO DE VIABILIDADE 59**
- **ESTUDO TÉCNICO 60**
- **CÁLCULO DOS RECURSOS PROSPECTIVOS 61**

Cálculo dos Recursos Contingentes 63
Fase de Exploração 65
Fase de Desenvolvimento e Produção 66
Análise da Oferta e Demanda e Histórico de Preços de Óleo e Gás Natural 67
Estimativa de Despesas Gerais, Administrativas e Comerciais 67
Impostos, Taxas e Contribuições 67
Sumário das Premissas e Projeções dos Sete Projetos Conceitualmente Desenvolvidos Pela D&M 68
Principais Riscos Envolvidos 73
Avaliação do investimento pelo método do Valor Presente em detrimento da Taxa Interna de Retorno 73
Conclusão 74
SUMÁRIO DA OFERTA 77
INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA 90
Composição Atual do Nosso Capital Social 90
Alocação dos Recursos da Oferta 94
Descrição da Oferta 94
Preço por Ação 96
Montante da Oferta 97
Quantidade, Valor e Recursos Líquidos 97
Custos de Distribuição 97
Aprovações Societárias 98
Reserva de Capital 98
Público-Alvo da Oferta 98
Cronograma da Oferta 99
Procedimentos da Oferta 99
Oferta de Dispersão 100
Oferta Institucional 103
Prazo da Oferta 105
Inadequação da Oferta a Certos Investidores 105
Contrato de Distribuição e Contrato de Colocação Internacional 105
Garantia Firme de Liquidação 106

RESTRIÇÕES À NEGOCIAÇÃO DE AÇÕES (LOCK UP) **107**
CONTRATO DE ESTABILIZAÇÃO DO PREÇO DAS AÇÕES **108**
ALTERAÇÃO DAS CIRCUNSTÂNCIAS, REVOGAÇÃO OU MODIFICAÇÃO **108**
SUSPENSÃO E CANCELAMENTO DA OFERTA **109**
REVENDA DE AÇÕES ADQUIRIDAS PELOS COORDENADORES **109**
DIREITOS, VANTAGENS E RESTRIÇÕES DAS AÇÕES **110**
RELACIONAMENTO ENTRE NÓS, OS ACIONISTAS VENDEDORES E AS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA **110**
INSTITUIÇÃO FINANCEIRA ESCRITURADORA DAS AÇÕES **114**
INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES **114**
INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA **114**

OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA **116**

APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS **117**
COORDENADOR LÍDER **117**
COORDENADORES **118**
COORDENADORES CONTRATADOS **120**

IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES **125**
1. COMPANHIA **125**
2. COORDENADORES E COORDENADORES CONTRATADOS **125**
3. CONSULTORES LEGAIS **126**
4. AUDITORES **127**

FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E RISCOS RELACIONADOS ÀS NOSSAS AÇÕES **128**

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS **133**

CAPITALIZAÇÃO **134**

DILUIÇÃO **135**
BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO **136**
PLANO DE STOCK OPTION **136**
AUMENTOS DE CAPITAL **138**

PRINCIPAIS ACIONISTAS E ACIONISTAS VENDEDORES **139**
PRINCIPAIS ACIONISTAS **139**

BREVE DESCRIÇÃO DE NOSSOS PRINCIPAIS ACIONISTAS 139

ACIONISTAS VENDEDORES 141

ACORDO DE ACIONISTAS 142

ANEXOS

ESTUDO DE VIABILIDADE E RESPECTIVA TRADUÇÃO JURAMENTADA 145

ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA 635

ATA DE ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA QUE APROVOU A REALIZAÇÃO DA OFERTA ... 671

MINUTA DA ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA QUE APROVARÁ O AUMENTO DE CAPITAL E O PREÇO POR AÇÃO 681

DECLARAÇÕES DA COMPANHIA, DOS ACIONISTAS VENDEDORES E DO COORDENADOR LÍDER PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM N.º 400, DE 29 DE DEZEMBRO DE 2003, CONFORME ALTERADA 685

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO COMPREENDIDO ENTRE 17 DE JULHO E 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E RESPECTIVO PARECER DO AUDITOR INDEPENDENTE 703

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO DE TRÊS MESES ENCERRADO EM 31 DE MARÇO DE 2010 E RESPECTIVO RELATÓRIO DE REVISÃO ESPECIAL DO AUDITOR INDEPENDENTE 741

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES ENCERRADO EM 30 DE JUNHO DE 2010 E RESPECTIVO RELATÓRIO DE REVISÃO ESPECIAL DO AUDITOR INDEPENDENTE 773

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA 811

DEFINIÇÕES

Para fins do presente Prospecto, "Companhia", "HRT", ou "nós" referem-se, a menos que o contexto determine de forma diversa, à HRT Participações em Petróleo S.A. e suas subsidiárias na data deste Prospecto. Abaixo seguem outras definições relevantes:

Acarus	Acarus Investimentos (Pty) Ltd.
Acionistas Vendedores	Os Acionistas indicados na seção "Principais Acionistas e Acionistas Vendedores" na página 139 deste Prospecto.
Ações ou Ações da Oferta	1.620.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, objeto da Oferta, a serem ofertadas no Brasil, com esforços de colocação no exterior, inclusive nos Estados Unidos da América.
Ações Adicionais	Quantidade de Ações equivalente a até 20% do total das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas, que poderá ser acrescida à Oferta, a critério da Companhia e/ou dos Acionistas Vendedores, com a concordância dos Coordenadores da Oferta, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 14 da Instrução CVM 400. Caso a Opção de Ações Adicionais seja exercida parcialmente, as Ações serão emitidas pela Companhia e vendidas pelos Acionistas Vendedores, na proporção de uma Ação emitida pela Companhia para cada Ação vendida pelos Acionistas Vendedores. A proporção acima referida não será mais aplicável no caso de serem vendidas todas as ações dos Acionistas Vendedores que estes pretendam alienar na Oferta, hipótese em que o restante das Ações da Opção de Ações Adicionais serão emitidas exclusivamente pela Companhia.
Ações Suplementares	Quantidade de Ações equivalente a até 15% do total das Ações inicialmente ofertadas, que venha a ser acrescida à Oferta, conforme Opção de Ações Suplementares.

Ações em Circulação	De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, significa todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas pelos Acionistas Controladores (conforme definido no Regulamento do Novo Mercado), por pessoas a ele vinculadas, por administradores da Companhia ou aquelas em tesouraria.
Administração	Conselho de Administração e Diretoria da Companhia.
Administradores	Membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia.
Agente Estabilizador	Credit Suisse.
Agentes de Colocação Internacional	Credit Suisse Securities (USA) LLC, Goldman, Sachs & Co., Citigroup Global Markets Inc., BMO Capital Markets Corp., Jefferies & Company, Inc., Deutsche Bank Securities Inc., e J.P. Morgan Securities LLC, em conjunto.
Análise Horizontal ou AH	Variação do período, indicada em porcentagem, de determinada linha do resultado ou do balanço patrimonial.
Análise Vertical ou AV	Quando relativa à conta de resultado, consiste em percentual sobre o total da receita líquida de vendas; quando relativa à conta do ativo no balanço patrimonial, consiste em percentual sobre o total do ativo; e quando relativa à conta do passivo no balanço patrimonial, consiste em percentual sobre o total do passivo.
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
Anúncio de Encerramento	Anúncio informando acerca do encerramento da Oferta pelos Coordenadores e pela Companhia, nos termos da Instrução CVM 400.
Anúncio de Retificação	Anúncio informando acerca da revogação ou modificação da Oferta pelos Coordenadores e pela Companhia, nos termos da Instrução CVM 400.
Anúncio de Início	Anúncio informando acerca do início da Oferta pelos Coordenadores e pela Companhia, nos termos da Instrução CVM 400.
API	*American Petroleum Institute.*

Auditores ou Auditores Independentes	Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
Aviso ao Mercado	Aviso ao Mercado de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de emissão da Companhia a ser publicado pelos Coordenadores e pela Companhia, informando acerca dos termos e condições da Oferta, nos termos do art. 53 da Instrução CVM 400.
Blocos do Solimões	21 blocos de exploração de petróleo na Bacia do Solimões.
Blocos da Namíbia	Dois blocos de exploração de petróleo na Sub-Bacia de Walvis e três blocos de exploração de petróleo na Sub-Bacia de Orange, ambos localizados na Namíbia.
Banco Central ou BACEN	Banco Central do Brasil.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
BR GAAP ou Práticas Contábeis Adotadas no Brasil	Práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais são baseadas na Lei das Sociedades por Ações, nas normas e regulamentos da CVM e nas normas contábeis emitidas pelo IBRACON, pelo CFC e pelo CPC.
CAGR	Crescimento Médio Anual Composto. O CAGR não é uma medida de desempenho financeiro calculada de acordo com o IFRS GAAP, e não deve ser considerado como alternativa ao lucro líquido, indicador de desempenho operacional ou indicador de liquidez. O CAGR não possui um significado padrão e a nossa definição de CAGR pode não ser comparável às definições de CAGR utilizadas por outras companhias.
CERA	*Cambridge Energy Research Association.*
CDI	Certificado de Depósito Interbancário.
CFC	Conselho Federal de Contabilidade.
Citi	Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.

Cláusula Compromissória	De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, a companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do conselho fiscal obrigam-se a resolver por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no estatuto social da Companhia, nas normas editadas pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Conselheiro Independente	Conforme o regulamento do Novo Mercado, o Conselheiro Independente caracteriza-se por: (i) não ter qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação de capital; (ii) não ser acionista controlador, cônjuge ou parente até segundo grau daquele, ou não ser ou não ter sido, nos últimos três anos, vinculado a sociedade ou entidade relacionada ao acionista controlador (pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa estão excluídas desta restrição); (iii) não ter sido, nos últimos três anos, empregado ou diretor da Companhia, do acionista controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não ser fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços e/ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não ser funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não ser cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; e (vii) não receber outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (proventos em dinheiro oriundos de participação de capital estão excluídos desta restrição).
Conselho de Administração	O conselho de administração da Companhia.
Conselho Fiscal	O conselho fiscal da Companhia, quando instalado.

Companhia ou HRT	HRT Participações em Petróleo S.A.
Contrato de Distribuição	Contrato de Coordenação, Colocação e Garantia Firme de Liquidação de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A., a ser celebrado entre a Companhia, os Coordenadores e a BM&FBOVESPA, esta última na qualidade de interveniente anuente.
Contrato de Estabilização	Instrumento Particular de Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A., a ser celebrado entre a Companhia, o Coordenador Líder e a Credit Suisse Corretora, relativo às atividades de estabilização de preço das ações de emissão da Companhia.
Contrato de Participação no Novo Mercado	Contrato celebrado entre a Companhia, os Acionistas Controladores, os administradores e a BM&FBOVESPA em 06 de setembro de 2010, contendo obrigações relativas à listagem das ações da Companhia no Novo Mercado, cuja eficácia somente terá início a partir da data de publicação do Anúncio de Início.
Constituição Federal	Constituição da República Federativa do Brasil.
Coordenador Líder ou Credit Suisse	Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
Coordenadores ou Coordenadores da Oferta	O Coordenador Líder, Goldman Sachs e Citi, em conjunto.
Coordenadores Contratados	Banco J.P. Morgan S.A. e Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão.
Corretoras	Instituições intermediárias autorizadas a atuar na BM&FBOVESPA contratadas para efetuar exclusivamente esforços de colocação das Ações da Oferta junto a Investidores da Oferta de Dispersão.
Cowan	Cowan Petróleo e Gás S/A.
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis.
Credit Suisse Corretora	Credit Suisse (Brasil) S.A. Corretora de Títulos e Valores Mobiliários
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Data de Início de Negociação	Dia útil seguinte à publicação do Anúncio de Início.
Data de Liquidação	Data em que ocorrerá a liquidação física e financeira, com entrega das Ações aos investidores, no prazo de até 3 (três) dias úteis contado da data de publicação do Anúncio de Início.
Data de Liquidação das Ações Suplementares	Data em que ocorrerá a liquidação física e financeira das Ações do Lote Suplementar, no prazo de até 3 (três) dias úteis contado da data do exercício da Opção das Ações Suplementares.
D&M	DeGolyer & MacNaughton.
Diretoria	A diretoria da Companhia.
Dólar, dólar, dólares ou US$	Moeda oficial dos Estados Unidos.
E&P	Exploração e produção.
Estados Unidos	Estados Unidos da América.
Estatuto Social	Estatuto Social da Companhia, conforme alterado e consolidado em 31 de agosto de 2010.
Estudo de Viabilidade ou Estudo D&M	Relatório de Recursos Prospectivos, assinado em 8 de setembro de 2010, e Relatório de Recursos Contingentes, assinado em 10 de setembro de 2010, ambos com data – base de 31 de agosto de 2010, preparados pela DeGolyer & MacNaughton, anexos a este Prospecto na página 145.
Euros, euros ou €	Moeda adotada por determinados países da União Europeia.
FGV	Fundação Getulio Vargas.
Final Offering Memorandum	Documento definitivo a ser utilizado nos esforços de colocação das Ações no exterior.
Formulário de Referência	Formulário de Referência da Companhia, datado desta data, anexo a este Prospecto, elaborado nos termos da Instrução CVM 480.
Gas Energy	Gas Energy Assessoria Empresarial Ltda.
Goldman Sachs	Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

Governo Federal	Governo Federal do Brasil.
HRT Netherlands	HRT Netherlands B.V., sociedade controlada pela Companhia.
HRT O&G	HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda., sociedade controlada da Companhia.
IBGC	Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil.
ICMS	Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação.
IFRS	Normas Internacionais de Contabilidade – "*International Financial Reporting Standards*".
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna, divulgado pela FGV.
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado, divulgado pela FGV.
Índice BOVESPA	Um dos indicadores de desempenho do mercado de ações no Brasil. O índice é o valor atual de uma carteira teórica de ações negociadas na BM&FBOVESPA, constituída a partir de uma aplicação hipotética, que reflete não apenas as variações dos preços das ações, mas também o impacto da distribuição dos proventos, sendo considerado um indicador que avalia o retorno total das ações que o compõe.
INPC	Índice Nacional de Preços ao Consumidor, índice de inflação medido e divulgado pelo IBGE.
Instituição Financeira Escrituradora	Banco do Brasil S.A.
Instituições Participantes da Oferta	Coordenadores, Coordenadores Contratados e Corretoras, quando referidos em conjunto.
Instrução CVM 325	Instrução da CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000, conforme alterada.
Instrução CVM 358	Instrução da CVM n.º 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada.

Instrução CVM 400	Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada.
Instrução CVM 480	Instrução da CVM n.º 480, de 7 de dezembro de 2009.
Investidores da Oferta de Dispersão	Investidores Brasileiros que decidirem participar da Oferta de Dispersão por meio do preenchimento de Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 (trezentos mil reais) e o valor máximo de investimento de R$1.000.000,00 (um milhão de reais).
Investidores da Oferta Institucional	Investidores que não sejam Investidores da Oferta de Dispersão.
Investidores	Os Investidores Brasileiros e os Investidores Estrangeiros, quando referidos em conjunto.
Investidores Brasileiros	Investidores residentes no Brasil que sejam (a) instituições financeiras, (b) companhias seguradoras e sociedades de capitalização, (c) entidades abertas e fechadas de previdência complementar, (d) pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R$300.000,00 (trezentos mil reais), (e) fundos de investimento, (f) administradores de carteira e consultores mobiliários autorizados pela CVM, em relação aos seus recursos próprios, e (g) regimes próprios de previdência social instituídos pela União, pelos estados, pelo Distrito Federal ou por municípios.
Investidores Estrangeiros	Investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*) residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act*, e investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, que não sejam *US Persons*, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do Securities Act e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em todos os casos, que invistam no Brasil segundos os mecanismos de investimentos regulamentados pelo CMN, pela CVM, e pelo Banco Central.
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, apurado pelo IBGE.

IPEX	Integrated Petroleum Expertise Company – Serviços em Petróleo Ltda., sociedade controlada da Companhia.
IRPJ	Imposto sobre a Renda de Pessoas Jurídicas.
Labrea	Labrea Petróleo Ltda., sociedade controlada pela Ranger.
Lei n.º 11.941	Lei n.º 11.941, de 27 de maio de 2009.
Lei n.º 4.131	Lei n.º 4.131, de 3 de setembro de 1962, conforme alterada.
Lei das Sociedades por Ações	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei do Mercado de Valores Mobiliários	Lei n.º 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei do Petróleo	Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, conforme alterada.
M&S	M&S Brasil S.A.
N.A.	Não aplicável.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem da BM&FBOVESPA com regras diferenciadas de governança corporativa.
Oferta	Oferta que compreenderá a oferta pública de distribuição (a) primária ("Oferta Primária") de 1.620.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações da Oferta Primária") e (b) secundária ("Oferta Secundária") de até 10.236 ações ordinárias de emissão da Companhia e de titularidade dos Acionistas Vendedores, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, apenas para o caso de exercício da opção de Ações Adicionais ("Ações da Oferta Secundária" e, em conjunto com as Ações da Oferta Primária, "Ações") (i) a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com os termos da Instrução CVM 400, sob a coordenação dos Coordenadores da Oferta e a participação das Instituições Participantes da Oferta, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Brasileiros e (ii) com esforços de colocação das Ações no exterior, a serem realizados pelos Agentes de Colocação Internacional,

	exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro previstas no *Securities Act* e alterações posteriores, e desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pela CVM e pelo Banco Central. Nos termos do artigo 172, inciso I da Lei das Sociedades por Ações, a colocação das Ações ocorrerá com a exclusão do direito de preferência dos seus atuais acionistas. **A Oferta não foi e nem será registrada na SEC ou em qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer país, exceto o Brasil.** As ações são negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, permanecendo vedados quaisquer desdobramentos das Ações por um período de 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento. Durante este período, as Ações somente poderão ser negociadas em lotes de 100 ações pelo valor mínimo inicial de R$100.000,00.
Oferta de Dispersão	Oferta de Ações realizada junto a Investidores da Oferta de Dispersão, observado o montante de, no mínimo, 10% e, no máximo, 20% das Ações da Oferta, excluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, o qual será destinado a Investidores Brasileiros que realizarem Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R$1.000.000,00 por Investidor Brasileiro.
Oferta Institucional	Oferta de Ações realizada junto a Investidores da Oferta Institucional.
Oferta Primária	Oferta pública das Ações da Oferta Primária.
Oferta Secundária	Oferta pública das Ações da Oferta Secundária.

Opção de Ações Suplementares	Opção outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder para colocação das Ações Suplementares, a ser exercida a partir da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de até 30 dias contados da data de início das negociações das Ações na BM&FBOVESPA, inclusive, ou seja, o primeiro dia útil seguinte à publicação do Anúncio de Início.
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
Petra	Petra Energia S.A., coligada da M&S.
Pessoas Vinculadas	Investidores que sejam, nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, controladores ou administradores das instituições intermediárias e da emissora ou outras pessoas vinculadas à emissão e distribuição, bem como seus cônjuges ou companheiros, seus ascendentes, descendentes e colaterais até o 2º grau.
Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	Prazo a ser iniciado em 13 de outubro de 2010 e encerrado em 18 de outubro de 2010, inclusive, para a realização dos Pedidos de Reserva por Pessoas Vinculadas.
Período de Colocação	Prazo para a colocação das Ações, que será de até 3 (três) dias úteis a contar da data de publicação do Anúncio de Início.
PIB	Produto Interno Bruto.
PIS	Programa de Integração Social.
Placement Facilitation Agreement	Contrato a ser celebrado entre os Agentes de Colocação Internacional e a Companhia, regulando esforços de colocação das Ações no exterior no âmbito da Oferta.
Prazo de Distribuição	Prazo máximo de até seis meses, contados a partir da data da publicação do Anúncio de Início, para subscrição das Ações objeto da Oferta.
Preço por Ação	Preço de emissão e/ou subscrição por Ação, a ser fixado após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*.
Preliminary Offering Memorandum	Documento preliminar a ser utilizado nos esforços de colocação das Ações no exterior.

Procedimento de *Bookbuilding*	Procedimento a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta junto a Investidores Brasileiros e pelos Agentes de Colocação Internacional junto a Investidores Estrangeiros, em ambos os casos exclusivamente no contexto da Oferta Institucional, nos termos do artigo 44 da Instrução CVM 400.
Prospecto ou Prospecto Preliminar	Este Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A.
Prospecto Definitivo	Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A.
Ranger	Ranger Participações Ltda., sociedade controlada pela Companhia.
Real, real, reais ou R$	Moeda oficial corrente no Brasil.
Regra 144A	*Rule 144A* do *Securities Act de* 1933, conforme alterada, dos Estados Unidos.
Regulamento de Arbitragem	Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado instituída pela BM&FBOVESPA, inclusive suas posteriores modificações, que disciplina o procedimento de arbitragem ao qual serão submetidos todos os conflitos estabelecidos na cláusula compromissória inserida no Estatuto Social da Companhia e constante dos termos de anuência dos administradores, membros do Conselho Fiscal e dos controladores.
Regulamento do Novo Mercado	Regulamento de listagem do Novo Mercado editado pela BM&FBOVESPA, que disciplina os requisitos para a negociação de valores mobiliários de companhias abertas no Novo Mercado, estabelecendo regras de listagem diferenciadas para essas companhias, seus administradores e seus acionistas controladores.
Regulamento S	*Regulation S* do *Securities Act* de 1933, conforme alterada, dos Estados Unidos.
Resolução CMN 2.689	Resolução do CMN n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000, conforme alterada.

SEC	*Securities and Exchange Commission,* a comissão de valores mobiliários dos Estados Unidos.
Securities Act	*Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos, conforme alterada.
Termo de Anuência dos Administradores	Nos termos do Regulamento do Novo Mercado, significa o termo pelo qual os administradores da Companhia se responsabilizam pessoalmente a se submeter e a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento do Novo Mercado e com o Regulamento de Arbitragem.
Termo de Anuência dos Acionistas Controladores	Nos termos do Regulamento do Novo Mercado, significa termo pelo qual os Acionistas Controladores ou o(s) acionista(s) que vier(em) a ingressar no grupo de controle da Companhia se responsabilizam pessoalmente a se submeter e a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento do Novo Mercado, com a Cláusula Compromissória e com o Regulamento de Arbitragem.
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo, divulgada pelo CMN.
TR	Taxa Referencial, divulgada pelo BACEN.
UNX	UNX Energy Corp.
US GAAP	Princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

1C, 2C e 3C	Conforme o Estudo D&M, referem-se às estimativas de recursos de petróleo em termos de grau de incerteza, sendo a estimativa 1C a de grau de incerteza mais baixo a estimativa 2C de grau de incerteza médio, e a estimativa 3C de grau de incerteza alto.
Acumulação	É utilizada para identificar um corpo individual de petróleo móvel. Uma acumulação conhecida (aquela que contém reservas de recursos contingentes) deve ter sido perfurada por um poço. O poço deve ter mostrado claramente a existência de petróleo móvel por fluxo até a superfície ou pelo menos alguma recuperação de uma amostra de petróleo através do poço. Entretanto, dados de perfil ou testemunho do poço podem caracterizar uma acumulação desde que haja boa analogia com outra acumulação adjacente conhecida e geologicamente comparável.
API	É a escala hidrométrica utilizada para medir a densidade relativa do petróleo criada pelo *American Petroleum Institute*. A ANP classifica os diferentes tipos de petróleo da seguinte forma: • Petróleo leve: possui API maior que 31. • Petróleo médio: possui API entre 22 e 31. • Petróleo pesado: possui API entre 10 e 22. • Petróleo extrapesado: possui API menor que 10.
Bacia Sedimentar ou Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não.
Barril de Óleo ou BBL	Um barril "*stock tank*", medida-padrão de volume de petróleo correspondente a 158,98 litros.
bcf	Bilhões de pés cúbicos.
bcfpd	Bilhões de pés cúbicos por dia.

Bloco ou Bloco Exploratório	Parte de uma bacia sedimentar formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração e produção de óleo e gás natural.
BOE ou Barril de Óleo Equivalente	Medida de volume de gás natural/condensados, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão de 5,650 pés cúbicos de gás natural para um Barril de Óleo, segundo *BP Statisticial Review of World Energy* de 2010 e utilizado no Estudo D&M.
boepd	Barris de Óleo Equivalente por dia.
bpd	Barris por dia.
Campo	Área produtora de óleo e gás natural a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variadas, abrangendo instalações e equipamentos destinados a produção.
Condensado	Fase líquida de hidrocarboneto de baixa densidade, alta densidade específica que geralmente ocorre em associação com o gás natural. A densidade específica do condensado é, normalmente, de 50 a 120 API.
Farm-in/Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de *Farm-in* e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em *Farm-out.*
FPSOs	Unidades flutuantes de produção, armazenamento e descarga.
Gás Condensado	Mistura de hidrocarbonetos líquidos de baixa densidade que estão presentes no gás natural. Sua condensação, acontece quando a temperatura é reduzida abaixo do ponto de orvalho, que é a temperatura, em uma dada pressão, em que a mistura de hidrocarbonetos começa a condensar a partir da fase gasosa.

Gás Natural	O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves que, em condições normais de pressão e temperatura, está no estado gasoso. Na natureza, ele é encontrado em acumulações no subsolo (*onshore* ou *offshore*), podendo ocorrer dissolvido no óleo ou ser encontrado em capas de gás (gás associado) ou em uma acumulação onde somente a fase gasosa está presente (gás não associado).
Gás Originalmente In Place (OGIP)	Volume original total de gás em um reservatório. Este volume é maior do que o volume da reserva de gás, já que compreende tanto o gás recuperável quanto o nao recuperável.
Gás Úmido	Gás natural que contém líquidos de petróleo em temperatura e pressão ambiente.
G&G	Serviços geológicos e geofísicos.
Hidrocarbonetos	Composto constituído basicamente por carbono e hidrogênio. O óleo, o condensado e o gás natural são hidrocarbonetos.
Lead	Um *lead* é um prospecto pouco definido e requer dados e/ou avaliações adicionais para ser classificado como um Prospecto Exploratório. Um exemplo de *lead* seria uma estrutura geológica com fechamento mal definido mapeada através da utilização de dados sísmicos regionais esparsos em bacia que contenha rochas geradoras e reservatórios razoáveis. Um *lead* pode ou não ser elevado à categoria de Prospecto Exploratório, dependendo dos resultados de definições técnicas adicionais.
MMbbl	Milhões de barris.
MMcfd	Milhões de pés cúbicos por dia.
MMbpd	Milhões de barris por dia.
MMBOE	Milhões de barris de óleo equivalente.
Offshore	Localizado no mar.
Óleo	Porção do petróleo existente na fase líquida nas condições originais do reservatório e que permanece líquida nas condições de pressão e temperatura da superfície.

Óleo leve	Classificação de natureza relativa, não padronizada, associada ao grau de API. Em geral, são considerados todos os hidrocarbonetos líquidos com densidade maior do que 30 API.
Óleo Originalmente In Place (OOIP)	Volume original total de óleo em um reservatório. Este volume é maior do que o volume da reserva de óleo, já que compreende tanto o óleo recuperável quanto o nao recuperável.
Onshore	Localizado em terra.
Petróleo	Composto de ocorrência natural consistindo na mistura de hidrocarbonetos encontrada no subsolo, em rochas sedimentares, nas fases gasosa, líquida e sólida, geralmente acompanhada de impurezas. Compreende o óleo cru, condensado e gás natural. É importante ressaltar que para a ANP, a definição é: O petróleo é todo hidrocarboneto líquido em seu estado natural (por exemplo, petróleo bruto e condensados) que não tem gás, ou seja, ele permanece no estado líquido sob pressão e temperatura em condições de superfície.
Probabilidade de Sucesso Econômico (P_e)	É definida como a probabilidade de que uma dada descoberta será economicamente viável. Leva em conta a probabilidade geológica, TEFS, a probabilidade de TEFS, os custos de capital, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (a análise do fluxo de caixa), e outros negócios e fatores econômicos. Ver o Anexo "Estudo de Viabilidade".
Probabilidade de TEFS	A probabilidade de se descobrir uma acumulação maior que o TEFS. A P_{TEFS} pode ser determinada a partir da distribuição de Recursos Prospectivos Totais.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Um prospecto é uma acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde se estima probabilisticamente que exista uma acumulação comercial de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários (geração, migração, reservatório, selo e trapeamento) para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação será sub-comercial.

Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Contingentes Marginais	Aquelas quantidades associadas a projetos tecnicamente viáveis que sejam atualmente econômicos ou projetados para serem econômicos sob melhorias razoáveis previstas em condições comerciais, mas que não estão comprometidas para desenvolvimento por causa de uma ou mais contingências.
Recursos Contingentes Sub-Marginais	Aquelas quantidades associadas a descobertas para as quais análises indicam que projetos de desenvolvimento tecnicamente viáveis não seriam econômicos e/ou outras contingências não seriam satisfatórias sob melhorias em condições comerciais atuais ou razoavelmente previstas. Estes projetos, porém, devem ser retidos no inventário de recursos descobertos, dependendo de mudanças significativas não-previstas das condições comerciais.
Recursos Não Convencionais	Recursos que existem em acumulações de petróleo que permeiam uma grande área e que não requerem concentração por influências gravitacionais. Um exemplo de recurso não convencional é o gás de folhelhos (shale gas).
Recurso Prospectivo	Quantidade de petróleo estimada, como potencialmente recuperável, a partir de acumulações ainda não descobertas.
Recurso Prospectivo Riscado	Recurso prospectivo ajustado pela probabilidade de sucesso econômico. Ver o Anexo "Estudo Viabilidade".
Reservatório ou Depósito	Configuração geológica (estrutura) dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não.

Simulações de Monte Carlo	É uma abordagem para realizar análise de risco em qualquer projeto com dados de entrada incertos. Geralmente, os números são selecionados a partir de dados de entrada representativos e depois usados em cálculos iterativos (que requerem muitos cálculos) para encontrar o intervalo de resultados mais prováveis. A incerteza no resultado também fornece uma medida da validade do modelo. A técnica é aplicada para carteira de investimentos financeiros e análise de risco de investimentos, bem como para aplicações científicas. O Método de Análise de Monte Carlo é utilizado no campo de petróleo para estimar os riscos envolvidos em novos projetos exploratórios, avaliação de programas de desenvolvimento e avaliação da validade dos modelos de reservatórios.
tcf	Trilhões de pés cúbicos.
"TEFS" ou Limite Econômico de Tamanho de Campo	O limite econômico de tamanho de campo ("TEFS") é o montante mínimo de petróleo produzível necessário para recuperar o total do dispêndio de capital empregado para determinar que um prospecto exploratório tenha um valor presente potencial acima de zero. Tais dispêndios incluem investimentos necessários para determinar e comprovar a viabilidade comercial da produção e para executar perfurações de delimitação ou de confirmação. Todos os custos geológicos, geofísicos, aluguéis e/ou contratos de aquisição de áreas e outros custos prévios de delimitação de área estão igualmente incluídos nas estimativas do TEFS. Assim sendo, sempre que tal metodologia for empregada para estimar o TEFS, não haverá necessidade de qualquer provisão adicional para os custos de desenvolvimento do campo.
Truncado	A estimativa média truncada corresponde ao valor resultante esperado calculado a partir do truncamento da distribuição de recursos pelo Limite Econômico do Tamanho de Campo. Essa distribuição truncada origina uma nova série de medidas estatísticas. Para informações adicionais, veja o Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PERSPECTIVAS SOBRE O FUTURO

Este Prospecto, assim como o Estudo de Viabilidade e o Formulário de Referência anexos, contêm estimativas e perspectivas para o futuro, principalmente nas seções "Sumário da Companhia", "Fatores de Risco", e "Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações" deste Prospecto, e nos itens 7 e 10 do Formulário de Referência, nas páginas 35, 128, 59, A-54 e A-143, respectivamente, deste Prospecto.

As estimativas e perspectivas para o futuro têm por embasamento, em grande parte, expectativas atuais e projeções sobre eventos futuros e tendências financeiras que afetam ou podem afetar os nossos negócios e operações. Embora acreditemos que essas considerações sobre estimativas e perspectivas futuras sejam baseadas em assunções razoáveis, elas estão sujeitas a diversos riscos e incertezas e são elaboradas levando em consideração as informações atualmente disponíveis para nós. Muitos fatores importantes, além dos fatores discutidos neste Prospecto, podem impactar adversamente os nossos resultados tais como previstos nas estimativas e perspectivas sobre o futuro. Tais fatores incluem, entre outros, os seguintes:

- conjuntura econômica, política e de negócios nos países em que desenvolvemos e venhamos a desenvolver nossas atividades;
- a volatilidade dos preços do óleo e do gás natural;
- descoberta e desenvolvimento das reservas de óleo e gás natural;
- Investimentos correntes ou projetados, bem como outros custos, obrigações e receitas;
- regulamentação governamental atual e futura da indústria do óleo e do gás natural, no Brasil ou na Namíbia;
- mudanças nas leis ambientais brasileiras ou da Namíbia;
- incertezas inerentes à precisão de nossos Recursos Prospectivos;
- suspensão ou intervenção nas concessões ou autorizações de exploração concedidas pelo governo brasileiro e da Namíbia;
- concorrência;
- nossa capacidade para descobrir, adquirir ou obter acesso a outros blocos e a explorar com sucesso os nossos atuais Recursos Prospectivos e Contingentes;
- a disponibilidade de equipamentos e infraestrutura de perfuração produção e transporte de óleo e gás natural;
- inflação, desvalorização e valorização do real e flutuações das taxas de juros;
- operações militares, atos terroristas, guerras ou embargos;

- capacidade para obter financiamentos;
- o custo e a disponibilidade da cobertura de seguro adequada;
- nossa capacidade de cumprir com nossas obrigações financeiras e condições de financiamento;
- nosso nível de endividamento;
- alterações em nossos custos e despesas, inclusive custos de serviços e custos operacionais;
- outros fatores apresentados na seção "Fatores de Risco", na página 128 deste Prospecto, e nos itens 4 e 5 do Formulário de Referência anexo a este Prospecto; e
- outros fatores que possam afetar nossa situação financeira , liquidez e demonstrações de resultados.

As palavras "acredita", "pode", "poderá", "deverá", "visa", "estima", "continua", "antecipa", "pretende", "entende", "espera" e outras palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e perspectivas para o futuro. As considerações sobre estimativas e perspectivas para o futuro incluem informações atinentes a resultados e projeções, estratégia, planos de financiamentos, posição concorrencial, ambiente do setor, oportunidades de crescimento potenciais, os efeitos de regulamentação futura e os efeitos da concorrência. Tais estimativas e perspectivas para o futuro referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que nem nós, nem o Coordenador Líder, assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Em vista dos riscos e incertezas aqui descritos, as estimativas e perspectivas para o futuro constantes neste Prospecto podem não vir a se concretizar, muitas das quais estão além da nossa capacidade de controle ou previsão. Tendo em vista estas limitações, os investidores não devem tomar suas decisões de investimento exclusivamente com base nas estimativas e perspectivas para o futuro contidas neste Prospecto.

ESTUDO DE VIABILIDADE DA COMPANHIA

O Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto foi preparado por exigência da regulamentação brasileira e não segue as regulamentações de quaisquer outras jurisdições. A nossa Administração acredita que o Estudo de Viabilidade foi preparado em bases razoáveis, refletindo, atualmente, as melhores estimativas e julgamentos disponíveis, e apresentam, de acordo com o seu melhor conhecimento e opinião, a expectativa do plano de ação da Companhia. Entretanto, estas informações não são fatos e não se deve considerá-las como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros. Os leitores deste Prospecto são advertidos para não depositar confiança indevida nas informações financeiras projetadas.

Nem a Ernst & Young nem qualquer outro auditor independente, nem os Coordenadores da Oferta ou os Agentes de Colocação Internacional, compilaram, examinaram ou adotaram quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar o Estudo

de Viabilidade, nem expressaram sua opinião ou emitiram qualquer outra forma da declaração sobre tais informações ou a possibilidade de as mesmas se concretizarem, e não assumem nenhuma responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

Os relatórios de auditoria da Ernst & Young aqui incluídos relacionam-se, exclusivamente, às nossas informações financeiras históricas. Os relatórios não se estendem às informações financeiras projetadas e não devem ser lidos de forma diferente.

APRESENTAÇÃO E RESUMO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OPERACIONAIS

As informações abaixo devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto, bem como o item "10" do Formulário de Referência anexo ao presente Prospecto.

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

O resumo das nossas informações financeiras, conforme apresentadas nas tabelas abaixo, foi extraído de nossas demonstrações financeiras consolidadas revisadas, não auditadas para o período de seis meses findo em, e na data de, 30 de junho de 2010 e auditadas para o período compreendido entre 17 de julho de 2009, e na data de, 31 de dezembro de 2009, e respectivas notas explicativas. Tais demonstrações financeiras consolidadas foram revisadas e auditadas, respectivamente, pela Ernst & Young Auditores Independentes S/S, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil. A Ernst & Young incluiu um parágrafo em seu parecer de auditoria indicando que a controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. irá prospectar reservas de petróleo e gás em suas concessões nos encontramos em fase pré-operacional, e que a exploração de óleo e gás requer investimentos em montantes significativos que podem não resultar em descobertas economicamente viáveis.

As nossas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo CPC e as normas emitidas pela CVM.

Apesar de terem sido preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e de terem sido auditadas, por nossos auditores independentes de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, tais informações não são necessariamente indicadores dos resultados que podem ser esperados para o exercício social corrente ou para qualquer outro período, e devem ser lidas e analisadas em conjunto com as demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto, bem como o item "10" do Formulário de Referência anexo ao presente Prospecto.

Tendo em vista que não iniciamos operações que gerem receitas no segmento de E&P, mas apenas no segmento de serviços, acreditamos que as informações financeiras contidas neste Prospecto não são indicativas, nem constituem parâmetros de comparação em relação ao perfil financeiro que esperamos possuir após o início de nossas operações.

Adicionalmente, tendo em vista a fase pré-operacional das nossas controladas HRT O&G, HRT Netherlands B.V. e Ranger, nosso resultado consolidado é representado basicamente pelo resultado da IPEX.

Enquanto mantivermos registro de companhia aberta junto à CVM e tivermos ações de nossa emissão listadas na BM&FBOVESPA, nossas demonstrações financeiras deverão ser arquivadas na CVM.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia foram preparadas em conformidade com os princípios de consolidação estabelecidos pela legislação societária brasileira e de acordo com a Instrução da CVM n.º 247, de 27 de março de 1996, e incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as informações da Companhia e suas controladas a seguir relacionadas:

	Porcentagem de participação em 30 de junho de 2010
Controladas diretas:	
HRT O&G	99,99%
IPEX	99,99%
Ranger	94,70%
HRT Netherlands B.V.	100,0%

As políticas contábeis foram aplicadas de maneira uniforme em todas as empresas consolidadas e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior.

MUDANÇA DE PRÁTICAS CONTÁBEIS

Dentro do processo de convergência das Práticas Contábeis Adotadas no Brasil para o IFRS, diversos pronunciamentos, interpretações e orientações foram emitidos durante o ano de 2009 com aplicação mandatória para os exercícios encerrados a partir de dezembro de 2010 e que deverão ser aplicadas retroativamente as demonstrações financeiras de 2009 para fins de comparabilidade.

Para um melhor entendimento sobre as mudanças das práticas contábeis no Brasil promovidas pelas alterações na Lei das Sociedades por Ações e os consequentes ajustes esperados em nosso patrimônio e resultado, incluímos a nota explicativa nº 2.1 nas demonstrações contábeis referentes ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO E BALANÇOS PATRIMONIAIS

Demonstração consolidada de resultado

	Período de 17 de julho de 2009 até 31 de Dezembro de 2009	AV	Período de seis meses encerrado em 30 de Junho de 2010	AV
	(em milhares de R$)			
Receita bruta de serviços	16.656	109%	7.737	117%
Deduções da Receita Bruta	(1.351)	-9%	(1.132)	-17%
Receita Líquida de Serviços	**15.305**	**100%**	**6.605**	**100%**
Custo dos Serviços	(1.885)	-12%	(7.162)	-108%
Resultado Bruto	**13.420**	**88%**	**(557)**	**-8%**
Despesas /Receitas Operacionais	**(24.730)**	**-162%**	**(36.428)**	**-552%**
Gerais e Administrativas	**(30.447)**	**-199%**	**(44.853)**	**-679%**
Geologia e Geofísica	(11.713)	-77%	(5.255)	-80%
Pessoal e Honorários de Administradores	(3.308)	-22%	(23.256)	-352%
Serviços de Terceiros	(10.384)	-68%	(10.558)	-160%
Tributárias	(2.331)	-15%	(326)	-5%
Depreciação e Amortização	(206)	-1%	(694)	-11%
Gerais e Administrativas	(2.505)	-16%	(4.764)	-72%
Financeiras	**5.715**	**37%**	**12.444**	**188%**
Receitas Financeiras	5.770	38%	13.492	204%
Despesas Financeiras	(55)	0%	(1.048)	-16%
Outras Receitas Operacionais	**2**	**0%**	**672**	**10%**
Outras Despesas Operacionais	**-**	**0%**	**(4.691)**	**-71%**
Resultado Operacional	**(11.310)**	**-74%**	**(36.985)**	**-560%**
Resultado Não Operacional	**-**	**0%**	**-**	**0%**
Resultado Antes Tributação/Participações	**(11.310)**	**-74%**	**(36.985)**	**-560%**
Provisão para IR e Contribuição Social	(1.325)	-9%	(1.629)	-25%
IR Diferido	-	0%	-	0%
Participações/Contribuições Estatutárias	-	0%	-	0%
Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	-	0%	-	0%
Participações dos Minoritários	-	0%	54	1%
Prejuízo do Período	**(12.635)**	**-83%**	**(38.560)**	**-584%**

Balanço patrimonial consolidado

	Em 31 de Dezembro de 2009	AV	Em 30 de Junho de 2010	AV	AH
			(em milhares de R$)		
Ativo circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	344.759	83%	251.622	60%	-27%
Contas a receber	8.019	2%	4.789	1%	-40%
Estoques	-	0%	-	0%	0%
Impostos a recuperar	1.172	0%	4.781	1%	308%
Créditos tributários diferidos	-	0%	-	0%	0%
Despesas antecipadas	-	0%	2.456	1%	0%
Outros créditos	1.920	0%	2.867	1%	49%
Total do ativo circulante	**355.870**	85%	**266.515**	63%	-25%
Ativo não circulante					
Realizável a longo prazo					
Depósitos em Garantia	-	0%	35.677	8%	0%
Contas a receber	-	0%	-	0%	0%
Impostos a recuperar	-	0%	-	0%	0%
Créditos tributários diferidos	-	0%	-	0%	0%
Partes relacionadas	4.556	1%	-	0%	0%
Outros créditos	-	0%	1	0%	0%
Total do ativo realizável a longo prazo	**4.556**	1%	**35.678**	8%	683%
Investimento	**-**	0%	**-**	0%	0%
Imobilizado	**4.485**	1%	**7.530**	2%	68%
Intangível	**52.950**	13%	**112.707**	27%	113%
Total do ativo não circulante	**61.991**	15%	**155.915**	37%	152%
		0%			
Total do ativo	**417.861**	100%	**422.430**	100%	1%
Passivo circulante					
Fornecedores	156	0%	11.285	3%	7134%
Obrigações trabalhistas	1.338	0%	2.706	1%	102%
Imposto, taxas e contribuições	8.502	2%	3.732	1%	-56%
Contas a pagar e adiantamentos de clientes	-	0%	-	0%	0%
Outros passivos	999	0%	2.387	1%	139%
Total do passivo circulante	**10.995**	3%	**20.110**	5%	83%

	Em 31 de Dezembro de 2009	AV	Em 30 de Junho de 2010	AV	AH
			(em milhares de R$)		
Participações de minoritários	**-**	0%	**(946)**	0%	0%
Patrimônio líquido					
Capital social	4.720	1%	4.720	1%	0%
Reservas de Capital	415.084	99%	415.084	98%	0%
Ações em tesouraria	(303)	0%	-	0%	0%
Ajustes de Avaliação Patrimonial	-	0%	34.657	8%	0%
Prejuízos Acumulados	(12.635)	-3%	**(51.195)**	-12%	305%
Total do Patrimônio Líquido	**406.866**	97%	**403.266**	95%	-1%
Total do passivo e Patrimônio Líquido	**417.861**	100%	**422.430**	100%	1%

PROJEÇÕES FINANCEIRAS E FATORES QUE AFETAM NOSSAS PROJEÇÕES

As projeções incluídas neste Prospecto foram elaboradas com base em diversas premissas e a nossa capacidade de atingir os resultados esperados depende, de certa forma, da materialização de tais premissas. Embora acreditemos que tais premissas sejam razoáveis, a sua razoabilidade não foi examinada e atestada de forma independente, salvo na extensão indicada na seção "Resumo dos Estudos de Viabilidade e Outras Informações", na página 59 deste Prospecto.

Diversas das premissas estão relacionadas a fatores econômicos que provavelmente ocorrerão futuramente no Brasil e seu potencial impacto sobre os nossos negócios, bem como os fatores econômicos que provavelmente deverão ocorrer ou continuar a ocorrer no mercado brasileiro de óleo e gás natural. Não podemos garantir que as premissas econômicas são precisas ou que refletem com precisão as projeções futuras. Os investidores devem conduzir as suas próprias investigações e fazer suas próprias análises das projeções incluídas neste Prospecto.

Não podemos garantir que as nossas operações futuras não serão significativamente afetadas no futuro por questões de natureza política, ambiental ou outras, muitas das quais estão fora do nosso controle. Nossas estimativas acerca da nossa capacidade de produção e geração de receitas são inerentemente incertas.

Não pretendemos atualizar ou rever as projeções de forma a refletir circunstâncias verificadas após a data deste Prospecto. Tais projeções não constituem garantia do nosso desempenho futuro. Os Estudos de Viabilidade anexos ao presente Prospecto não compreendem todas as informações que possam ser importantes para uma decisão de investimento. Em vista de tais incertezas, os investidores não devem se basear nestas projeções para tomar a sua decisão de investimento, devendo analisar cuidadosamente as informações incluídas neste Prospecto, inclusive as nossas demonstrações financeiras e notas explicativas relacionadas.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS, ESTIMATIVAS E ARREDONDAMENTOS

As informações incluídas neste Prospecto relativas ao nosso setor de atividade foram obtidas por meio de levantamentos internos, informações públicas e publicações sobre o setor. Foram incluídas informações de relatórios elaborados por fontes públicas oficiais, como o BACEN, o IBGE, entre outras. As informações que constam dessas publicações são extraídas de fontes consideradas confiáveis, mas não podemos garantir a exatidão e a integridade dessas informações. Os referidos levantamentos internos e estimativas não foram objeto de comprovação independente. Nós, os Coordenadores e os Agentes de Colocação Internacional não podemos garantir a exatidão dessas informações. Nenhuma informação contida neste Prospecto deve ser interpretada como uma previsão de mercado.

Alguns números constantes do presente Prospecto podem não representar totais exatos em virtude de arredondamentos efetuados. Assim sendo, os resultados totais constantes de algumas tabelas presentes neste Prospecto podem não corresponder ao resultado exato da soma dos números que os precedem.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

Este sumário contém um resumo das nossas atividades e de nossas informações financeiras e operacionais, não pretendendo ser completo nem substituir o restante deste Prospecto e do Formulário de Referência. Este sumário não contém todas as informações que o investidor deve considerar antes de investir em nossas Ações. Antes de tomar sua decisão de investir em nossas Ações, o investidor deve ler todo o Prospecto e o Formulário de Referência cuidadosamente, bem como as nossas demonstrações financeiras combinadas e consolidadas e suas respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto.

VISÃO GERAL

Somos uma companhia brasileira independente de exploração e produção ("E&P") de petróleo, formada por um grupo de geocientistas e engenheiros ex-funcionários da Petrobras e da ANP. Nossa administração sênior possui considerável conhecimento técnico e operacional em relação às bacias sedimentares do Brasil e da costa oeste da África, bem como possui extensa experiência em questões ambientais relacionadas às atividades de E&P *onshore* e *offshore* no Brasil, além de conhecimento profundo das normas que regem o setor de Petróleo brasileiro. Desde 2004 quando da criação da IPEX, nossos fundadores têm estado entre os líderes na prestação de serviços geológicos, geoquímicos e geofísicos ("G&G") para o setor de E&P, concentrando-se, principalmente, na América do Sul e na África. Aproveitando nossa capacidade de interpretar e analisar dados sísmicos, geológicos, geoquímicos e geofísicos, selecionamos e obtivemos direitos de exploração de blocos estrategicamente localizados em bacias no Brasil e na Namíbia, concentrando, assim, nossos esforços de exploração e desenvolvimento em áreas que são muito pouco exploradas, mas que apresentam elevado potencial de exploração de hidrocarbonetos. Acreditamos que somos uma das maiores companhias brasileiras independentes de E&P de Petróleo, com base na área do nosso portfólio de blocos de exploração, que é de 75.425 km² (18,6 milhões de acres), compreendendo blocos *onshore* nas bacias do Solimões, Espírito Santo, Recôncavo e Rio do Peixe, no Brasil, e blocos *offshore* nas sub-bacias de Walvis e Orange, na Namíbia.

Em agosto de 2010, a DeGolyer & MacNaughton ("D&M"), líder mundial na avaliação de reservas para a indústria mundial de petróleo, avaliou, em valores líquidos para nós, 1.532 milhões de barris de óleo equivalente ("BOE") em recursos prospectivos riscados (estimativa média) e 542 milhões em recursos contingentes 3C dentro das porções geográficas de nossos ativos exploratórios, onde conduzimos pesquisas e identificamos prospectos exploratórios e *leads*.

As tabelas a seguir apresentam o sumário dos recursos prospectivos riscados e contingentes identificados em nossos blocos exploratórios, em valores totais e líquidos para nós, de acordo com Relatório da D&M, anexo a este Prospecto a partir da página 145.

	Recursos Prospectivos Truncados e Ajustados para TEFS[5] [6]											
	Brutos						Líquidos para HRT					
	Estimativa					Média	Estimativa					Média
	Baixa[1]	Melhor[1]	Alta[1]	Média	Pe[2]	Riscada[3]	Baixa	Melhor	Alta	Média	Pe[2]	Riscada[3]
Óleo (MMbbl)												
Brasil - Solimões.....	798	1.543	3.024	1.807	27%	482	439	848	1.663	994	27%	265
Namíbia	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101
Gás Natural (bcf)												
Brasil – Solimões	2.674	4.416	7.432	4.892	35%	1.695	1.471	2.429	4.087	2.691	35%	932
Óleo e Gás Natural (MMBOE)												
Brasil - Solimões-óleo.....	798	1.543	3.024	1.807	27%	482	439	848	1.663	994	27%	265
Brasil - Solimões – gás natural[4]....	473	782	1.315	866	35%	303	260	430	723	476	35%	165
Namíbia - óleo.....	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101
Total.....	**3.322**	**6.053**	**11.265**	**6.853**	**27%**	**1.886**	**2.750**	**5.007**	**9.312**	**5.650**	**27%**	**1.532**

Notas:
(1) Estimativa Baixa, Média e Alta considerando volumes truncados.
(2) Probabilidade de sucesso econômico.
(3) Estimativa média de recursos prospectivos ajustados pela probabilidade de sucesso econômico.
(4) Volume de gás natural convertido para BOE por um fator de 5.650 pés cúbicos de gás natural para 1BOE.
(5) Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos serão efetivamente descobertas; e, caso sejam descobertos, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
(6) Os valores da tabela estão arredondados

	Recursos Contingentes					
	Brutos			Líquidos para HRT		
Classificação	Óleo e condensado (10^3 bbl)	3C Gás de separador (10^6 ft^3)	Óleo Equivalente (10^3 boe)	Óleo e condensado (10^3 bbl)	3C Gás de separador (10^6 ft^3)	Óleo Equivalente (10^3 boe)
Marginal	157.870	4.604.214	972.776	86.829	2.532.317	535.026
Sub-marginal	879	62.608	11.959	483	34.435	6.577
Total	**158.749**	**4.666.822**	**984.735**	**87.312**	**2.566.752**	**541.603**

(1) A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara às reservas. Em outras palavras, os montantes de recursos contingentes não devem ser convertidos em reservas por meio da aplicação de qualquer fórmula, desconto ou outro método de conversão.
(2) Não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos contingentes avaliados.
(3) Recursos contingentes têm status econômico de "Marginal" e "Sub-marginal"
(4) Volume de gás natural convertido para BOE por um fator de 5.650 pés cúbicos de gás natural para 1BOE.
(5) A estimativa 3C é considerada como uma estimativa otimista da quantidade que será de fato recuperada. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excedam, de fato, a estimativa 3C.

Levantamos R$478,9 milhões no final de 2009 por meio da realização de duas colocações privadas de ações, principalmente para financiar a nossa compra de 51% de participação em cada um dos 21 blocos de exploração na Bacia do Solimões ("Blocos do Solimões") e para financiar nossa campanha exploratória. Em cada um de tais blocos, atuamos como operador na exploração de óleo e gás natural.

Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos US$ 31,8 milhões por essa aquisição.

Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Para pagamento da eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional dos Blocos de Solimões, utilizaremos recursos de nosso caixa. Adicionalmente, foi concedida à HRT O&G uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública.

Segundo a Petrobras, a Bacia do Solimões tem atualmente a terceira maior produção diária de óleo e gás natural, medida em BOE, das bacias sedimentares brasileiras. Embora a Petrobras venha produzindo óleo e gás natural na região desde 1988, a Bacia do Solimões continua a ter um alto potencial para produção de óleo e gás natural, permanecendo muito pouco explorada. A Petrobras desenvolveu uma infraestrutura bem estabelecida na Bacia do Solimões, constituída de base de apoio, cinco campos de óleo e gás (dos quais três em produção), pólos de processamento e tratamento da produção (Pólo de Arara) de um conjunto de dutos que liga as suas dependências de produção ao terminal no Rio Solimões (TESOL) e a sua refinaria em Manaus (REMAN). A Bacia do Solimões tem um histórico de taxas de recuperação significativamente altas e de produção de óleo mais leve, cuja comercialização é realizada a preços mais elevados.

No início de 2010, adquirimos 100% de participação em dois blocos de exploração na Sub-Bacia de Walvis e 40% de participação em três blocos de exploração na Sub-Bacia de Orange, ambos localizados na costa da Namíbia ("Blocos da Namíbia"). Em cada um de tais blocos, atuamos como operador na exploração de óleo e gás natural. A HRT O&G ainda não submeteu à D&M para avaliação os prospectos exploratórios e *leads* em nossos blocos localizados na Sub-Bacia de Orange, como foi feito para os blocos na Sub-Bacia de Walvis. Entretanto, tais blocos estão em áreas adjacentes à área do campo de gás de Kudu, onde a Namcor, companhia de petróleo estatal da Namíbia, reportou reservas provadas de 1,4 tcf (39,6 bilhões m³ ou 249,3 milhões de BOE). Com base em nossos estudos, acreditamos que a bacia *offshore* da Namíbia possui grandes acumulações de hidrocarbonetos a serem exploradas. Reforçam nossa convicção as semelhanças entre a geologia da costa da Namíbia e a geologia da costa do Brasil, principalmente com as bacias de petróleo de Campos e Santos, além da presença de acumulações no Campo de Kudu.

CRONOGRAMA DE OPERAÇÕES

As tabelas a seguir ilustram o cronograma e os volumes anuais de produção de óleo condensado e gás natural dos nossos diversos projetos, segundo o estudo de viabilidade elaborado pela D&M, bem como a participação da Companhia em cada um destes projetos:

Projeto	Participação HRT P	Início Estimado	Produção anual estimada de Óleo e Condensado[1][2][3][4]									
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bacia de Solimões no Brasil							(em milhares de Barris)					
Polo de Juruá	55%	2016	-	-	-	-	-	385	1.126	1.889	2.527	2.891
Polo de Juruá - Contigente	55%	2018	-	-	-	-	-	-	-	575	1.000	868
Polo de Tefé	55%	2013	-	-	7.313	22.157	33.647	40.103	42.440	41.761	38.621	36.636
Polo de Tefé - Contingente	55%	2012	-	3.501	6.001	6.001	8.475	8.908	7.738	8.401	8.522	9.559
Polo de Aruã	55%	2012	-	2.804	14.357	29.837	41.884	47.108	45.232	40.499	36.262	33.006
Polo de Coari	55%	2015	-	-	-	-	3.135	9.073	16.414	21.233	22.786	21.417
Polo de Coari Grande	55%	2015	-	-	-	-	3.134	9.073	14.655	18.648	21.523	22.381
Polo de Tapauá	55%	2015	-	-	-	-	3.495	9.042	12.238	13.754	15.110	15.619
Bacia de Walvis na Namíbia												
Grolsch-Oil Project	100%	2016	-	-	-	-	-	8.537	20.468	30.410	38.694	43.873
Kilkenny-Oil Project	100%	2016	-	-	-	-	-	8.547	20.518	30.525	38.888	45.879
Duvel-Oil Project	100%	2016	-	-	-	-	-	8.563	20.603	30.718	39.217	41.146
Windhoek-Oil Project	100%	2016	-	-	-	-	-	17.773	67.713	123.426	169.968	208.850
Guiness-Oil Project	100%	2016	-	-	-	-	-	8.544	29.733	47.305	42.717	35.676
Negra Modelo-Oil Project	100%	2016	-	-	-	-	-	17.789	67.835	104.328	109.919	95.307

Notas:
(1) Todas as informações constantes da tabela, incluindo produções anuais de cada Pólo, foram calculadas a partir de informações sobre produção dos recursos prospectivos e contingentes individualmente apresentadas no Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto.
(2) Os volumes de óleo e condensado correspondem ao volume de produção total do projeto, sem levar em consideração o percentual de participação da HRT O&G.
(3) As informações contidas não ilustram, de nenhuma forma, a probabilidade ou expectativa de sucesso das operações da Companhia.
(4) O Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto contém projeções posteriores a 2020.

Projeto	Participação HRTP	Início Estimado	Produção anual estimada de Gás Natural[1][2][3][4]									
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bacia de Solimões no Brasil								(em Mcf)				
Polo de Juruá	55%	2016	-	-	-	-	-	14.029	42.639	77.129	119.017	153.602
Polo de Juruá - Contigente	55%	2018	-	-	-	-	-	-	-	32.538	65.224	65.357
Polo de Tefé	55%	2019	-	-	-	-	-	-	-	-	13.956	65.438
Polo de Tefé - Contigente	55%	2012	-	3.851	6.602	6.602	40.138	63.788	63.532	85.919	104.959	133.703
Polo de Aruã	55%	2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.170

Notas:
(1) Todas as informações constantes da tabela, incluindo produções anuais de cada Pólo, foram calculadas a partir de informações sobre produção dos recursos prospectivos e contingentes individualmente apresentadas no Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto.
(2) Os volumes de óleo e condensado correspondem ao volume de produção total do projeto, sem levar em consideração o percentual de participação da HRT O&G.
(3) As informações contidas não ilustram, de nenhuma forma, a probabilidade ou expectativa de sucesso das operações da Companhia.
(4) O Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto contém projeções posteriores a 2020.

Os principais investimentos previstos para o período de 2010 a 2014 são descritos a seguir:

	2010	2011	2012	2013	2014	Total
			(em US$ milhões)			
HRT O&G (*)	**113**	**407**	**478**	**567**	**761**	**2.325**
Bacia de Solimões	**59**	**298**	**386**	**542**	**686**	**1.971**
Investimentos Exploratórios	59	158	127	122	114	581
Investimentos no Desenvolvimento	-	140	259	420	572	1.390
Namibia	**52**	**104**	**89**	**24**	**73**	**342**
Investimentos Exploratórios	52	104	89	24	73	342
Investimentos no Desenvolvimento	-	-	-	-	-	-
Outras Bacias no Brasil	**2**	**4**	**2**	**2**	**2**	**12**
IPEX (**)	**2**	**3**	**4**	**6**	**7**	**23**
Total	**115**	**410**	**482**	**573**	**768**	**2.348**

Notas:
(*) Inclui investimentos de exploração, investimentos de produção, serviços gerais, salários, remuneração de diretores, treinamento e outros custos.
(**) Inclui salários, manutenção de laboratórios, equipamentos novos, taxas e outros custos.

A BACIA DO SOLIMÕES

A Bacia do Solimões está localizada na região amazônica do Brasil e tem uma área de aproximadamente 480.000 km^2 (118,6 milhões de acres). Até o momento, a Petrobras perfurou apenas 255 poços nessa bacia, dos quais 21 estão localizados dentro dos nossos blocos de exploração. Desses 21 poços, 11 resultaram em descobertas de óleo e gás natural. Em uma visão simplificada, esses 11 poços representam uma taxa de sucesso de 52% considerando apenas as regiões onde nossos blocos de exploração estão localizados. No entanto, as taxas reais variam entre 36% e 61% para toda a Bacia de Solimões. A Petrobras já descobriu 18 campos de óleo e gás natural e, desde 1988, já produziu mais de 210 milhões de barris de óleo leve no complexo petrolífero do pólo de Urucu, que se localiza nessa bacia. Em 31 de dezembro de 2009, as reservas provadas remanescentes nos ativos do Solimões da Petrobras foram estimadas em 198,13 milhões de barris de óleo e as reservas de gás natural em 3,14 tcf (cerca de 559,2 milhões de BOE), representando a segunda maior reserva identificada de gás natural de qualquer bacia sedimentar brasileira, de acordo com a ANP.

Segundo a Petrobras, a Bacia do Solimões tem atualmente a terceira maior produção diária de óleo e gás, medida em BOE, entre as bacias sedimentares brasileiras, com cerca de 118,6 mil BOE por dia, sendo 53,6 mil bpd de óleo e condensado e 364,8 MMcfd (65 mil BOE/Dia) de gás (dados da Petrobras – Julho de 2010). Além disso, o óleo produzido na Bacia do Solimões é de excelente qualidade, com densidade específica entre 40 e 52 graus, comparado com o óleo da Bacia de Campos, que varia na faixa de 14 a 28 graus API. O óleo leve é comercializado a preços elevados (*brent)* e é de importância estratégica para o mercado brasileiro, tendo em vista que ele é utilizado para ser misturado com a produção brasileira de óleo predominantemente pesado. O óleo leve produzido internamente permitirá ao Brasil reduzir as importações de óleo leve dos países do Oriente Médio.

A Petrobras desenvolveu infraestrutura na Bacia do Solimões combinando oleodutos, terminais, instalações de processamento para a produção de gás líquido de petróleo (GLP) e portos com a infraestrutura natural de transporte proporcionada pelos rios da região. A Petrobras transporta a sua produção de óleo, condensado, GLP e gás natural utilizando dutos, terminais fluviais e petroleiros para comercializar a produção junto à sua refinaria em Manaus ou a outras refinarias no Brasil, conforme necessário. A capacidade de refino da refinaria de Manaus é atualmente de 46 mil bpd. Em novembro de 2009, a Petrobras anunciou a conclusão de seu gasoduto que vai desde o campo de Urucu até o terminal em Manaus. A construção do gasoduto Urucu-Manaus pela Petrobras demonstra um esforço estratégico que está sendo feito dentro da região amazônica brasileira para mudar o consumo de energia de combustíveis de maior custo, como óleo diesel e óleo combustível, para o gás natural, de menor custo e mais correto ecologicamente.

Os Blocos do Solimões

Em junho de 2009, adquirimos 51% de participação nos Blocos do Solimões, onde atuamos em parceria com a Petra, que passou a deter os demais 49% de participação nos blocos. Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos US$ 31,8 milhões por essa aquisição. Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Para pagamento da eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional dos Blocos de Solimões, utilizaremos recursos de nosso caixa. Adicionalmente, foi concedida à HRT O&G uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública. Os blocos do Solimões, dos quais somos operadores, cobrem uma área de aproximadamente 48.500 km2 (12,0 milhões de acres). Segundo nosso acordo com a Petra, conforme aditado, somos obrigados a custear integralmente as atividades de exploração (carrego) nos primeiros US$125 milhões do projeto, a serem pagos na medida em que se tornem necessários para o custeio das atividades desenvolvidas.

Nossos blocos contêm 11 acumulações com descobertas de hidrocarbonetos, que foram avaliadas pela D&M como 542 milhões de BOE de recursos contingentes 3C (sendo 83,8% de gás), em valores líquidos para nós. Além disso, a D&M avaliou em 430 milhões de BOE (estimativa média) os recursos prospectivos riscados (sendo 61,5% de óleo e condensado), em valores líquidos para nós, referente a nossa participação de 55% nesses blocos, nos prospectos exploratórios e *leads* conhecidos que mapeamos em determinadas áreas em 16 dos nossos 21 blocos. A D&M também identificou recursos de gás em reservatórios não convencionais em partes de nossos Blocos do

Solimões, com um potencial entre 35 tcf (991 bilhões de m³ ou 6,2 bilhões de BOE) e 175 tcf (4.955 bilhões de m³ ou 31,2 bilhões de BOE) de gás de folhelhos *(shale gas)*, que podem potencialmente representar uma fonte vasta e de longa duração para suprimento de gás natural.

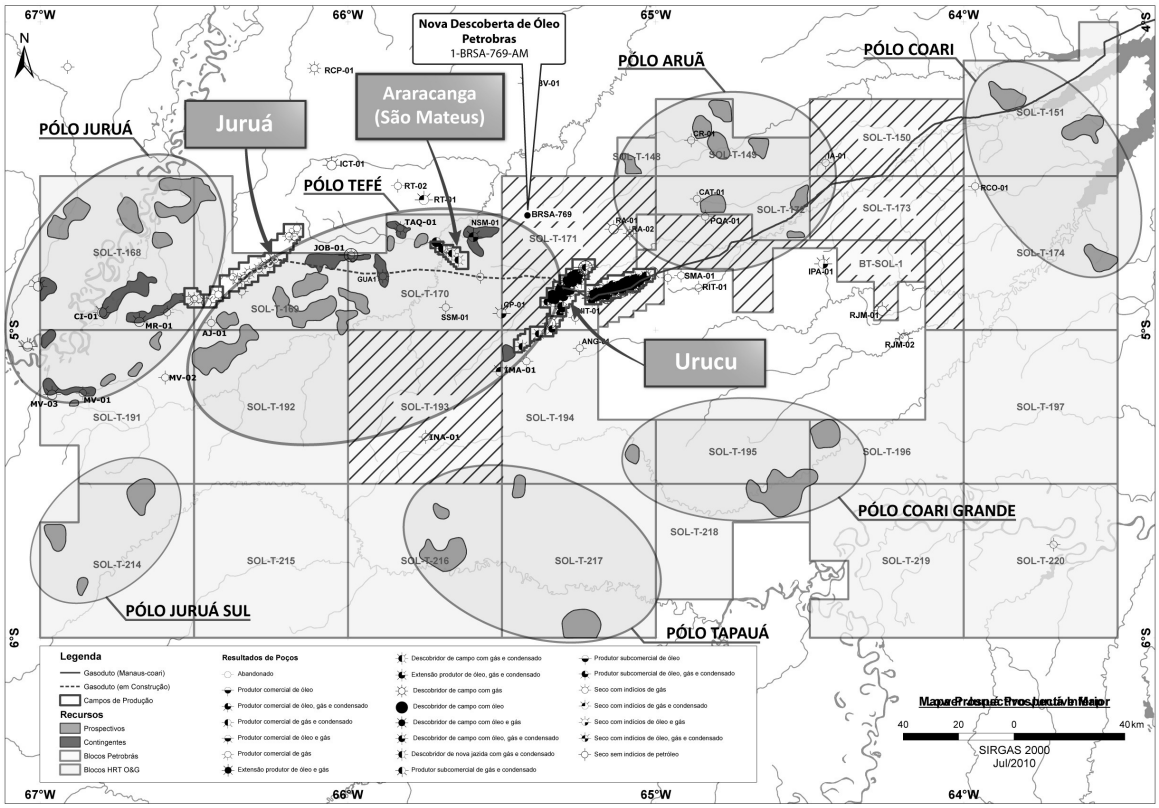
Além dos prospectos exploratórios e *leads* que foram avaliados pela D&M, acreditamos que exista potencial significativo em parte de nossos blocos de exploração não abrangida pelo relatório da D&M. Realizamos um trabalho técnico substancial na Bacia do Solimões e análises detalhadas com base em dados recém adquiridos usando tecnologias e equipamentos de ponta. Em março de 2010, a ANP concedeu uma extensão de 12 meses no Primeiro Período Exploratório de 12 blocos, devido à insuficiência de dados para a sua avaliação. A aquisição de novos dados nestes 12 blocos deverá permitir o mapeamento de novos prospectos que pretendemos levar à avaliação em 2011. Em abril de 2010, a Petrobras informou à ANP a descoberta de óleo leve, condensado e gás natural no poço 1-BRSA-769-AM (bloco SOL-T-171), em reservatórios de profundidade de 3.200 metros. Esta é uma área adjacente aos nossos blocos de exploração, reforçando a nossa convicção de que a região contém reservatórios mais profundos com potencial inexplorado para as atividades de E&P.

Desenvolvimento dos Blocos do Solimões em Pólos

Nossa equipe sênior de geocientistas e engenheiros de perfuração e produção possui experiência na exploração, produção e logística nas bacias *onshore* e *offshore* brasileiras, com experiência específica na Bacia do Solimões adquirida durante sua atuação na Petrobras, e em questões ambientais da região. Com base nessa experiência, a nossa estratégia de curto prazo para desenvolver os Blocos do Solimões é agrupar os recursos prospectivos e contingentes em pólos e começar nossa campanha exploratória perfurando poços em áreas que têm potencial de óleo e condensado, reinjetando gás seco no reservatório para manter sua pressão.

Nossa intenção é iniciar nossa campanha com os pólos de Aruã e Tefé, pois acreditamos termos identificado neles volumes atrativos de óleo leve, condensado e gás úmido. O desenvolvimento dos pólos de Aruã e Tefé será seguido pelo desenvolvimento de outros cinco pólos onde identificamos possíveis acumulações de hidrocarbonetos. Conforme avançarmos nossos esforços exploratórios, pretendemos ajustar as nossas estratégias de desenvolvimento dos Blocos do Solimões de médio e longo prazos com base nos dados que continuaremos a adquirir e analisar sobre essa região.

O mapa abaixo mostra os Blocos do Solimões, a localização dos sete pólos com os recursos prospectivos e contingentes avaliados, os limites (*ring fences*) dos campos de óleo e gás de Urucu, São Mateus e Juruá da Petrobras, os dutos, o sistema de drenagem e a infraestrutura na Bacia do Solimões e a localização do poço da Petrobras (1-BRSA-769-AM) onde houve descoberta recente.



Mapa da Bacia do Solimões com indicação dos prospectos exploratórios e pólos potenciais de produção de óleo e gás

A estratégia de desenvolvimento de nossas descobertas de óleo e gás natural em pólos nos permite ter uma infraestrutura eficiente que busque maximizar a nossa produção de óleo e gás natural dentro de uma determinada área e reduzir os custos operacionais, bem como minimizar o impacto ambiental.

Em um futuro próximo, pretendemos iniciar a nossa produção de óleo e condensado dos pólos de Aruã e Tefé devido à identificação de maior potencial para óleo nesses pólos. Nosso plano conceitual de desenvolvimento contempla a construção de um sistema de coleta para transportar a produção até uma unidade de separação, tratamento e estocagem às margens de um dos rios da região.

Estimamos que nosso plano de exploração, desenvolvimento e início de produção dos Blocos do Solimões requeira US$2,0 bilhões, em valores líquidos para nós, em investimentos durante o período de janeiro de 2010 até o final de 2014, não considerando os valores necessários para a construção dos dutos desde os pólos de produção até Coari ou outro local às margens do Rio Solimões. Cerca de 71% dos gastos de capital serão utilizados nas atividades de desenvolvimento.

Para a campanha de perfuração, já foram assinados os contratos para a locação e operação de duas sondas e assinamos uma carta de intenções para a locação e operação de duas sondas adicionais. Tais sondas serão empregadas inicialmente nos pólos com alto potencial para produção de óleo e condensado, principalmente os pólos de Aruã e Tefé. Pretendemos utilizar sondas customizadas no desenvolvimento do nosso campo de óleo e gás para reduzir o tempo de mobilização e os custos de perfuração. As duas primeiras sondas deverão chegar a Manaus em

meados de dezembro de 2010 e serão posteriormente transportadas ao local de perfuração. As duas sondas remanescentes deverão ser entregues no primeiro trimestre de 2011. Segundo nosso plano de trabalho, esperamos ter nossa primeira produção de óleo e gás natural até fim de 2011, atingindo o volume de 50 mil BOE por dia, em valores líquidos para nós, em 2015.

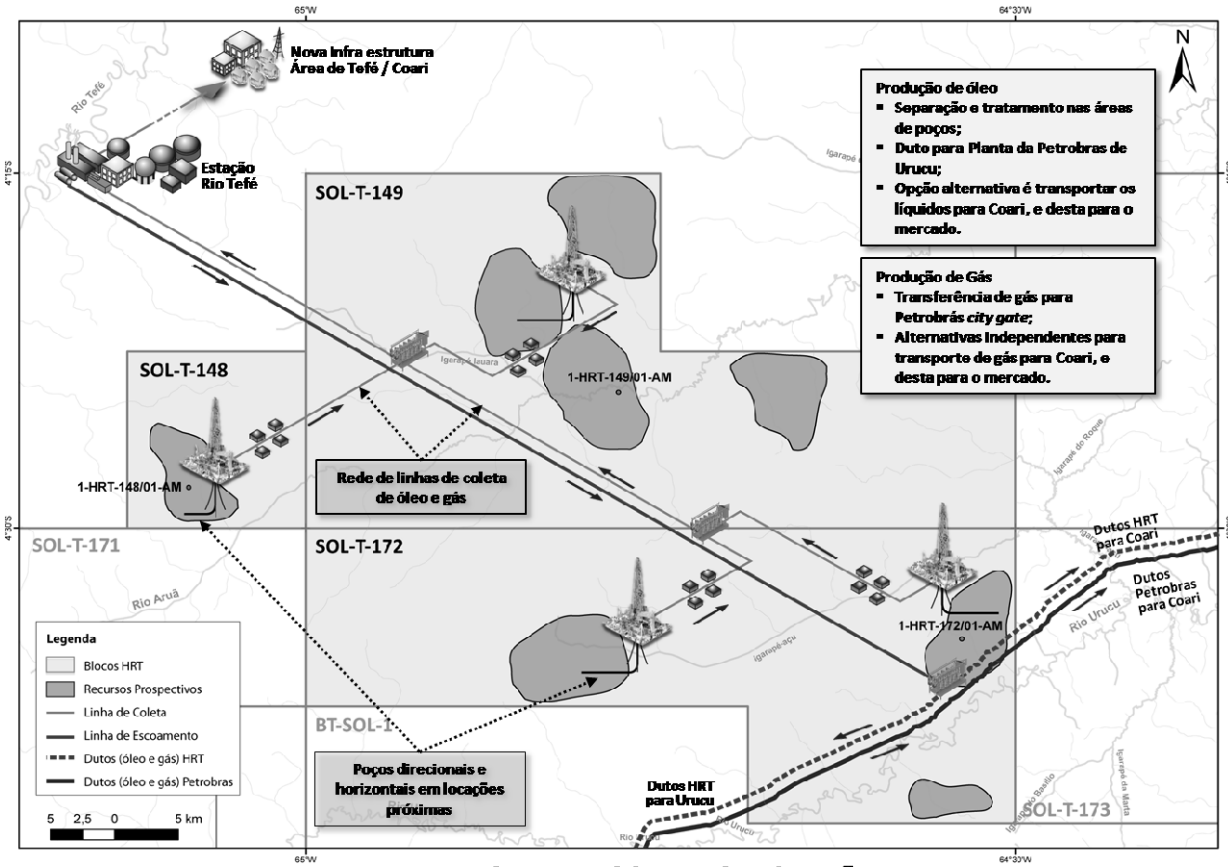
Para a comercialização dos líquidos produzidos, pretendemos utilizar práticas já utilizadas na região, como (1) o uso de barcaças e transporte pelos rios da região até um terminal no Rio Solimões, alternativa que acreditamos que permita o transporte de um volume de óleo de até 30 mil bbl por dia, considerando que a Petrobras já transportou 25 mil bbl por dia na década de 1990; (2) o uso da capacidade ociosa no oleoduto da Petrobras, de Urucu a Coari, o que, acreditamos, pode nos permitir transportar um volume de óleo em torno de 20 mil bbl por dia; ou, ainda (3) a construção de oleoduto próprio até um terminal no Rio Solimões, a um custo estimado entre US$270,0 e US$300,0 milhões, o que, acreditamos, nos permitirá transportar até 110 mil bbl por dia.

Entendemos que, devido aos investimentos já feitos na região, a Petrobras terá interesse em adquirir nossa produção de líquidos, incluindo o óleo e as demais frações líquidas do petróleo.

Para a produção e comercialização do gás natural, pretendemos seguir a estratégia sugerida pela Gas Energy Assessoria Empresarial Ltda. ("Gas Energy"), uma empresa de consultoria brasileira que fornece serviços a clientes que atuam nos setores de gás natural, óleo e energia no Brasil e no resto da América Latina. Tal estratégia compreende (1) a criação de um sistema de produção antecipada para geração de eletricidade em cidades da região, substituindo diesel e óleo combustível; (2) o aproveitamento do gás natural em projetos de geração térmica de eletricidade regionais; (3) o atendimento a grandes projetos industriais (indústria de fertilizantes e de mineração); e (4) a transformação do gás em líquidos do petróleo ("*gas to liquid*").

Nossa estratégia para a produção e comercialização do gás natural estará orientada para a utilização de todas as alternativas disponíveis, dentre as descritas acima.

A ilustração abaixo mostra o plano de desenvolvimento conceitual para o pólo de Aruã, o qual pretendemos reproduzir para outros pólos.



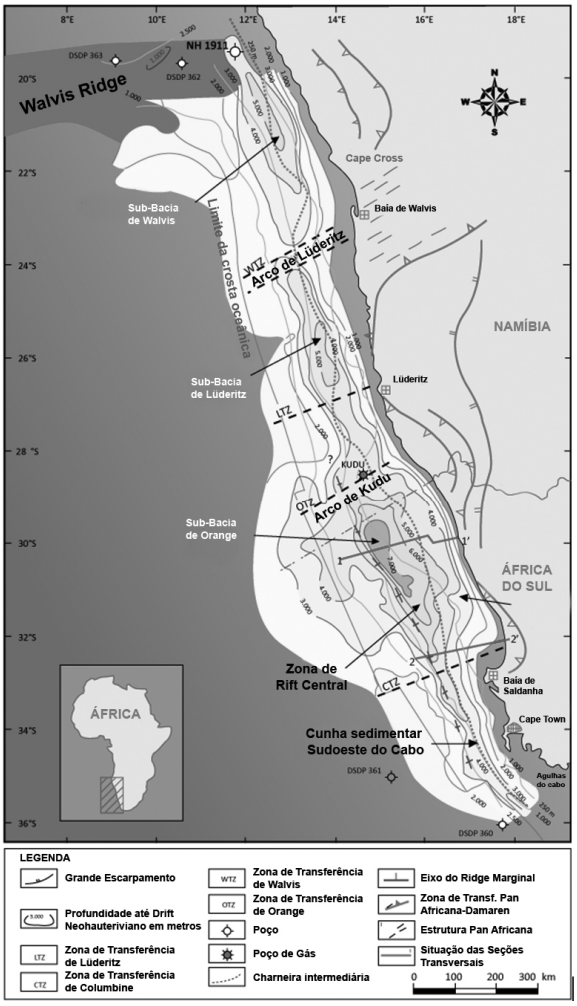
Esquema de Desenvolvimento do Polo Aruã

Acreditamos que nosso plano de exploração e desenvolvimento, utilizando práticas empregadas pela Petrobras por mais de trinta anos na Bacia do Solimões, é ecologicamente correto, seguro e sustentável. Pretendemos perfurar poços de produção verticais, altamente desviados ou horizontais a partir de bases comuns, para reduzir significativamente a área necessária para o desenvolvimento, facilitar o controle operacional e logístico e minimizar a supressão de vegetação e outros impactos ambientais. Os programas de exploração dos Blocos do Solimões foram pré-aprovados pelos órgãos ambientais e regulatórios competentes para a exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural. Em 30 de setembro de 2010, as autoridades ambientais locais já nos tinham concedido 7 licenças para aquisição sísmica para 7 blocos e 5 licenças de perfuração para 5 blocos e licença de infraestrutura para uma base em Manaus.

Assumimos compromisso perante a ANP de perfurar um poço em cada um dos oito blocos (SOL-T-168/170/191/148/149/172/194/195), totalizando oito poços. Desses poços, teremos que perfurar três até março de 2012 (nos blocos SOL-T-168, SOL-T-170 e SOL-T-191) e os cinco remanescentes até maio de 2012. Na medida em que avançarmos com o mapeamento geológico e geofísico dos blocos ainda não estudados, poderemos nos comprometer a perfurar poços adicionais nos 12 blocos restantes, bem como no bloco SOL-T-169. Com base em nosso atual cronograma, temos a intenção de perfurar o nosso primeiro poço no primeiro trimestre de 2011. Pretendemos, ainda, sem prejuízo do nosso compromisso com a ANP, perfurar, adicionalmente, pelo menos dois poços em áreas com descobertas de hidrocarbonetos (recursos contingentes).

SUB-BACIAS DE WALVIS E ORANGE

A Namíbia está localizada no sudoeste da África e possui quatro sub-bacias sedimentares *offshore*: a Sub-Bacia de Namibe, a Sub-Bacia de Walvis, a Sub-Bacia de Lüderitz e a Sub-Bacia de Orange, cobrindo uma área extensa de 350.000 km² (86,4 milhões de acres). A bacia sedimentar *offshore* da Namíbia permanece muito pouco explorada. Até o momento, apenas oito poços exploratórios foram perfurados, primordialmente em profundidades marítimas menores que 500 metros e predominantemente nos anos 1990. Existem, ainda, oito poços adicionais para avaliação e desenvolvimento que delimitam o campo de gás de Kudu, campo esse descoberto pela Chevron quando perfurou o primeiro poço *offshore* em 1973. Ainda que a cobertura sísmica abranja toda a região, essa ainda é esparsa, com espaçamentos de 10 km a 30 km entre uma linha e outra, dependendo do nível da atividade exploratória realizada. Recentemente, foram feitos quatro novos levantamentos sísmicos 3D, totalizando 6.703 km^2 (1,65 milhões de acres), indicando um importante aumento do interesse exploratório na região.



Os nossos estudos de sistemas petrolíferos indicam um potencial significativo para grandes descobertas de óleo e gás natural na bacia *offshore* da Namíbia. Dada a evolução tectônica e sedimentar dos continentes da América do Sul e Africano, os sistemas petrolíferos da Namíbia são

muito semelhantes aos seus análogos brasileiros, onde estão localizadas as recentes descobertas gigantes e super-gigantes do pré-sal, como Tupi, Iara e Júpiter. Nossos estudos e análises das rochas e dos hidrocarbonetos da bacia sedimentar *offshore* da Namíbia indicam a presença de hidrocarbonetos mistos provenientes de rochas de origem lacustre e marinha que são análogas às rochas das bacias de Campos e Santos no Brasil. Adicionalmente, nossos estudos por satélites detectaram a presença de manchas de óleo que demonstram que há óleo migrando da coluna sedimentar à superfície do oceano, o que constitui um forte indício da existência de um sistema petrolífero ativo. Recentes descobertas do pré-sal na costa do Brasil, aliadas à ocorrência de acumulações de gás e condensado no Campo de Kudu, reforçam a nossa convicção de que existe um potencial de recursos de grande escala nas bacias sedimentares da costa da Namíbia. Em vista dos baixos níveis de investimentos na região, o potencial dessas bacias permanece inexplorado.

Os Blocos da Namíbia

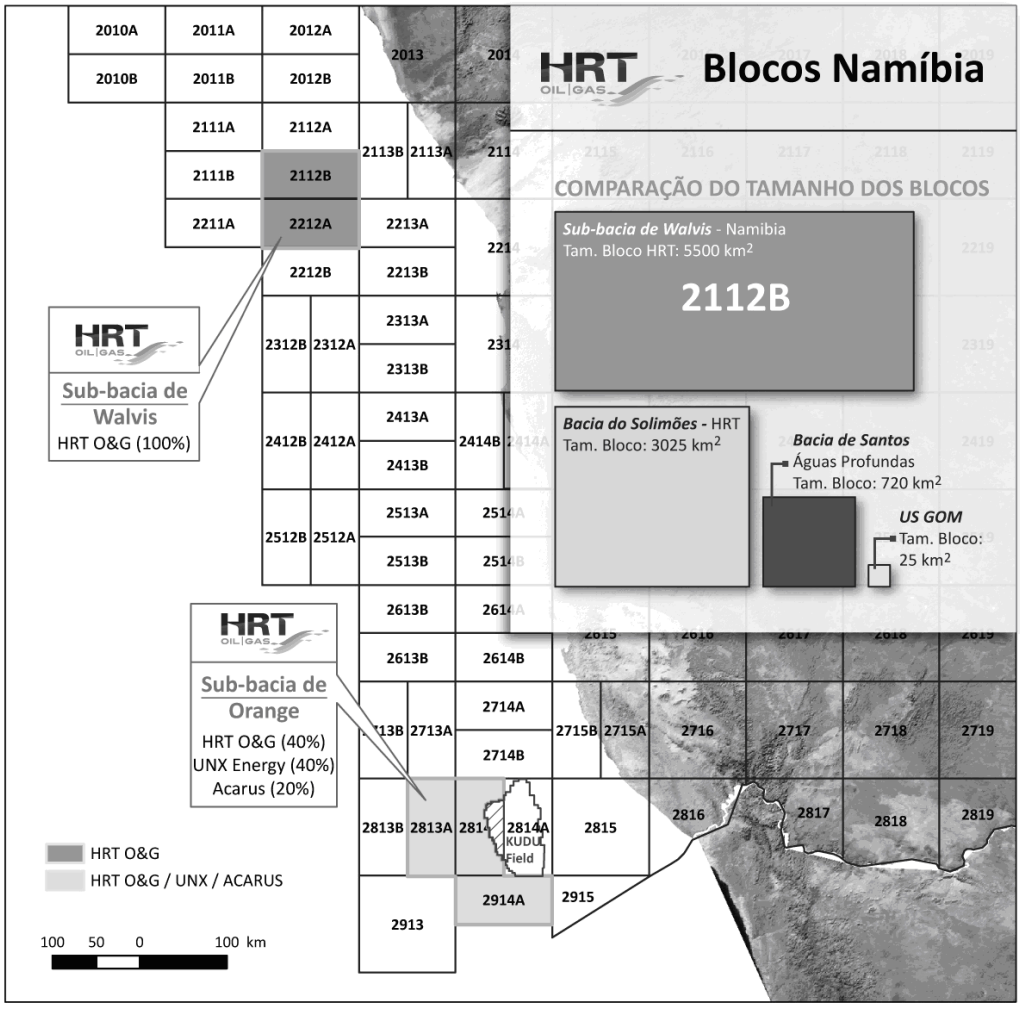
Somos a operadora de cinco blocos de exploração na costa da Namíbia, cobrindo uma área de 26.815 km^2 (6,6 milhões de acres). Detemos 100% de participação em dois blocos na Sub-Bacia de Walvis e 40% de participação em três blocos na Sub-Bacia de Orange, numa associação com a UNX Energy Corp. ("UNX"), uma empresa canadense de E&P com ações negociadas na Bolsa de Valores de Toronto e a Acarus Investimentos (Pty) Ltd. ("Acarus"), uma empresa privada da Namíbia. A UNX possui uma participação de 40% e a Acarus tem uma participação de 20% nos blocos da Sub-Bacia de Orange.

Como resultado de nossos estudos nos Blocos de Walvis, a D&M avaliou seis prospectos exploratórios e dois *leads* em partes desses blocos, resultando em recursos prospectivos riscados de 1,1 bilhão de BOE (estimativa média). De acordo com o nosso Plano de Negócios, esperamos que nossas atividades de exploração nos Blocos da Namíbia tenham início mediante pesquisas de campanhas de levantamento sísmico em 3D na Sub-Bacia de Walvis, no período compreendido entre dezembro de 2010 a março de 2011. Estimamos que nossos investimentos no período de 2010 a 2014 alcancem US$342 milhões, em valores líquidos para nós. De acordo com nosso Plano de Negócios, pretendemos perfurar um poço até o início de 2012. Se descobrirmos recursos prospectivos de quantidades de óleo que possam ser economicamente viáveis, pretendemos instalar unidades flutuantes de produção, armazenamento e descarga (FPSOs), com capacidade de produção de 100.000 a 200.000 barris por dia de petróleo (bpd) com poços de completação submarina. Esperamos que esse plano nos permita iniciar a produção o quanto antes, utilizando um sistema piloto de produção similar ao que já foi utilizado na Bacia de Santos.

Nossos blocos de exploração na Sub-Bacia de Orange são adjacentes à acumulação de hidrocarbonetos de Kudu em concessão para a Namcor em parceria com a Tullow Oil plc (uma das maiores empresas independentes de E&P da Europa), e com a Gazprom (uma empresa petrolífera estatal da Rússia). O Campo de Kudu foi descoberto em 1974 e contém reservas provadas de 1,4 tcf (39,6 bilhões de m^3 ou 249,3 milhões de BOE) de gás natural. Nosso plano de exploração para os Blocos de Orange inclui a aquisição de dados sísmicos 2D e 3D, reprocessamento sísmico, identificação de prospectos exploratórios, seguido por avaliação no último trimestre de 2011 e uma

pesquisa adicional de campanha de levantamento sísmico em 3D ao final de 2013. Planejamos perfurar dois poços para testar os prospectos exploratórios potenciais nos anos seguintes.

O mapa abaixo mostra a localização dos Blocos da Namíbia e da área do Campo de Kudu, adjacente aos nossos blocos de exploração na Sub-Bacia de Orange. O mapa também destaca o tamanho dos Blocos da Namíbia em comparação com os tamanhos dos blocos de exploração na Bacia do Solimões, em águas profundas na Bacia de Santos e na Bacia do Golfo do México.



OUTROS BLOCOS NAS BACIAS SEDIMENTARES *ONSHORE* BRASILEIRAS

Detemos participação em quatro blocos de exploração em bacias *onshore* brasileiras, cobrindo cerca de 110 km^2 (27.180 acres), dos quais dois estão localizados na Bacia do Recôncavo, no Estado da Bahia, um na Bacia do Espírito Santo, no Estado do Espírito Santo e um na Bacia do Rio do Peixe, no Estado da Paraíba. Temos 10% de participação nesses blocos em parceria com a Cowan Petróleo e Gás S/A ("Cowan"), que detém 90% de participação nesses blocos e os opera. Ocorrências de óleo foram detectadas em três poços perfurados no bloco de exploração do Espírito

Santo, em maio de 2010. Essas ocorrências de óleo estão sendo atualmente estudadas. Nossos investimentos nestas bacias durante os 5 anos do plano de negócios estão previstos em US$12 milhões (líquidos para HRT).

AQUISIÇÃO DE DADOS E APLICAÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS

Desde a aquisição dos blocos do Solimões e da Namíbia a HRT O&G vem desenvolvendo um processo exploratório visando avaliar o potencial petrolífero dos mesmos, sendo que este processo envolve basicamente três fases.

A primeira fase se refere à aquisição, processamento e interpretação de dados existentes, tais como dados de poços, dados sísmicos, geológicos e geoquímicos, bem como o planejamento da seleção de áreas para aquisição ou reprocessamento de dados (por exemplo, dados sísmicos).

A segunda fase se refere ao reprocessamento sísmico e reinterpretação, aquisição de dados de geoquímica de superfície (no caso já coletamos cerca de 4500 amostras ao longo de rios navegáveis), aquisição de métodos potenciais (tais como gravimetria, magnetometria e gradiometria) e sua interpretação e integração com os demais dados geológicos e geoquímicos. Adicionalmente, utilizando a alta competência dos nossos laboratórios da IPEX, foram realizadas diversas análises geoquímicas de alta resolução em amostras de óleo de poços já existentes para melhor entender os sistemas petrolíferos da bacia e a identificação das rochas geradoras responsáveis pela geração destes óleos (no Solimões e na Namíbia). Em paralelo todos estes dados estão sendo organizados em bancos de dados e utilizados em softwares específicos tipo o Petromod, o qual nos permite simular o desenvolvimento dos sistemas petrolíferos em três dimensões além de sua evolução no tempo geológico. Tecnologias como análises geobotânicas via satélite para determinar áreas cuja vegetação tenha sofrido stress por hidrocarbonetos também foram utilizadas para selecionar áreas mais promissoras e sua seleção para a coleta de amostras geoquímicas de superfície. Na Namíbia, o processo foi semelhante, distinguindo-se pelo fato de ser em ambiente offshore. Os indicadores de hidrocarbonetos detectados por satélite, no caso, são feitos pela identificação de manchas de óleo na superfície do mar em contraste com o mapeamento da vegetação no Solimões.

Durante esta fase foram identificados os potenciais prospectos e leads bem como criados os bancos de dados que foram fornecidos para a D&M para o processo de avaliação.

Como produto desta fase, serão selecionadas áreas para novas aquisições sísmicas e outros levantamentos, tipo geoquímica e métodos potenciais, bem como definidas as primeiras locações exploratórias.

A terceira e última fase consiste na aquisição sísmica, perfuração das locações e a interpretação dos resultados dos poços. Com base nessas novas informações, será realizado um novo ciclo de avaliações exploratórias visando aumentar continuamente o sucesso exploratório e as descobertas comerciais de petróleo.

PONTOS FORTES

Acreditamos que nossa vantagem competitiva mais importante seja nossa equipe de cerca de 180 profissionais. Deste total, 84 profissionais trabalham em nosso departamento técnico, dos quais 25 têm mais de 20 anos de experiência nas ciências de geologia do petróleo, geofísica, engenharia, química e ambientais relacionadas ao setor do óleo e gás natural e assuntos regulatórios/normativos e detêm graus de doutores e mestres. Nosso capital intelectual e humano permite-nos sustentar nossas decisões estratégicas e operacionais, especialmente a escolha e aquisição de ativos e a definição dos melhores locais para perfuração. Desse modo, adquirimos duas extensas áreas para exploração em três bacias sedimentares, uma no Brasil (Bacia do Solimões) e duas na Namíbia (sub-bacias de Walvis e Orange), que acreditamos fazer parte das mais promissoras fronteiras de hidrocarbonetos no hemisfério sul para descobertas de óleo e gás natural.

Administração experiente e equipe técnica com amplo conhecimento e sólido histórico profissional

Acreditamos que nossa equipe técnica é um fator de destaque em relação aos nossos concorrentes, pois ela é composta de geólogos, geoquímicos, geofísicos e engenheiros altamente qualificados com vasto conhecimento técnico de operações de exploração, produção, ambiental e de logística em bacias continentais brasileiras e do Atlântico Sul combinado à experiência administrativa e à bem-sucedida trajetória no setor de óleo e gás natural, além de assuntos regulatórios/normativos no Brasil.

Nossa administração e equipes técnicas adquiriram uma experiência significativa e profundo conhecimento sobre exploração e desenvolvimento de bacias de óleo e gás do Brasil e oeste africano. Os membros da nossa administração ocuparam posições chave na Petrobras e na ANP. Em particular, alguns de nossos diretores lideraram iniciativas importantes dentro da Petrobras, como a exploração e desenvolvimento da Bacia do Solimões e a construção de gasodutos na região. Além disso, nossos diretores publicaram diversos estudos relacionados aos sistemas petrolíferos em bacias brasileiras e na Namíbia e, ainda, adquiriram considerável experiência em projetos nessas regiões. Nossos executivos têm também experiência em questões ambientais, especialmente na Bacia do Solimões, tendo participado do modelo de licenciamento ambiental da região. Além disso, nossa administração possui conhecimentos específicos na negociação e celebração de parcerias com outras empresas de E&P e tem também uma base sólida de contatos no setor com os governos brasileiros e estrangeiros, assim como empresas independentes brasileiras e internacionais de óleo e gás. Acreditamos que a experiência e o conhecimento profundo da nossa administração sobre a nossa indústria nos proporcionam uma vantagem competitiva relevante.

Recursos técnicos internos e infraestrutura superiores

Antes de formar nossa empresa de E&P, nossa equipe de profissionais fundou uma empresa brasileira independente, uma das principais prestadoras de serviços especializado em estudos

geológicos, geoquímicos e geofísicos ("G&G"), relacionados ao óleo e gás natural. Desde 2004, nossa subsidiária integral IPEX tem prestado serviços de G&G integrados de ponta a grandes petroleiras e empresas independentes, tais como a ExxonMobil, Petrobras, Statoil, Hess, OGX, Shell, Chevron, ENI, Repsol, Devon Energy, BG Group, Anadarko, Vale, Petro Sinergy, Ecopetrol, El Paso, Encana e ANP. Acreditamos que a IPEX esteja entre as maiores empresas privadas com centro de pesquisa e laboratório sobre sistemas petrolíferos integrados da América Latina. Ao prestar serviços de G&G, nossa equipe de profissionais adquiriu experiência e melhorou sua capacidade técnica de interpretar e analisar bases de dados de G&G.

Nossa capacidade de aumentar o valor das bases de dados G&G através da utilização de tecnologia e procedimentos de análise e interpretação de última geração, deriva de nossa vasta experiência na indústria do óleo e gás natural. Tal especialização nos permite expandir ainda mais os nossos prospectos exploratórios e *leads* nas regiões em que nos concentramos em um ritmo acelerado e aproveitar as acumulações de hidrocarbonetos não desenvolvidas nessas regiões. Em partes dos Blocos do Solimões, a D&M avaliou, líquido para nós, 542 milhões de BOE em recursos contingentes 3C. Além disso, a D&M avaliou, líquido para nós, 430 milhões de BOE em recursos prospectivos riscados. Em partes da Sub-Bacia de Walvis, a D&M também avaliou 1,1 bilhão de barris de óleo. Assim, nossa experiência tem nos permitido agregar valor significativo à nossa companhia e aos acionistas existentes, em um período muito curto de tempo.

Carteira de blocos de exploração grande, pouco explorada e de alto potencial

Somos uma das maiores empresas brasileiras independentes de E&P de óleo e gás natural, em termos de área dos nossos blocos de exploração. Nossa carteira de ativos é composta de blocos de exploração totalizando aproximadamente 75.425 km² (18,6 milhões de acres) em bacias sedimentares *onshore* no Brasil e *offshore* na Namíbia, com um alto potencial para exploração e produção de óleo e gás natural. Com base em estudos amplos, acreditamos que as bacias do Solimões e da Namíbia estejam entre as áreas de exploração mais promissoras do mundo para descobertas de óleo e gás. Embora campanhas exploratórias na Bacia do Solimões tenham sido bem sucedidas no passado, essas regiões permanecem muito pouco exploradas, o que nos proporciona uma oportunidade para aproveitar o seu grande potencial.

- ***Oportunidade na Bacia do Solimões.*** Acreditamos que a Bacia do Solimões apresente características que indicam um elevado potencial para exploração e produção de óleo. Esperamos que o óleo leve de alta qualidade produzido na Bacia do Solimões será comercializado a preços mais elevados, tendo em vista o interesse estratégico do mercado brasileiro para utilizá-lo como uma mistura para o refino de óleo do Brasil, predominantemente pesado. Além disso, de acordo com a Petrobras, a Bacia do Solimões (complexo do campo petrolífero de Urucu) tem um fator de recuperação de 61%, que possivelmente pode alcançar até 70%. Os reservatórios na Bacia do Solimões são relativamente rasos (1,6-3,0 km), o que não apenas facilita as operações de perfuração, mas também resulta em custos operacionais mais baixos, em comparação com a exploração e produção em águas profundas *offshore* e áreas nas bacias de Campos e Santos, onde os poços podem chegar a mais de 6,0 km de profundidade. Acreditamos que

a combinação de nossa produção de óleo leve de alta qualidade com maior fator de recuperação e custos operacionais mais baixos, irá gerar maiores margens de lucro. Além disso, esperamos nos beneficiar do conhecimento adquirido por nossa administração e nossas equipes técnicas, enquanto trabalhavam para a Petrobras na construção de infraestrutura e instalações na Bacia do Solimões, particularmente no que diz respeito a custos, tempo de execução, clima e outras condições específicas da região. Esperamos também comercializar nossa produção de óleo para a Petrobras e suas empresas coligadas e nos beneficiar da crescente demanda por gás natural como alternativa de energia ecológicamente mais limpa e de custo competitivo na Amazônia. Estamos numa posição privilegiada para aproveitarmos as oportunidades na Bacia do Solimões e explorar o seu potencial significativo de produção de óleo e de gás.

- ***Um dos pioneiros na costa da Namíbia, com amplo potencial inexplorado***. Acreditamos que a Namíbia tenha grande potencial, ainda inexplorado, de produção de óleo e gás natural com base nas similaridades entre a geologia da costa da Namíbia e a geologia da costa sudeste do Brasil, onde estão localizadas as recentes descobertas do pré-sal. Com base em nossos estudos das bacias sedimentares do oeste africano, cuidadosamente selecionadas, obtivemos o que acreditamos ser a área mais promissora dos blocos de exploração na região. Nossos dois blocos na Sub-Bacia de Walvis e os três blocos na Sub-Bacia de Orange, adjacentes ao campo de gás não desenvolvido de Kudu, posicionam-nos como uma das precursoras na região na exploração do potencial de óleo e gás natural na Namíbia.

Controle operacional sobre a maior parte de nossa carteira de ativos

Temos o controle operacional dos Blocos do Solimões e dos Blocos da Namíbia. Operar nossa própria carteira de ativos nos permite aplicar nossa experiência e estratégia de exploração e utilização de uma abordagem integrada para as atividades de exploração, com foco em sistemas petrolíferos e modelagem 3D das bacias para identificar áreas de alto potencial de exploração. Outra vantagem relacionada ao controle operacional dos nossos blocos consiste no aumento da nossa competitividade, já que podemos influenciar a seleção, o momento da exploração e desenvolvimento e a distribuição do capital. Além disso, temos a capacidade de reproduzir o nosso desenvolvimento e modelos de logística, os quais acreditamos que nos permitirá implantar nossa estratégia de pólos e encurtar o tempo entre a descoberta de recursos e a primeira produção, gerando os retornos objetivados.

ESTRATÉGIAS

Desde o início, temos nos concentrado na localização e aquisição de prospectos exploratórios de elevado potencial de óleo e gás *onshore* no Brasil e *offshore* no oeste Africano. Até o momento, foram identificados 64 prospectos exploratórios e *leads*, que têm potencial significativo de acumulações de óleo e gás. Empregando as vantagens que possuímos, em especial os nossos extensos bancos de dados de G&G sobre as bacias brasileiras e do oeste Africano, nossa competência administrativa e técnica nessas regiões, sem transigir com nossos compromissos de

preservação do meio ambiente e sustentabilidade, objetivamos nos tornar a empresa independente brasileira líder em E&P. Para tanto, pretendemos perfurar e desenvolver de maneira eficiente as nossas reservas, reconhecer reservas provadas, atingir produção e gerar fluxo de caixa operacional rapidamente. Nossa estratégia inclui os seguintes componentes:

Exploração, desenvolvimento e produção da atual carteira

Estamos comprometidos com a exploração e campanhas de perfuração de desenvolvimento, focados em minimizar os riscos exploratórios e otimizar o retorno sobre nossos ativos através da produção de óleo e gás. Pretendemos realizar essas campanhas de forma economicamente eficiente, aproveitando as economias de escala da nossa atual carteira de ativos, que vai nos permitir negociar melhor os termos dos contratos de leasing de longo prazo para a locação de equipamentos. Nossa estratégia de desenvolvimento dos Blocos do Solimões é agrupar recursos prospectivos e contingentes em pólos, o que nos permitirá maximizar os nossos esforços de exploração e desenvolvimento e aproveitar a logística e a proximidade com os rios para escoar a produção de líquidos e minimizar o impacto ambiental.

Impulsionados pelos nossos estudos e pesquisas sobre a Bacia do Solimões, vamos iniciar nossa campanha exploratória nos pólos de Tefé e Aruã, onde já identificamos grandes volumes potenciais de óleo leve, condensados e gás úmido, ao mesmo tempo em que damos prosseguimento à nossa campanha exploratória em outras áreas da Bacia do Solimões. Esses pólos também são adjacentes à recente descoberta de óleo leve pela Petrobras na região, o que reforça a nossa convicção de que estes são os locais mais interessantes e de baixo risco para iniciarmos a nossa campanha de perfuração. Já garantimos a celebração de contratos para a locação e operação de duas sondas e assinamos uma carta de intenções para a locação e a operação de duas sondas adicionais. Pretendemos iniciar a perfuração de poços e a execução de testes de avaliação desses poços a partir de janeiro de 2011 e estimamos que nossa primeira produção ocorrerá no quarto trimestre de 2011.

Pretendemos expandir nossa base de dados, bem como nossos esforços de desenvolvimento dos Blocos do Solimões através da realização de análises e estudos adicionais da região, inclusive levantamentos aéreos detalhados de última geração para cobrir todos os blocos e extensos levantamentos geoquímicos de superfície, microbiologia de DNA e sísmicos de 2D e 3D. Adicionalmente, pretendemos avaliar os recursos de gás de folhelhos, mencionados no Estudo de Viabilidade da D&M.

Além disso, é nossa intenção realizar estudos sísmicos alinhados às análises G&G dos Blocos da Namíbia, que estejam integrados durante a fase exploratória. Temos intenção de adquirir e processar dados sísmicos 2D e 3D para identificarmos e mapearmos os potenciais recursos para uma perfuração de sucesso. No curso do mapeamento, planejamos iniciar as operações de perfuração de um poço exploratório no último trimestre de 2011, para conclusão nos primeiros meses de 2012.

Buscar novos ativos nas bacias de maneira seletiva, aproveitando a nossa expertise

Nosso profundo conhecimento e experiência nas bacias sedimentares da América do Sul e do oeste africano nos atribuem vantagens na busca de oportunidades de crescimento em bacias produtivas e pouco exploradas além de nos permitir explorar seletivamente oportunidades interessantes junto às principais empresas do setor de óleo e gás natural. Pretendemos buscar alianças estratégicas que adicionem valor para obter acesso a outros blocos de alta qualidade de exploração e melhorar nossa base de equipamentos, tecnologia e recursos. Estas potenciais parcerias podem também nos permitir partilhar os riscos financeiros e operacionais enfrentados pelas empresas no setor de óleo e gás natural. Há possibilidade de firmarmos acordos do tipo *farm-in* na medida em que forem interessantes para nossa estratégia de crescimento e apresentem uma oportunidade de capitalizar ativos.

Esperamos que a ANP retome a rodada de licitação de blocos de exploração no final de 2010 ou início de 2011. Embora seja provável que estas rodadas venham a excluir blocos de exploração na área do pré-sal, o Brasil tem outras áreas atraentes, que permanecem amplamente inexploradas. Temos a intenção de aproveitar as futuras rodadas de licitações no Brasil que incluam blocos de exploração localizados em áreas que, de acordo com nossos estudos, apresentem um potencial de óleo e gás natural. Pretendemos, ainda, continuar concentrando nossos esforços na costa da Namíbia. Acreditamos que a nossa capacidade técnica e vasto conhecimento nos permitirá adquirir ativos de alta qualidade no Brasil e no oeste Africano.

Continuar a fortalecer nossa equipe de profissionais qualificados para sustentar o nosso crescimento

Temos tido sucesso em recrutar e reter profissionais altamente qualificados e que são fundamentais na criação do *know-how* interno necessário para uma implantação bem sucedida do nosso Plano de Negócios. Para manter e fortalecer nossa posição, elaboramos um programa de recursos humanos nos termos do qual nos comprometemos a continuar a recrutar e treinar nossos profissionais para sustentar nosso crescimento. Continuaremos a oferecer incentivos à administração, como planos de opções de ações e bônus, para estimular o comprometimento máximo de nossos funcionários-chave e alinhar seus interesses aos nossos interesses e de nossos acionistas.

HISTÓRIA

Surgimos como parte de uma estratégia de criar uma empresa de E&P para alavancarmos a nossa experiência em serviços G&G. Fomos constituídos em 13 de outubro de 2008 como uma sociedade de responsabilidade limitada brasileira e nos transformamos em sociedade anônima de capital fechado em 17 de julho de 2009, para sermos uma sociedade de participações de nossas subsidiárias integrais: IPEX e HRT O&G. A IPEX é nossa prestadora de serviços G&G integrados, constituída em 31 de julho de 2004, anteriormente denominada HRT & Petroleum. A HRT O&G é a nossa subsidiária de E&P, incorporada em 20 de julho de 2009.

Em junho de 2009, celebramos um acordo do tipo *farm-out* com a M&S Brasil S.A., ou M&S, no qual adquirimos 51% de participação nos 21 blocos de exploração da Bacia do Solimões com pagamento

de US$30,0 milhões e compromisso de cobrir 100% dos investimentos do programa exploratório até US$125,0 milhões. A partir deste valor, os investimentos serão cobertos pelas empresas parceiras na mesma proporção da participação nos 21 blocos.

Em outubro e novembro de 2009, realizamos duas colocações privadas no valor total de R$478,9 milhões e utilizamos os recursos no financiamento das nossas atividades e estágios iniciais de nosso plano de exploração para esses blocos. Em dezembro de 2009, a ANP aprovou a transferência de 51% de participação nos 21 blocos de exploração da Bacia dos Solimões em nosso favor, bem como a transferência da operação destes blocos. Em 2009, a ANP aprovou, ainda, a transferência de 49% de participação nos 21 blocos de exploração da M&S para sua coligada Petra.

Em maio de 2010, adquirimos o controle da Ranger Participações Ltda. ("Ranger"), então de titularidade dos Srs. Marcio Rocha Mello (Presidente do nosso Conselho de Administração e nosso Diretor-Presidente e de Relações com Investidores) e John Milne Albuquerque Forman (membro do nosso Conselho de Administração), *holding* da Lábrea Petróleo S.A. ("Lábrea"), que detinha 100% da concessão e licenças de exploração para dois blocos na Sub-Bacia de Walvis, na Costa da Namíbia, e uma participação de 10% em blocos de exploração em bacias sedimentares *onshore* no Brasil, dos quais dois estão localizados na Bacia do Recôncavo, um na Bacia do Espírito Santo e um na Bacia do Rio do Peixe.

Ainda em maio de 2010, recebemos três concessões e licenças de exploração, atuando como operadora, do Ministério de Minas e Energia da República da Namíbia, na qual detemos 40% de participação e iremos explorar em parceria com a UNX e Acarus.

Em 15 de junho de 2010, constituímos a HRT Netherlands B.V., uma empresa privada de responsabilidade limitada com sede em Amsterdã, Holanda. O objeto social da HRT Netherlands B.V. é a aquisição, venda, importação ou exportação de equipamento e maquinário e conduzir atividades relacionadas ao setor petroleiro.

Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos US$ 31,8 milhões por essa aquisição. Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Para pagamento da eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional dos Blocos de Solimões, utilizaremos recursos de nosso caixa. Adicionalmente, foi concedida à HRT O&G uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública.

Em 31 de agosto de 2010, a Companhia incorporou a BN 31 Participações Ltda., detentora de 53 quotas de emissão da Ranger, representativas de 5,30% do seu capital social. Dessa forma, a Companhia concluiu a aquisição da Ranger e passou a deter, direta e indiretamente, 100% das quotas representativas do capital social da Ranger.

Em 4 de outubro de 2010, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o desdobramento de suas ações, determinando que cada ação de emissão da Companhia daria lugar a dez ações desdobradas. Como resultado, o capital social da Companhia passou a ser dividido em 2.557.060 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. A proporção da participação dos acionistas no capital social da Companhia não foi alterada em função do desdobramento.

Questões Ambientais

Possuímos um programa sócio-ambiental extremamente consistente, amparado por um sistema de gestão de Saúde, Segurança e Meio Ambiente (SMS) compatível com a sensibilidade dos ecossistemas da Bacia do Solimões, a qual inclui áreas de biodiversidade e de culturas tradicionais. Parte do risco sócio-ambiental dessas áreas encontra-se mitigada pela consulta prévia realizada pela ANP a diversas agências governamentais, que retiraram previamente dos blocos licitados pela ANP e adquiridos pela HRT as áreas sensíveis, tais como áreas protegidas e reservas indígenas. Além disso, para assegurar conservativamente a riqueza sócio-ambiental específica do local, consultorias ambientais independentes, de grande credibilidade nacional e internacional realizaram auditorias no abrangente conjunto de planos e procedimentos da HRT. Os mesmos foram consolidados em um Sistema Integrado de Gestão de Saúde, Segurança e Meio Ambiente (SMS) e de Responsabilidade Social (RS). Esse sistema e planos de gestão associados asseguram que nossos projetos são desenvolvidos com a máxima responsabilidade ambiental e social, conforme padrões internacionais. Esses procedimentos e planos de gestão que esperamos desenvolver e implementar incluem, embora não se limitem, ao seguinte: Procedimento de Seleção de Locações, Procedimentos para Diagnósticos Sociais, Procedimento de Consulta e Transparência Pública, Procedimento para Avaliação de Impactos Ambientais e Medidas Mitigadoras, Programa de Controle de Doenças Endêmicas, Programa de Biodiversidade, Programa de Mudanças Climáticas, Procedimentos de Segurança Operacional incluindo Segurança de Transporte, Procedimentos de Avaliação e Gestão de Subcontratados, Análise de Risco (PPRA, APR) Plano de Contingências (incluindo plano para resgate a emergências médicas e vazamento de óleo), Programa de Responsabilidade Social (incluindo capacitação de mão de obra local e transferência de tecnologia), Programa de Saúde Ocupacional (PCMSO).

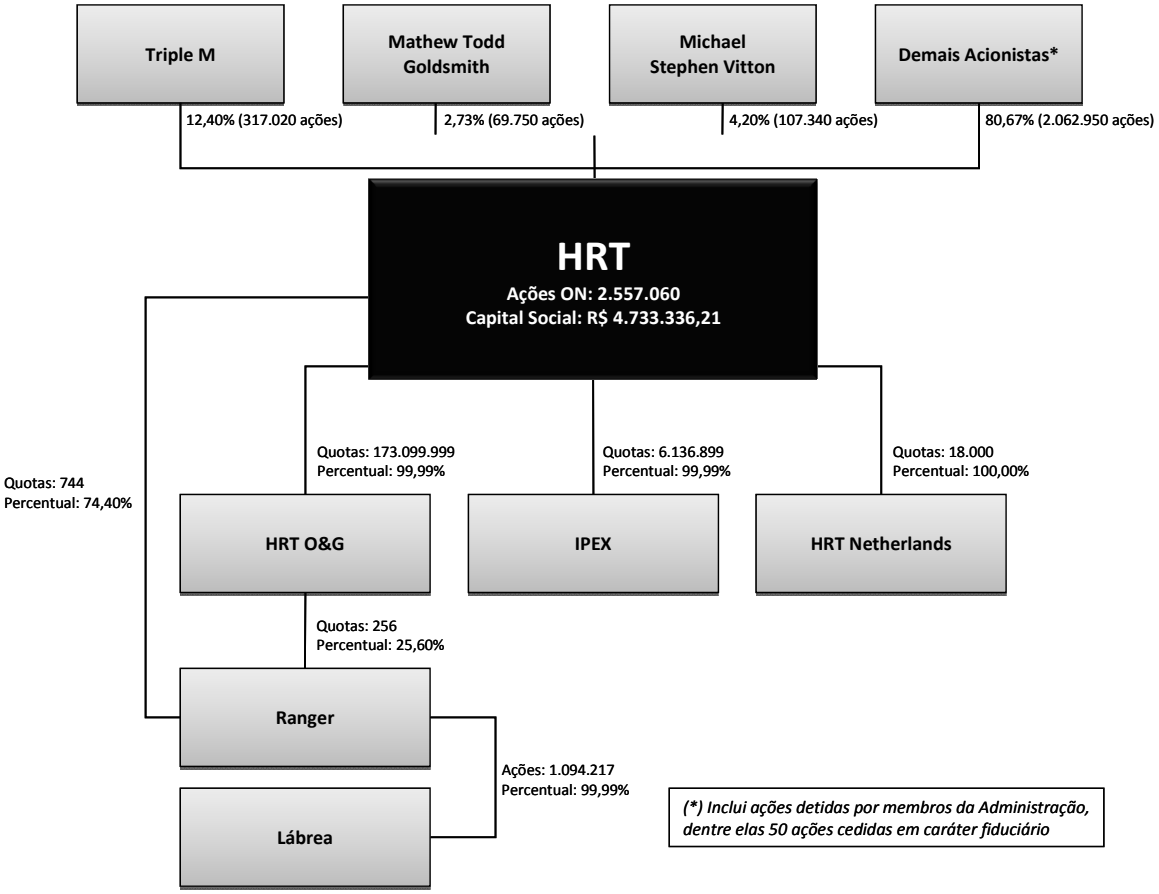
Contratamos também uma equipe altamente qualificada e experiente para realizar o desenvolvimento e implementação dos programas propostos. Com o desenvolvimento dessas políticas, procedimentos e planos de gestão, planejamos atender aos requisitos legais brasileiros de agências ambientais, regulatórias e trabalhistas, bem como, incorporar e fazer referência a, na medida do possível, padrões ambientais e sociais internacionalmente reconhecidos, como o IFC Performance Standards e as Diretrizes de SMS para o setor de Petróleo e Gás, padrões da Organização Mundial de Saúde (*World Health Organization - WHO*), e padrões da Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás (*International Association of Oil and Gas Producers - OGP*).

Governança Corporativa

Desde as colocações privadas realizadas em 8 de outubro de 2009 e 6 de novembro de 2009, temos implantado determinadas práticas de governança corporativa para atender necessidades de nossa grande base acionária composta por instituições de renome, tais como MSD Energy Investments Private I, LLC (do grupo MSD Capital), Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC (do grupo Perella Weinberg Partners Capital Management LP), Passport (do grupo Passport Capital) e Senator (do grupo Senator Investment), em relação aos seus direitos de voto e representatividade em nosso Conselho de Administração. Implantamos um sistema de assembleias gerais realizadas online. Ademais, nosso Conselho de Administração é composto de nove membros dos quais dois são Conselheiros Independentes.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

O quadro abaixo descreve nossa atual estrutura societária:



Nota: A Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda. é controlada pelo Sr. Marcio Rocha Mello (66,68%). Em 15 de setembro de 2010, os Srs. Michael Stephen Vitton e Mathew Todd Goldsmith receberam, cada um, 6.975 ações ordinárias de emissão da Companhia em função da redução do capital social da Malaquias Participações Ltda. Como consequência, a Malaquias deixou de integrar o quadro acionário da Companhia. Triple M e Malaquias são considerados os acionistas fundadores da Companhia.

FATORES DE RISCO

Investir em nossas ações ordinárias envolve um alto grau de risco. Você pode perder uma parte ou a totalidade de seu investimento, devido a qualquer dos riscos descritos neste Prospecto, inclusive, dentre outros fatores, a nossa falta de histórico operacional e as incertezas que cercam o nosso desempenho futuro, incertezas sobre a nossa capacidade de continuar como uma empresa em funcionamento, a nossa incapacidade de obtenção de licenças necessárias ou fazer alianças estratégicas, a nossa incapacidade de alcançar os resultados esperados e as previsões descritas no presente Prospecto, a nossa incapacidade para desenvolver recursos prospectivos e contingentes ou de alcançar as probabilidades de sucesso esperado, principalmente se as atividades de perfuração não resultarem em descobertas ou se o que for descoberto não for comercialmente viável, e nossa incapacidade de gerar ou obter capital adicional suficiente no futuro. Devido a tais riscos e incertezas, não podemos assegurar que seremos capazes de manter os prazos indicativos para nossos projetos e Planos de Negócio. Vide a seção "Fatores de Risco" na página 128 deste Prospecto, bem como os quadros "4" e "5" do Formulário de Referência.

Novos marcos legais mais restritivos na área ambiental, acordos internacionais a serem firmados pelos governos nos países em que atuamos, novas tendências do negócio de exploração e produção de óleo e gás natural ou mudanças climáticas imprevistas poderão afetar de forma negativa nossas atividades operacionais e, por conseqüência, os resultados da companhia, tanto no Brasil quanto na Namíbia.

Possuímos blocos exploratórios onshore na Região Amazônica brasileira, especificamente na Bacia do Solimões, e na Plataforma Continental da Namíbia, offshore. A condução das atividades operacionais de exploração, avaliação e desenvolvimento de campos produtores de óleo e de gás natural depende, dentre outros fatores, de condições adequadas para o levantamento de dados sísmicos, perfuração e construção e acesso a dutos e instalações para processamento e armazenamento. As atividades exigem também licenciamento ambiental e meios de transporte fluvial e marítimo. Legislações ambientais mais restritivas poderão retardar o desenvolvimento de nossas atividades, gerando custos operacionais mais elevados. Da mesma forma, tendências do negócio de exploração e produção, como a redução do número de poços nos campos produtores, poderão reduzir o volume de óleo e gás produzido a partir das descobertas. Além disso, acordos internacionais não existentes no presente poderão introduzir restrições às atividades petrolíferas futuras em áreas ambientalmente sensíveis, assim como mudanças climáticas severas poderão gerar longos períodos de chuvas, tempestades e outros eventos climáticos que poderão afetar as nossas atividades operacionais e nossos resultados, especialmente em áreas marítimas. Caso uma ou mais das alterações descritas venha a ocorrer, nossas metas de exploração, desenvolvimento e produção poderão ser afetadas, impactando diretamente nossos resultados financeiros.

REPORTAGEM VALOR ECONÔMICO

Em 12 de agosto de 2010 foi publicada matéria no jornal Valor Econômico, na página D5, do caderno *Eu&Investimentos*, informando que nosso administrador, o Dr. Marcio Rocha Mello teria participado de evento com potenciais investidores na semana em que foi veiculada a reportagem,

isto é, entre os dias 8 e 14 de agosto de 2010. Consideramos o texto da reportagem errôneo, uma vez que o evento com potenciais investidores não ocorreu e as declarações atribuídas ao Dr. Marcio Rocha Mello não são verdadeiras.

INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

Nossa sede está localizada na Avenida Atlântica, 1130, 10 º andar, Copacabana, Município do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil, CEP 22021-000 e o telefone do departamento de Relações com Investidores é (55 21) 2105-9745. Nosso site é www.hrt.com.br e nosso site de relações com investidores é www.hrt.com.br/ri . As informações disponíveis no *website* ou que podem ser acessadas por meio dele, bem como as informações incluídas em qualquer material de marketing publicado na mídia e nos jornais e anúncios de revista, não fazem parte de Prospecto.

RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES

Esta seção apresenta um resumo do Estudo de Viabilidade preparado por especialistas no setor de petróleo, que inclui informações financeiras e operacionais, bem como determinadas projeções, incluindo informações sobre o cronograma estimado dos projetos, data de início da produção, estimativas de investimento, custos e produção. Este resumo não inclui todas as informações que o investidor deverá considerar antes de investir nas Ações. Antes de tomar uma decisão sobre o investimento, o investidor deverá ler este Prospecto na sua totalidade, incluindo, mas sem limitação, o Estudo de Viabilidade e o Formulário de Referência anexos a este Prospecto, as seções "Fatores de Risco", "Apresentação e Resumo das Informações Financeiras e Operacionais", nas páginas 128, 29, respectivamente, deste Prospecto, os quadros "4" e "5" do Formulário de Referência, bem como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e respectivas notas explicativas anexas ao presente Prospecto.

ESTUDO DE VIABILIDADE

Os Estudos anexos a este Prospecto (recursos prospectivos e recursos contingentes) foram preparados de forma independente pela DeGolyer & MacNaughton ("D&M") com base nas informações financeiras projetadas e preparadas por seus especialistas. As informações financeiras projetadas utilizadas para preparar o Estudo de Viabilidade não foram elaboradas em conformidade com qualquer regulamentação de divulgação pública vigente, bem como não foram preparadas para cumprir com as normas e regulamentos de quaisquer bolsas de valores, agências ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer jurisdição, exceto a do Brasil. Nossa administração acredita que o Estudo de Viabilidade foi elaborado refletindo, atualmente, as melhores estimativas e julgamentos disponíveis, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da administração, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia, com base no entendimento e conhecimento de especialistas da D&M sobre os setores de óleo e gás natural. Entretanto, estas informações não são fatos e não se deve confiar nelas como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros, não constituindo uma garantia do nosso desempenho futuro. O Estudo de Viabilidade não abrange todas as informações que possam ser importantes para uma decisão quanto ao investimento em nossas Ações. Considerando estas incertezas, os investidores não deverão confiar somente nessas projeções para tomar uma decisão quanto ao investimento e são advertidos a analisar com cuidado as informações constantes deste Prospecto.

O investidor deverá considerar que as projeções constantes deste Prospecto refletem determinadas premissas, análises e estimativas nossas e dos especialistas que prepararam o Estudo de Viabilidade, inclusive no que se refere à receita, recursos projetados, probabilidades de sucesso, desembolsos de capital, custos de exploração, custos de desenvolvimento e aquisição, despesas operacionais, capacidade de produção e outras projeções. Nossa capacidade de obter os resultados operacionais projetados depende, entre outros fatores, do sucesso dos nossos esforços de exploração, desenvolvimento e produção. Não podemos garantir aos investidores que nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural não serão significativa e adversamente afetadas por questões políticas, ambientais ou quaisquer outras. Não podemos

garantir que as nossas operações de pesquisa, exploração, perfuração, produção e logística não serão prejudicados de maneira significativa por questões de ordem política, ambiental ou outras.

Diversas das premissas também estão relacionadas a fatores econômicos que provavelmente deverão ocorrer no Brasil e globalmente no futuro próximo e seu potencial impacto sobre os nossos negócios, bem como os fatores econômicos que provavelmente deverão ocorrer ou continuar a ocorrer no mercado mundial de óleo e gás natural. Não podemos garantir que as premissas econômicas sejam precisas ou que reflitam de forma precisa a realidade futura. Os investidores devem conduzir suas próprias análises e revisões das premissas e projeções contidas neste Prospecto.

Há diversas incertezas inerentes ao estimarmos as quantidades e a qualidade dos Recursos Prospectivos Riscados e Recursos Contingentes estimados e ao projetarmos as potenciais taxas futuras de produção de óleo e gás natural. Neste processo, diversos fatores relevantes podem ter sido desconsiderados ou estimados de forma equivocada. As estimativas de Recursos Prospectivos Riscados e Recursos Contingentes e as estimativas da vida útil de nossos prospectos exploratórios poderão ser revistas com base, entre outros fatores, na produção efetivamente verificada.

ESTUDO TÉCNICO

Qualificações

A D&M fornece serviços de consultoria de petróleo em todo o mundo há mais de 70 anos. Os profissionais desta empresa, engenheiros, geólogos, geofísicos, petrofísicos e economistas atuam na avaliação independente de propriedades de óleo e de gás natural, avaliação de hidrocarbonetos e outros minerais, avaliações de bacias sedimentares, estudos de campo abrangentes, estudos patrimoniais e estudos de suprimentos e econômicos relacionados à indústria de energia.

Escopo de Trabalho e Metodologia

Recursos Prospectivos

O Estudo preparado pela D&M anexo foi baseado em nossa participação em 21 (vinte e um) blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões e 2 (dois) blocos exploratórios localizados na Namíbia, os quais fazem parte de nosso *portfolio*. No referido Estudo de Viabilidade, foram apresentadas estimativas de Recursos Prospectivos Totais, Recursos Prospectivos Líquidos, probabilidade de sucesso geológico e econômico, volumes de produção estimados para cada projeto, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural.

As estimativas de Recursos Prospectivos apresentadas neste Prospecto foram elaboradas em conformidade com o Sistema de Administração de Recursos Petrolíferos *(Petroleum Resources Management System - PRMS)*, aprovado em março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros do Petróleo (SPE), Conselho Mundial de Petróleo (WPC) e pela Associação Americana de Geólogos do Petróleo (AAPG). Para maiores informações, veja o Estudo anexo ao presente Prospecto.

Estimativas de Recursos Prospectivos são complexas e imprecisas e devem ser consideradas apenas como estimativas sujeitas a alterações à medida que nova informações se tornem disponíveis. Existe ainda a possibilidade de que nossas atividades exploratórias não resultem em descobertas e, mesmo que nós consigamos realizar descobertas com sucesso, não há certeza de que as mesmas sejam comercialmente viáveis de produzir qualquer parcela de nossos Recursos Prospectivos Riscados Líquidos estimados. Os nossos resultados operacionais serão afetados adversamente na eventualidade de nossos Recursos Prospectivos Riscados Líquidos estimados não apresentarem o retorno esperado nas reservas que sejam eventualmente exploradas.

Recursos Contingentes

O estudo preparado pela D&M anexo foi baseado em nossas participações em 11 acumulações com descobertas na Bacia do Solimões, os quais fazem parte de nosso portfólio. No referido estudo, foram apresentadas estimativas de Recursos Contingentes Brutos e Recursos Contingentes Líquidos à nossa companhia, volumes de produção estimados para cada acumulação, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural.

As estimativas de Recursos Contingentes apresentadas neste Prospecto foram elaboradas em conformidade com o Sistema de Administração de Recursos Petrolíferos (Petróleo Resources Management System – PRMS), aprovada em março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros do Petróleo (SPE), Conselho Mundial de Petróleo (WPC) e pela Associação Americana de Geólogos do Petróleo (AAPG). Para mais informações, veja o estudo anexo ao presente Prospecto.

Estimativas de Recursos Contingentes são complexas e imprecisas e devem ser consideradas apenas como estimativas sujeitas a alterações à medida que novas informações se tornem disponíveis. Existe ainda a possibilidade de que nossas atividades exploratórias não resultem em descobertas e, mesmo que nós consigamos realizar descobertas com sucesso, não há certeza que as mesmas sejam comercialmente viáveis de produzir qualquer parcela de nossos Recursos Contingentes estimados. Os nossos resultados operacionais serão afetados adversamente na eventualidade de nossos recursos contigentes estimados não apresentarem o retorno esperado caso sejam eventualmente explorados.

CÁLCULO DOS RECURSOS PROSPECTIVOS

As estimativas de Recursos Prospectivos foram elaboradas através de métodos padrões de geologia e de engenharia geralmente aceitos pela indústria do petróleo. O método ou a combinação de métodos utilizados na análise dos reservatórios foram baseados na experiência de reservatórios semelhantes, etapas de desenvolvimento e na qualidade do acervo de informações analisadas, conforme requerem as normas para tais avaliações.

Foram utilizados métodos probabilísticos padrões na análise de incertezas. As distribuições de probabilidade foram estimadas através de dados e informações indicativas de porosidade, saturação de petróleo e/ou gás natural, espessura do reservatório com hidrocarboneto, fator geométrico, fator de recuperação, propriedades de fluido e área produtiva para cada prospecto

exploratório. Estes parâmetros foram utilizados com base em dados conhecidos, analogias, e outros métodos de estimativas padrões, incluindo toda a experiência adquirida pela D&M e levantados pela HRT O&G nas áreas em questão. As medidas estatísticas que descrevem as distribuições de probabilidade desses indicativos foram identificadas e submetidas a uma *Simulação de Monte Carlo*, produzindo desta forma, as estimativas baixa, melhor, alta e média para os Recursos Prospectivos Totais associados a cada prospecto exploratório. A estimativa média é usada como valor esperado no resultado da análise probabilística.

A análise probabilística dos Recursos Prospectivos Riscados Totais considerou a incerteza na quantidade de óleo e gás natural a serem descobertos. Para se considerar essas incertezas foram associadas aos Recursos Prospectivos Totais probabilidades geológicas e econômicas, assim como limites de descobertas economicamente viáveis, conforme descritos abaixo:

- Simulação de Monte Carlo é uma abordagem para realizar análise de risco em qualquer projeto com dados de entrada incertos. Geralmente, os números são selecionados a partir de dados de entrada representativos e depois usados em cálculos iterativos, para encontrar o intervalo de resultados mais prováveis. A incerteza no resultado também fornece uma medida da validade do modelo. A técnica é aplicada para carteira de investimentos financeiros e análise de risco de investimentos, bem como possui aplicações científicas. O Método de Análise de Monte Carlo é utilizado no campo de petróleo para estimar os riscos envolvidos em novos projetos exploratórios, avaliação de programas de desenvolvimento e avaliação da validade dos modelos de reservatórios.

- Probabilidade Geológica (P_g), é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão mensurável. P_g é estimada através da quantificação da probabilidade de cada um dos seguintes fatores geológicos individuais: trapa, geração, reservatório e migração. O produto destas quatro probabilidades ou fatores de risco é computado como P_g;

- Limite Econômico para Tamanho de Campo *(Threshold Economic Field Size – TEFS),* leva em conta o volume mínimo recuperável de petróleo e/ou gás natural necessário para se obter um valor presente potencial superior a zero;

- Probabilidade associada ao TEFS (P_{TEFS}), definida como a probabilidade de se descobrir uma acumulação maior que o TEFS. A P_{TEFS} pode ser determinada a partir da distribuição de Recursos Prospectivos Totais;

- Probabilidade de sucesso Econômico (P_e) é definida como a probabilidade de que uma dada descoberta será economicamente viável. Leva em conta a probabilidade geológica, TEFS, a probabilidade de TEFS, os custos de capital, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (incluindo a análise do fluxo de caixa), e outros negócios e fatores econômicos. A P_e é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$P_e = P_g \times P_{TEFS}$$

Dessa forma, segue abaixo um sumário da estimativa média dos nossos Recursos Prospectivos Totais, Recursos Prospectivos Riscados Totais e Recursos Prospectivos Riscados Líquidos, levando em conta os ajustes dos fatores P_g, TEFS e P_e, conforme o Estudo de Viabilidade preparado pela D&M:

	Recursos Prospectivos Truncados e Ajustados para TEFS[5][6]											
	Brutos						Líquidos para HRT					
	Estimativa					Média	Estimativa					Média
	Baixa[1]	Melhor[1]	Alta[1]	Média	Pe[2]	Riscada[3]	Baixa	Melhor	Alta	Média	Pe[2]	Riscada[3]
Óleo (MMbbl)												
Brasil - Solimões	798	1.543	3.024	1.807	27%	482	439	848	1.663	994	27%	265
Namíbia	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101
Gás Natural (bcf)												
Brasil – Solimões	2.674	4.416	7.432	4.892	35%	1.695	1.471	2.429	4.087	2.691	35%	932
Óleo e Gás Natural (MMBOE)												
Brasil - Solimões-óleo	798	1.543	3.024	1.807	27%	482	439	848	1.663	994	27%	265
Brasil - Solimões – gás natural[4]	473	782	1.315	866	35%	303	260	430	723	476	35%	165
Namíbia - óleo	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101
Total	**3.322**	**6.053**	**11.265**	**6.853**	**27%**	**1.886**	**2.750**	**5.007**	**9.312**	**5.650**	**27%**	**1.532**

Notas:
(1) Estimativa Baixa, Média e Alta considerando volumes truncados.
(2) Probabilidade de sucesso econômico.
(3) Estimativa média de recursos prospectivos ajustados pela probabilidade de sucesso econômico.
(4) Volume de gás natural convertido para BOE por um fator de 5.650 pés cúbicos de gás natural para 1BOE.
(5) Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos serão efetivamente descobertas; e, caso sejam descobertos, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
(6) Os valores da tabela estão arredondados.

CÁLCULO DOS RECURSOS CONTINGENTES

As estimativas de recursos contingentes foram elaboradas através de métodos padrões de geologia e de engenharia, normalmente aceitos pela indústria de petróleo. O método ou a combinação de métodos utilizados na análise dos reservatórios foram baseados na experiência de reservatórios semelhantes, etapas de desenvolvimento e na qualidade do acervo de informações analisadas, conforme requerem as normas para tais avaliações.

O método volumétrico foi utilizado para estimar o volume original de óleo in place (OOIP) ou de gás originalmente in place (OGIP). Mapas estruturais foram preparados para delimitar cada reservatório, e mapas de isópacas foram construídos para estimar o volume de rocha. Perfis elétricos, radioativos, amostras de testemunho e outros dados disponíveis foram utilizados para preparar estes mapas, assim como para estimar valores representativos de porosidade e de saturação de água.

Estimativas da recuperação foram obtidas aplicando fatores de recuperação dos volumes OOIP e OGIP. Estes fatores de recuperação foram baseados em consideração ao tipo de energia inerente aos reservatórios, às análises do petróleo, às posições estruturais e aos históricos de produção.

Em certos casos, quando os métodos descritos não puderam ser utilizados, os recursos contingentes foram estimados por analogia em poços similares ou reservatórios para os quais havia dados disponíveis.

Os volumes de gás estimados estão expressos como "gás do separador" e "gás de venda". O gás de separador é aquele definido como o gás remanescente a ser produzido após 31 de Agosto de 2010, depois da separação no campo, mas antes do processamento do gás ou queima parcial. Gás de venda é definido como o gás total a ser produzido dos reservatórios, medidos no ponto de entrega, após redução e uso de parte do gás e queima, resultante da separação e processamento. Todas as quantidades de gás são expressas em uma temperatura base de 60 graus Fahrenheit (oF) e uma pressão base de 14,7 libras por polegada quadrada absoluta (psia).

As estimativas de recursos contingentes de óleo e gás apresentadas no estudo de recursos contingentes estão expressas em termos de 42 galões americanos por barril. Os recursos de óleo e condensado são estimados a serem recuperados através de operações convencionais de campo.

As quantidades de recursos contingentes de óleo e gás foram estimadas para cada uma das descobertas baseadas nas avaliações dos volumes in-place e nos volumes recuperáveis potenciais.

Os fatores de recuperação de óleo e gás foram baseados na experiência em reservatórios similares e condições de abandono esperadas no plano de desenvolvimento.

Todos os recursos contingentes de óleo, condensado e gás apresentados no estudo de recursos contingentes foram classificados na categoria de contingentes, primariamente devido à incerteza de sua viabilidade econômica. Não há certeza de que a comerciabilidade destas acumulações seja viável, no todo ou em parte.

Por solicitação da HRT, apenas os recursos contingentes classificados como recursos 3C foram avaliados. Os recursos 3C foram estimados para refletir a alternativa da estrutura total que poderá ser descoberta.

O status econômico dos recursos contingentes foi classificado como "Marginal" e "Sub-Marginal". Recursos contingentes classificados como "Sub-Marginais" estão associados a quantidades avaliadas como não-econômicas.

Em conclusão, dez áreas de descobertas de recursos contingentes com 11 acumulações de hidrocarbonetos, todas localizadas na Bacia do Solimões no Brasil, foram avaliadas como recursos contingentes. Os recursos 3C são apresentadas na tabela a seguir.

	Recursos Contingentes					
	Brutos			Líquidos para HRT		
Classificação	**Óleo e condensado (10^3 bbl)**	**3C Gás de separador (10^6 ft^3)**	**Óleo Equivalente (10^3 boe)**	**Óleo e condensado (10^3 bbl)**	**3C Gás de separador (10^6 ft^3)**	**Óleo Equivalente (10^3 boe)**
Marginal	157.870	4.604.214	972.776	86.829	2.532.317	535.026
Sub-marginal	879	62.608	11.959	483	34.435	6.577
Total	**158.749**	**4.666.822**	**984.735**	**87.312**	**2.566.752**	**541.603**

(1) A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara às reservas. Em outras palavras, os montantes de recursos contingentes não devem ser convertidos em reservas por meio da aplicação de qualquer fórmula, desconto ou outro método de conversão.
(2) Não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos contingentes avaliados.
(3) Recursos contingentes têm status econômico de "Marginal" e "Sub-marginal"
(4) Volume de gás natural convertido para BOE por um fator de 5.650 pés cúbicos de gás natural para 1BOE.
(5) A estimativa 3C é considerada como uma estimativa otimista da quantidade que será de fato recuperada. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excedam, de fato, a estimativa 3C.

FASE DE EXPLORAÇÃO

Planejamos conduzir atividades de aquisição de dados geológicos, geofísicos e geoquímicos em todos os blocos em que temos participação, tanto no Brasil quanto na Namíbia, com os objetivos de atender aos compromissos assumidos com os governos locais assim como para descobrir óleo e gás natural em quantidades comerciais. As atividades principais previstas em nosso programa exploratório são descritos abaixo.

O Plano de Atividades Operacionais da HRT O&G incorpora, de forma resumida, as atividades descritas a seguir:

(1) Na Bacia do Solimões, onde a empresa possui 55% de participação em 21 blocos exploratórios em parceria com a Petra que possui os 45% restantes, serão completados estudos de geologia e geofísica em andamento, objetivando o mapeamento de prospectos e a sua avaliação em 2011 com a empresa D&M. O trabalho inclui o reprocessamento de dados sísmicos 2D existentes, a aquisição de novos dados sísmicos 2D, utilizando os melhores parâmetros levantados pela HRT O&G, assim como outros dados de geologia, geofísica e geoquímica, a sua interpretação e modelagem de sistemas petrolíferos em 3D. Em adição, incluem a perfuração de 11 poços exploratórios, visando a descoberta de campos de óleo e gás natural, com prioridade para prospectos com maior potencial de óleo, dos quais oito serão destinados a atender a compromissos assumidos com a ANP;

(2) Na Sub-Bacia de Walvis, na Namíbia, onde a empresa conta com 100% de dois blocos exploratórios está prevista a aquisição de dados sísmicos 3D, assim como o seu processamento e interpretação, visando a identificação e mapeamento de prospectos com potencial para óleo e gás natural e, finalmente, a perfuração de dois poços exploratórios em 2011-2012 em prospectos que possivelmente apresentam as melhores relações risco/resultado potencial;

(3) Na Sub-Bacia de Orange, na Namíbia, onde a empresa possui 40% de três blocos, em parceria com a UNX Energy e Acarus, aquisição de dados sísmicos 3D de levantamentos existentes, seu reprocessamento e interpretação e preparação para avaliação em 2011, sendo que as perfurações ocorrerão apenas em 2013 e 2014;

(4) Nas bacias maduras brasileiras (bacias do Rio do Peixe, Recôncavo e Espírito Santo), onde a empresa possui 10% de participação em quatro blocos exploratórios em parceria com a empresa brasileira Cowan. As atividades em andamento incluem estudos de geologia e geofísica, avaliação e perfuração de poços exploratórios e sua eventual completação e avaliação para desenvolvimento da produção, em função dos resultados obtidos;

(5) Finalmente, outros custos a serem incorridos pela Companhia e pelas suas subsidiárias, incluindo a contratação de novos empregados, seu treinamento para atender às atividades operacionais previstas, os investimentos em instalações de campo, instalações de comunicação entre as unidades operacionais e a sede da Companhia, assim como custos contingentes.

FASE DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

Para suportar as suas atividades potenciais no desenvolvimento da produção, a HRT O&G analisou as práticas históricas das empresas que atuam nas áreas, especialmente a Petrobras na Bacia do Solimões e as práticas utilizadas nos projetos de desenvolvimento de campos *offshore* da plataforma continental brasileira e africana, especialmente nas bacias de Santos e Campos e da costa angolana.

No caso da Bacia do Solimões, pretendemos adotar o desenvolvimento de vários pólos, integrando as facilidades de cada conjunto de campos, de forma a reduzir custos e minimizar os impactos ambientais. Esta estratégia facilita, por outro lado, a implementação de medidas de segurança integradas para resposta a emergências.

Para aprofundamento das atividades a serem desenvolvidas, dos investimentos e custos operacionais a serem despendidos, desenvolvemos os "projetos conceituais" de três pólos de produção, respectivamente: (1) O Pólo de Juruá, potencialmente produtor de gás natural não associado; (2) Pólo de Tefé, potencialmente produtor de condensado e gás natural associado; (3) Pólo de Aruã, potencialmente produtor de óleo, condensado e gás natural associado. Para cada um destes pólos potenciais, a HRT O&G definiu o número de poços produtores e seu projeto de perfuração, os poços injetores, os sistemas de coleta do óleo, gás natural e água da formação, os sistemas de separação e tratamento, as instalações para estocagem do óleo e dos condensados assim como os ramais de dutos necessários para conduzir esta produção até o Pólo de Urucu, da Petrobras. Através desses estudos conceituais foi possível, então, definir os custos de investimento por BOE, os custos operacionais por BOE, os custos de abandono por BOE assim como os potenciais resultados dos investimentos em termos de taxa interna de retorno e de valor presente líquido, em três diferentes cenários de preços de óleo e de gás natural.

Com base nestes estudos, a HRT O&G construiu o seu programa de investimentos que inclui o potencial desenvolvimento da produção de óleo, condensados e gás natural na Bacia do Solimões em descobertas já existentes ou que venham a ser realizadas através da perfuração dos poços exploratórios, sua avaliação e completação para produção assim como a realização dos estudos que suportarão tais atividades.

Adicionalmente, em relação à Sub-Bacia de Walvis, na Namíbia, onde a empresa possui 100% de dois blocos exploratórios e onde foram avaliados recursos prospectivos de 1,1 bilhão de barris de óleo, a empresa mapeou um conjunto de prospectos e pretende realizar duas perfurações exploratórias nos anos de 2011-2012. Caso um destes poços revele uma descoberta comercial, faz parte dos planos da empresa, considerando a experiência que está sendo desenvolvida no Brasil, implementar imediatamente um Piloto de Produção, como parte de um processo de avaliação da descoberta, devido à fase em que se encontra a exploração e produção neste país, com pouca experiência quanto ao comportamento dos principais reservatórios potencialmente produtores no tempo.

Para obter os valores esperados de investimento, despesas operacionais e produção, deve-se aplicar uma probabilidade de sucesso que reflita o caso esperado (cada prospecto passou por uma avaliação individual dos riscos geológicos e de comercialidade), em cada um dos projetos considerados no estudo da D&M.

ANÁLISE DA OFERTA E DEMANDA E HISTÓRICO DE PREÇOS DE ÓLEO E GÁS NATURAL

Para informações sobre a análise da oferta e demanda de óleo e gás natural no Brasil e no mundo, bem como históricos dos preços, veja o item "7" do Formulário de Referência, anexo a este Prospecto.

ESTIMATIVA DE DESPESAS GERAIS, ADMINISTRATIVAS E COMERCIAIS

Para informações sobre a estimativa de despesas gerais, administrativas e comerciais, veja o item "10" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto.

IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

Para informações relativas aos aspectos tributários aplicáveis ao setor de óleo e gás natural no Brasil e à nossa Companhia, veja os itens "7" e "10" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto nas páginas A-54 a A-128 e A-143 a A-172.

No estudo de viabilidade tanto para recursos prospectivos quanto para recursos contingentes foram considerados os seguintes impostos e contribuições:

(1) Solimões

- Royalties de 10% incidentes sobre a receita bruta de venda de petróleo e gás natural;

- Participação Especial variando de 10% a 40% de acordo com o volume de produção nos quatro primeiros anos de produção e incidentes sobre a receita líquida de produção de hidrocarbonetos de cada prospecto separadamente;
- Participação de 1% para proprietários de terra, usando a mesma regra de incidência dos royalties;
- Imposto de renda com alíquota de 25% sobre a receita líquida tributável;
- Contribuição Social sobre lucro líquido (CSLL) com alíquota de 9% sobre a receita líquida tributável;
- Impostos indiretos sobre venda de petróleo e gás natural: (i) isenção de ICMS em decorrência de comercialização interestadual ou exportação; (ii) PIS/COFINS sem efeito nos resultados do Estudo porque são adicionados ao preço de venda nas transações comerciais domésticas e isentos na exportação;
- Impostos Indiretos incidentes na aquisição de bens e serviços – inclusos nos valores de investimentos de capital e custos operacionaus.

(2) Namíbia

- Royalties de 5% incidentes sobre a receita bruta de venda de petróleo;
- Impostos de renda de 35% incidentes sobre a receita líquida tributável de produção de petróleo;
- Impostos de renda adicional para taxas de retorno acima de 15%; caso as operações atinjam uma taxa de 20% a 25% (após pagamento do imposto anterior) haverá novas incidências desse imposto.

SUMÁRIO DAS PREMISSAS E PROJEÇÕES DOS SETE PROJETOS CONCEITUALMENTE DESENVOLVIDOS PELA D&M

As duas tabelas mostradas a seguir apresentam um sumário das premissas adotadas pela D&M em suas avaliações dos ativos em recursos prospectivos em que a HRT O&G possui participação. Tais parâmetros consideram a experiência local da HRT O&G e dados públicos obtidos sobre a experiência da Petrobras nas suas atividades do Solimões. No caso da Namíbia, foi muito importante considerar a experiência existente nas atividades de exploração e produção nas bacias de Santos e Campos, no lado brasileiro do Atlântico Sul.

RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES

	Estimativa Média		Capacidade das Infraestruturas				Custo por	Capex		Opex	Opex - Variável		Opex - Transporte	
Bacia	**Óleo**	**Gás**	**Óleo**	**Gás**	**Vida Útil**	**No de**	**Poço**	**Óleo**	**Gás**	**Fixo**	**Óleo**	**Gás**	**Óleo**	**Gás**
Projeto	**10^6bbl**	**10^9ft^3**	**10^3BPD**	**10^6ft^{3}PD**	**de Prod.**	**poços**	**$10^3$$**	**$/bbl**	**$/10^3$ft^3**	**$10^3$$**	**$/bbl**	**$/10^3$ft^3**	**$/bbl**	**$/10^3$ft^3**
Bacia de Solimões														
Pólo Juruá														
P-SOL-168-1-Proj. Gás	0	845	0	176	32	24	15.000	0	0,67	625.400	0	0,08	0	0,08
P-SOL-168-2-Proj. Gás	0	104	0	26	26	3	15.000	0	0,67	75.320	0	0,08	0	0,08
P-SOL-168-3-Proj. Gás	0	277	0	67	27	10	15.000	0	0,67	206.868	0	0,08	0	0,08
P-SOL-168-4-Proj. Gás	0	498	0	113	29	14	15.000	0	0,67	376.724	0	0,08	0	0,08
P-SOL-191-1-Proj. Gás	0	106	0	28	26	4	15.000	0	0,67	75.546	0	0,08	0	0,08
P-SOL-191-2-Proj. Gás	0	95	0	25	24	5	15.000	0	0,67	66.939	0	0,08	0	0,08
P-SOL-191-3-Proj. Gás	0	147	0	35	28	7	15.000	0	0,67	110.964	0	0,08	0	0,08
P-SOL-191-4-Proj. Gás	0	55	0	18	21	3	15.000	0	0,67	36.158	0	0,08	0	0,08
Pólo Tefé														
P-SOL-169-1-Proj. Gás	0	143	0	35	27	4	15.000	0,00	0,67	105.983	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-1-Proj. Óleo	23	0	7	0	22	8	15.000	4,00	0,00	73.172	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-2-Proj. Gás	0	295	0	65	30	10	15.000	0,00	0,67	226.090	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-2-Proj. Óleo	32	0	9	0	24	14	15.000	4,00	0,00	105.096	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-3-Proj. Gás	0	595	0	132	30	17	15.000	0,00	0,67	450.671	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-3-Proj. Óleo	75	0	20	0	25	35	15.000	4,00	0,00	259.950	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-4-Proj. Gás	0	146	0	35	28	4	15.000	0,00	0,67	110.864	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-4-Proj. Óleo	19	0	5	0	25	6	15.000	4,00	0,00	66.025	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-5-Proj. Gás	0	110	0	26	28	5	15.000	0,00	0,67	83.110	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-5-Proj. Óleo	59	0	16	0	24	27	15.000	4,00	0,00	199.464	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-GUA-P.Óleo	49	0	14	0	24	9	15.000	4,00	0,00	164.784	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-TAQ-P.Óleo	28	0	9	0	22	5	15.000	4,00	0,00	91.058	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-1-Proj. Gás	0	202	0	49	27	6	15.000	0,00	0,67	152.333	0,00	0,08	0,00	0,08

RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES

	Estimativa Média		Capacidade das Infraestruturas				Custo por	Capex		Opex	Opex - Variável		Opex - Transporte	
Bacia	**Óleo**	**Gás**	**Óleo**	**Gás**	**Vida Útil**	**No de**	**Poço**	**Óleo**	**Gás**	**Fixo**	**Óleo**	**Gás**	**Óleo**	**Gás**
Projeto	**10^6bbl**	**10^9ft^3**	**10^3BPD**	**10^6ft^{3}PD**	**de Prod.**	**poços**	**$10^3$$**	**$/bbl**	**$/$10^3$ft^3**	**$10^3$$**	**$/bbl**	**$/$10^3$ft^3**	**$/bbl**	**$/$10^3$ft^3**
P-SOL-170-1-Proj. Óleo	31	0	9	0	24	6	15.000	4,00	0,00	104.688	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-2-Proj. Gás	0	97	0	26	25	5	15.000	0,00	0,67	70.143	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-170-2-Proj. Óleo	23	0	7	0	22	4	15.000	4,00	0,00	72.710	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-3-Proj. Gás	0	73	0	18	27	3	15.000	0,00	0,67	53.172	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-170-3-Proj. Óleo	11	0	4	0	21	2	15.000	4,00	0,00	34.419	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-4-Proj. Óleo	16	0	5	0	21	4	15.000	4,00	0,00	50.190	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-192-1-Proj. Gás	0	753	0	165	30	22	15.000	0,00	0,67	546.835	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-192-1-Proj. Óleo	131	0	31	0	27	39	15.000	4,00	0,00	445.095	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-194-IMA-Proj. Gás	0	50	0	10	35	1	15.000	0,00	0,67	37.375	0,00	0,08	0,00	0,08
Pólo Aruã														
P-SOL-148-1-Proj. Gás	0	48	0	10	34	1	15.000	0,00	0,67	35.905	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-148-1-Proj. Óleo	32	0	9	0	25	7	15.000	4,00	0,00	108.225	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-149-1-Proj. Gás	0	104	0	26	26	5	15.000	0,00	0,67	75.350	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-1-Proj. Óleo	127	0	31	0	27	21	15.000	4,00	0,00	444.416	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-149-2-Proj. Gás	0	58	0	18	21	2	15.000	0,00	0,67	35.892	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-2-Proj. Óleo	70	0	19	0	25	12	15.000	4,00	0,00	245.050	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-149-3-Proj. Gás	0	56	0	18	21	3	15.000	0,00	0,67	36.515	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-3-Proj. Óleo	69	0	19	0	24	12	15.000	4,00	0,00	237.336	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-149-4-Proj. Gás	0	34	0	10	24	1	15.000	0,00	0,67	21.634	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-4-Proj. Óleo	52	0	15	0	23	10	15.000	4,00	0,00	170.292	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-172-1-Proj. Óleo	47	0	14	0	23	10	15.000	4,00	0,00	153.847	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-172-2-Proj. Óleo	35	0	10	0	22	8	15.000	4,00	0,00	109.538	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-172-3-Proj. Óleo	80	0	21	0	26	14	15.000	4,00	0,00	277.550	3,50	0,00	1,50	0,00
Pólo Coari														
P-SOL-151-1-Proj. Óleo	104	0	26	0	27	24	15.000	4,00	0	361.800	3,5	0	1,50	0

RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES

	Estimativa Média		Capacidade das Infraestruturas				Custo por	Capex		Opex	Opex - Variável		Opex - Transporte	
Bacia	**Óleo**	**Gás**	**Óleo**	**Gás**	**Vida Útil**	**No de**	**Poço**	**Óleo**	**Gás**	**Fixo**	**Óleo**	**Gás**	**Óleo**	**Gás**
Projeto	**10^6bbl**	**10^9ft^3**	**10^3BPD**	**10^6ft^{3}PD**	**de Prod.**	**poços**	**$10^3$$**	**$/bbl**	**$/$10^3$ft^3**	**$10^3$$**	**$/bbl**	**$/$10^3$ft^3**	**$/bbl**	**$/$10^3$ft^3**
P-SOL-151-2-Proj. Óleo	76	0	18	0	25	18	15.000	4,00	0	260.925	3,5	0	1,50	0
P-SOL-174-1-Proj. Óleo	70	0	19	0	24	16	15.000	4,00	0	237.936	3,5	0	1,50	0
Grand Pólo Coari														
P-SOL-194-2-Proj. Óleo	27	0	9	0	21	6	15.000	4,00	0	85.869	3,5	0	1,50	0
P-SOL-196-1-Proj. Óleo	90	0	23	0	26	20	15.000	4,00	0	310.544	3,5	0	1,50	0
P-SOL-218-1-Proj. Óleo	242	0	48	0	31	57	15.000	4,00	0	756.493	3,5	0	1,50	0
Pólo Tapauá														
P-SOL-194-1-Proj. Óleo	32	0	9	0	25	7	15.000	4,00	0	110.400	3,5	0	1,50	0
P-SOL-216-1-Proj. Óleo	23	0	7	0	22	5	15.000	4,00	0	73.480	3,5	0	1,50	0
P-SOL-216-2-Proj. Óleo	132	0	32	0	27	30	15.000	4,00	0	461.187	3,5	0	1,50	0
Sub-Bacia Walvis														
Namíbia														
Grolsch-Proj. Óleo	373	0	120	0	27	19	60.000	7,81	0	2.362.500	2,50	0	1,00	0
Kilkenny-Proj. Óleo	459	0	137	0	28	23	60.000	7,23	0	2.940.000	2,50	0	1,00	0
Duvel-Proj. Óleo	349	0	113	0	27	17	60.000	7,81	0	2.362.500	2,50	0	1,00	0
										10.937.50				
Windhoek-Proj. Óleo	1.791	0	572	0	27	90	60.000	7,87	0	0	2,50	0	1,00	0
Guiness-Proj. Óleo	338	0	130	0	25	17	60.000	8,23	0	2.625.000	2,50	0	1,00	0
Negra Modelo-P.Óleo	870	0	301	0	26	43	60.000	7,87	0	5.355.000	2,50	0	1,00	0

Notas:

(1) Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.

(2) Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos serão efetivamente descobertas; e, caso sejam descobertos, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.

(3) Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas contingentes.

(4) As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o combustível consumido no campo.

A tabela mostrada a seguir apresenta um exemplo dos dados utilizados pela D&M para avaliação de cada uma das acumulações dos recursos contingentes. Todos os dados para as 11 acumulações podem ser encontradas no relatório de recursos de contingentes da D&M anexo a este Prospecto.

TABELA 13
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em 31 de agosto de 2010 dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO IMA-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
(Todos os valores monetários são expressos em dólares Norte Americanos)

	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
Ano	**(10^3bbl)**	**(10^6ft^3)**	**Fixo**	**Variável**	**Abandono**	**Total**	**Perfuração**	**Instalação**	**Total**
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2016	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2017	0	0	0	0	0	**0**	15.000	28.503	**43.503**
2018	111	1.499	620	1.617	0	**2.237**	0	0	**0**
2019	165	2.594	620	2.665	0	**3.285**	0	0	**0**
2020	143	2.616	620	2.571	0	**3.191**	0	0	**0**
2021	124	2.635	620	2.490	0	**3.110**	0	0	**0**
2022	108	2.651	620	2.421	0	**3.041**	0	0	**0**
2023	94	2.664	620	2.364	0	**2.984**	0	0	**0**
2024	84	2.674	620	2.319	0	**2.939**	0	0	**0**
2025	67	2.303	620	1.968	0	**2.588**	0	0	**0**
2026	54	1.981	620	1.678	0	**2.298**	0	0	**0**
2027	45	1.703	620	1.436	0	**2.056**	0	0	**0**
2028	38	1.463	620	1.231	0	**1.851**	0	0	**0**
2029	33	1.257	620	1.057	0	**1.677**	0	0	**0**
2030	28	1.080	620	909	0	**1.529**	0	0	**0**
2031	25	927	620	782	0	**1.402**	0	0	**0**
2032	22	796	620	673	0	**1.293**	0	0	**0**
2033	19	684	620	579	0	**1.199**	0	0	**0**
2034	16	587	620	498	0	**1.118**	0	0	**0**
2035	14	504	620	429	0	**1.049**	0	0	**0**
2036	12	433	620	369	0	**989**	0	0	**0**
2037	11	372	620	318	0	**938**	0	0	**0**
2038	9	319	620	273	0	**893**	0	0	**0**
2039	8	274	620	235	0	**855**	0	0	**0**
2040	7	236	620	202	0	**822**	0	0	**0**
2041	6	202	620	174	0	**794**	0	0	**0**
2042	5	174	620	149	0	**769**	0	0	**0**
2043	5	149	620	128	0	**748**	0	0	**0**
2044	4	128	620	111	0	**731**	0	0	**0**
2045	3	110	620	95	0	**715**	0	0	**0**
2046	3	95	620	82	0	**702**	0	0	**0**
2047	3	81	620	70	0	**690**	0	0	**0**
2048	0	0	0	0	25.000	**25.000**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**1.266**	**33.191**	**18.600**	**29.893**	**25.000**	**73.493**	**15.000**	**28.503**	**43.503**

Notas:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara às reservas. Em outras palavras, os montantes de recursos contingentes não devem ser convertidos em reservas por meio da aplicação de qualquer fórmula, desconto ou outro método de conversão.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada como uma estimativa otimista da quantidade que será de fato recuperada. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excedam, de fato, a estimativa 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas de transporte.

PRINCIPAIS RISCOS ENVOLVIDOS

O investimento nas nossas Ações envolve um alto grau de risco. O investidor pode perder parte do seu investimento ou o seu investimento integral devido a qualquer um dos riscos descritos neste Prospecto, incluindo, entre outros fatores, a nossa falta de histórico operacional e as incertezas que cercam o nosso desempenho futuro, as incertezas sobre a nossa capacidade de ter os recursos necessários às nossas operações, a insuficiência de infraestrutura de logística e transporte nas regiões em que atuamos, a nossa incapacidade de obter as licenças necessárias ou celebrar parcerias estratégicas, caso deixemos de atingir os resultados e as previsões descritas neste Prospecto, a nossa incapacidade de desenvolver os Recursos Prospectivos ou de atingir as probabilidades esperadas de sucesso, especialmente caso a nossa prospecção futura não resulte em descobertas e, mesmo que nós consigamos realizar descobertas com sucesso, não há certeza de que as mesmas sejam comercialmente viáveis, e caso deixemos de gerar ou obter capital de giro adicional suficiente no futuro.

Para informações adicionais e mais detalhadas sobre os riscos acima descritos, veja os itens "4" e "5"do Formulário de Referência anexo ao presente Prospecto.

AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO PELO MÉTODO DO VALOR PRESENTE EM DETRIMENTO DA TAXA INTERNA DE RETORNO

Estudo de Viabilidade da D&M foi elaborado de acordo com o Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS), aprovado em março de 2007, pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, pelo Conselho Mundial de Petróleo, pela Associação Americana de Geólogos de Petróleo e pela Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo. Vale destacar ainda que a metodologia de avaliação utilizada pela D&M para o caso da Companhia é a mesma utilizada por esta empresa em todos os estudos por ela preparados e que calculam o valor presente potencial.

A primeira parte do Estudo de Viabilidade consiste na validação feita pela equipe de geólogos e geofísicos da D&M dos prospectos exploratórios da Companhia, validação esta baseada em análises probabilísticas. Os volumes de recursos prospectivos recuperáveis em cada um dos 58 prospectos exploratórios foram estimados através de curvas de distribuição de probabilidade, gerando estimativas de baixa, melhor, alta e média.

Em seguida, a equipe de engenharia e economia da D&M desenvolveu fluxos de caixa determinísticos para as estimativas de baixa, alta e média dos volumes prospectivos recuperáveis dos 58 (cinquenta e oito) prospectos exploratórios e (6) seis *leads*, que foram conceitualmente agrupados em sete projetos de potencial desenvolvimento da produção e em adição, 11 (onze) acumulações com recursos contingentes. Nesta análise determinística foram elaborados planos conceituais de desenvolvimento da produção para os todos os projetos, incluindo cálculos de desembolsos de capital (Capex) e despesas operacionais (Opex), possibilitando o cálculo do valor presente potencial em cada um dos projetos nas estimativas de baixa, alta e média, utilizando-se uma taxa de desconto de 10% (taxa de desconto padrão utilizada pela D&M para fins de cálculo do valor presente).

O passo seguinte foi transformar essa análise determinística em uma análise probabilística, sendo que para isso calculou-se o múltiplo do valor presente potencial dividido pelo volume de óleo e/ou gás produzido (Valor Presente Potencial/BOE) em cada um dos 7 (sete) projetos, considerando-se as estimativas de baixa, alta e média destes múltiplos.

Com base neste múltiplo foi (i) criada uma curva de distribuição de probabilidade para cada um dos prospectos exploratórios relativos a cada projeto, e (ii) foi possível calcular o volume recuperável mínimo que cada um dos prospectos exploratórios deveria ter em caso de descoberta (TEFS) e, consequentemente, as curvas de probabilidade dos volumes de recursos prospectivos recuperáveis, calculadas inicialmente, foram ajustadas de acordo com o volume mínimo recuperável.

Portanto, com as curvas de distribuição de probabilidade para os volumes potenciais dos recursos recuperáveis e para os múltiplos do valor presente potencial por volume produzido de óleo e/ou gás foi possível calcular o valor presente potencial em cada um dos prospectos exploratórios, utilizando-se a técnica de Simulação de Monte Carlo, gerando um valor presente potencial para as estimativas de baixa, melhor, alta e média.

O resultado desta simulação referente às estimativas de baixa, melhor, alta e média de cada um dos 58 (cinquenta e oito) prospectos exploratórios está descrito na Tabela 10 e 12 do Estudo de Viabilidade da D&M, anexo a este Prospecto.

Assim, considerando (i) toda esta metodologia probabilística e determinística utilizada pela D&M na avaliação dos recursos petrolíferos e incluída no Estudo de Viabilidade para o cálculo do valor presente potencial, e (ii) que a análise feita mostra-se totalmente incompatível com uma análise de sensibilidade de taxa interna de retorno, uma vez que o método combina análises determinísticas, probabilísticas e simulações de Monte Carlo, não foi possível calcular a taxa interna de retorno.

Não obstante o acima exposto, a análise utilizada pela D&M resulta em um valor presente descontado a uma taxa de 10% (amplamente utilizada no setor) que, em última análise, indica um expressivo retorno do investimento realizado.

Adicionalmente, a apresentação do valor presente potencial no Estudo de Viabilidade traz ao investidor uma medida sobre a avaliação da Companhia, realizada por uma companhia de consultoria independente de grande renome e experiência internacional no setor de óleo e gás.

Dessa forma, o Estudo de Viabilidade, ao mesmo tempo em que acompanha a metodologia comumente utilizada no setor, atende às exigências previstas na Instrução CVM 400.

CONCLUSÃO

Os Estudos anexos a este Prospecto foram preparados de forma independente pela D&M com base nas informações financeiras projetadas e preparadas por seus especialistas. O investidor deverá considerar que as projeções constantes deste Prospecto refletem determinadas premissas, análises e estimativas nossas e dos especialistas que prepararam o Estudo de Viabilidade, inclusive no que

se refere à receita, recursos projetados, probabilidades de sucesso, desembolsos de capital, custos de exploração, custos de desenvolvimento e aquisição, capacidade de produção e outras projeções.

Estas informações não são fatos e não se deve confiar nelas como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros, não constituindo uma garantia do nosso desempenho futuro.

O Estudo de Viabilidade, em sua seção "Resumo e Conclusões", traz a estimativa do valor presente potencial líquido para os Recursos Prospectivos Líquidos truncados de óleo e gás natural, ajustados por TEFS, utilizando-se uma taxa de desconto de 10% e os cenários abaixo descritos:

Recursos Prospectivos

	Valor Presente (descontado a uma taxa de 10%) - 10^3US$			
	Estimativa Baixa	**Melhor Estimativa**	**Estimativa Alta**	**Estimativa Média**
	(Valores expressos em milhares de Dólares dos EUA)			
Recursos Prospectivos de óleo ajustados por TEFS, P_e, truncados líquidos	5.883.307	9.638.662	15.794.305	10.381.157
Recursos Prospectivos de gás não associados ajustados por TEFS, P_e, truncados líquidos	(208.649)	(44.177)	176.111	(34.783)

Recursos Contingentes

Valor Presente (descontado a uma taxa de 10%) (10^3US$)	
Área / Reservatório	**3C (10^3 U.S.$)**
CI-1 / Juruá Inferior	3.143
GV-1 / Juruá Inferior	3.464
MRIP / Juruá Inferior	(21.758)
JOB-1 / Juruá Inferior	57.338
GUA-1 / Juruá Inferior	45.216
NSM-1 / Juruá Inferior	205.078
NSM-1 / Uerê	481.413
TAQ-1 / Juruá Inferior	51.648
MV-1 / Juruá Inferior	(2.627)
UE-1 / Juruá Inferior	(940)
IMA-1 / Juruá Inferior	5.960
Total	**827.935**

Dessa forma, considerando a estimativa média do valor presente potencial para os recursos prospectivos e contingentes de óleo, líquidos para nós, no valor de aproximadamente US$ 11,17 bilhões, conforme descrito na tabela acima, nossa Administração acredita, com base no entendimento e conhecimento de especialistas da D&M sobre os setores pertinentes ao nosso projeto, que o Estudo de Viabilidade foi elaborado refletindo, atualmente, as melhores práticas e julgamento disponíveis, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da Administração, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia e, portanto, sua viabilidade.

SUMÁRIO DA OFERTA

Companhia	HRT Participações em Petróleo S.A.
Acionistas Vendedores	Os Acionistas indicados na seção "Principais Acionistas e Acionistas Vendedores" na página 139 deste Prospecto.
Coordenador Líder	Credit Suisse.
Coordenadores ou Coordenadores da Oferta	Credit Suisse, Goldman Sachs e Citi, em conjunto.
Coordenadores Contratados	Banco J.P. Morgan S.A. e Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão.
Corretoras	Instituições intermediárias autorizadas a atuar na BM&FBOVESPA contratadas para efetuar exclusivamente esforços de colocação das Ações da Oferta junto a Investidores da Oferta de Dispersão
Agentes de Colocação Internacional	Credit Suisse Securities (USA) LLC, Goldman, Sachs & Co., Citigroup Global Markets Inc., BMO Capital Markets Corp., Jefferies & Company, Inc., Deutsche Bank Securities Inc., e J.P. Morgan Securities LLC, em conjunto.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores da Oferta, os Coordenadores Contratados e as Corretoras, considerados em conjunto.
Oferta	Oferta que compreenderá a oferta pública de distribuição (a) primária ("Oferta Primária") de 1.620.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações da Oferta Primária") e (b) secundária ("Oferta Secundária") de até 10.236 ações ordinárias de emissão da Companhia e de titularidade dos Acionistas Vendedores, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, apenas para o caso de exercício da opção de Ações Adicionais ("Ações da Oferta Secundária" e, em conjunto com as Ações da Oferta Primária, "Ações") (i) a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com os termos da Instrução CVM 400, sob a coordenação dos Coordenadores da Oferta e a participação das Instituições Participantes da Oferta, exclusivamente, junto a Investidores Qualificados

	Brasileiros e (ii) com esforços de colocação das Ações no exterior, a serem realizados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro previstas no *Securities Act* e alterações posteriores, e desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pela CVM e pelo Banco Central. Nos termos do artigo 172, inciso I da Lei das Sociedades por Ações, a colocação das Ações ocorrerá com a exclusão do direito de preferência dos seus atuais acionistas. **A Oferta não foi e nem será registrada na SEC ou em qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer país, exceto o Brasil.** As ações são negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, permanecendo vedados quaisquer desdobramentos das Ações por um período de 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento. Durante este período, as Ações somente poderão ser negociadas em lotes de 100 ações pelo valor mínimo inicial de R$100.000,00.
Oferta Primária	Oferta pública das Ações da Oferta Primária.
Oferta Secundária	Oferta pública das Ações da Oferta Secundária.
Opção de Ações Suplementares	Opção outorgada pela Companhia ao Agente estabilizador para distribuição de um lote de Ações equivalentes a até 15% das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas, ou de até 243.000 Ações da Oferta Primária, nas mesmas condições e preço das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas, a ser exercida pelo Coordenador Líder, conforme artigo 24 da Instrução CVM 400. O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, para colocação das Ações Suplementares, a ser exercido a partir da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de até 30 dias contados da data de início das negociações das Ações da Oferta Primária na BM&FBOVESPA, ou seja, o primeiro dia útil seguinte à publicação do Anúncio de Início, de exercer a Opção de Ações Suplementares, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após a

	notificação aos Coordenadores da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações da Oferta Primária no momento em que foi fixado o Preço por Ação tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores da Oferta.
Ações Adicionais	Quantidade de Ações equivalente a até 20% do total das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas, que poderá ser acrescida à Oferta, a critério da Companhia e/ou dos Acionistas Vendedores, com a concordância dos Coordenadores da Oferta, nas mesmas condições e preço das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 14 da Instrução CVM 400. Caso a Opção de Ações Adicionais seja exercida parcialmente, as Ações serão emitidas pela Companhia e vendidas pelos Acionistas Vendedores, na proporção de uma Ação emitida pela Companhia para cada Ação vendida pelos Acionistas Vendedores. A proporção acima referida não será mais aplicável no caso de serem vendidas todas as ações dos Acionistas Vendedores que estes pretendam alienar na Oferta, hipótese em que o restante das Ações da Opção de Ações Adicionais serão emitidas exclusivamente pela Companhia.
Instituição Financeira Depositária das Ações	Banco do Brasil S.A.
Preço por Ação	Estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R$1.050,00 e R$1.350,00, ressalvado, no entanto, que o Preço por Ação poderá ser fixado acima ou abaixo da faixa indicativa. **O Preço por Ação será fixado com base no resultado do Procedimento de *Bookbuilding* a ser realizado, no Brasil, junto a Investidores Brasileiros pelos Coordenadores da Oferta, e junto a Investidores Estrangeiros, no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400, e de acordo com os critérios indicados no artigo 170, parágrafo 1º, inciso III da Lei das Sociedades por Ações. A escolha do critério de determinação do Preço por Ação por meio da realização do Procedimento de *Bookbuilding* justifica-se pelo fato de que tal**

critério refletirá o valor pelo qual os investidores apresentarão suas intenções de subscrição das Ações no âmbito da Oferta, e, portanto, não haverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III da Lei das Sociedades por Ações.

Será aceita a participação de Investidores da Oferta Institucional considerados Pessoas Vinculadas no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação destas no Procedimento de *Bookbuilding*, até o limite máximo de 15% do valor da Oferta. Caso seja verificado excesso de demanda superior em um 1/3 à quantidade de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), não será permitida a colocação de Ações para Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento realizadas por tais investidores canceladas. Os investimentos realizados para a proteção (*hedge*) de operações com derivativos não serão considerados investimentos efetuados por Pessoas Vinculadas para fins da presente Oferta. **A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding poderá impactar adversamente na formação do Preço por Ação, e o investimento nas Ações por Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das Ações no mercado secundário e acarretar o risco de má formação de preço das Ações.**

Os Investidores da Oferta de Dispersão não participarão do Procedimento de Bookbuilding e, portanto, não participarão da fixação do Preço por Ação.

A Companhia poderá desistir de concluir a Oferta caso o preço eventualmente verificado após a conclusão do Procedimento de Bookbuilding seja inferior ao piso da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto.

As ações são negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, permanecendo vedados quaisquer desdobramentos das Ações por um

	período de 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento. Durante este período, as Ações somente poderão ser negociadas em lotes de 100 ações pelo valor mínimo inicial de R$100.000,00.
Ações da Oferta	Todas as ações ofertadas são ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de nossa emissão.
Valor Total da Oferta	R$1.944.000,00, com base no ponto médio da faixa de preço indicativa referida na capa deste Prospecto, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.
Regime de Colocação / Garantia Firme de Liquidação	Nos termos do Contrato de Distribuição, as Ações objeto da Oferta serão colocadas em regime de garantia firme de liquidação prestada pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, incluindo as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, se for o caso. Caso a totalidade das Ações objeto da Oferta não seja totalmente liquidada até a Data de Liquidação (ou, no caso das Ações Suplementares, a Data de Liquidação das Ações Suplementares), cada um dos Coordenadores da Oferta realizará a aquisição, de forma individual e não solidária, em tal data, da totalidade do eventual saldo resultante da diferença entre o número de Ações objeto da garantia firme prestada por tal Coordenador da Oferta nos termos do Contrato de Distribuição e o número de Ações colocadas e efetivamente liquidadas no mercado, pelo Preço por Ação. Tal garantia individual e não solidária é vinculante a partir do momento em que for assinado o Contrato de Distribuição, sendo que a responsabilidade dos Coordenadores da Oferta está limitada exclusivamente à respectiva garantia firme de liquidação prestada por cada Coordenador da Oferta no Contrato de Distribuição. Em caso de exercício da garantia firme de liquidação e posterior revenda das Ações ao público pelos Coordenadores da Oferta, durante o Prazo de Distribuição, o preço de revenda das Ações será o preço de mercado das Ações, tendo por limite máximo o Preço por Ação, sem prejuízo das atividades de estabilização.

Público Alvo da Oferta	As Instituições Participantes da Oferta realizarão a distribuição das Ações objeto da Oferta por meio da Oferta de Dispersão e da Oferta Institucional. Oferta de Dispersão. Distribuição prioritária de, no mínimo, 10% e, no máximo, 20% do total das Ações da Oferta, não computadas as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, a Investidores Brasileiros que tenham preenchido o Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R$1.000.000,00. Oferta Institucional. As Ações não destinadas à Oferta de Dispersão, bem como as Ações da Oferta Secundária, no caso do exercício da Opção de Ações Adicionais e as Ações da Oferta Primária destinadas à Oferta de Dispersão que não tiverem sido alocadas serão destinadas aos Investidores da Oferta Institucional.
Investidores da Oferta de Dispersão	Investidores Brasileiros que decidirem participar da Oferta de Dispersão por meio do preenchimento de Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R$1.000.000,00.
Investidores da Oferta Institucional	Investidores que não sejam Investidores da Oferta de Dispersão.
Investidores Brasileiros	Investidores residentes no Brasil que sejam (a) instituições financeiras, (b) companhias seguradoras e sociedades de capitalização, (c) entidades abertas e fechadas de previdência complementar, (d) pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R$300.000,00 (trezentos mil reais), (e) fundos de investimento, (f) administradores de carteira e consultores mobiliários autorizados pela CVM, em relação aos seus recursos próprios e (g) regimes próprios de previdência social instituídos pela União, pelos estados, pelo distrito federal ou por municípios.

Investidores Estrangeiros	Investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*) residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act,* e investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, que não sejam *US Persons*, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act* e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em todos os casos, que invistam no Brasil segundo os mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pela CVM e pelo Banco Central.
Pessoas Vinculadas	Investidores que sejam, nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, controladores ou administradores das instituições intermediárias e da emissora ou outras pessoas vinculadas à emissão e distribuição, bem como seus cônjuges ou companheiros, seus ascendentes, descendentes e colaterais até o 2º grau.
Pedido de Reserva	Formulário específico a ser preenchido pelos Investidores da Oferta de Dispersão destinado à subscrição de Ações da Oferta Primária no âmbito da Oferta de Dispersão.
Período de Reserva	Será concedido aos Investidores da Oferta de Dispersão o prazo a ser iniciado em 13 de outubro de 2010 e a ser encerrado em 27 de outubro de 2010, inclusive, para a realização dos Pedidos de Reserva, o qual poderá ser estendido a critério da Companhia e dos Coordenadores, para a realização dos respectivos Pedidos de Reserva.
Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	Prazo para Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas realizarem seu Pedido de Reserva, de 13 de outubro de 2010 a 18 de outubro de 2010, inclusive, data esta que antecede em pelo menos sete dias úteis a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

Participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no *Bookbuilding*	Será aceita a participação de Investidores da Oferta Institucional considerados Pessoas Vinculadas no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação destas no Procedimento de *Bookbuilding*, definido abaixo, até o limite máximo de 15% do valor da Oferta Primária. Caso seja verificado excesso de demanda superior em um 1/3 à quantidade de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), não será permitida a colocação de Ações da Oferta Primária para Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento realizadas por tais investidores canceladas. Os investimentos realizados para a proteção (*hedge*) de operações com derivativos não serão considerados investimentos efetuados por Pessoas Vinculadas para fins da presente Oferta. **A participação de Investidores Institucionais da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding poderá impactar adversamente na formação do Preço por Ação, e o investimento nas Ações por Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das Ações no mercado secundário e acarretar o risco de má formação de preço das Ações.**
Período de Colocação	Prazo de até três dias úteis, contado da data de publicação do Anúncio de Início.
Prazo de Distribuição	Prazo para distribuição das Ações, incluindo as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, que terá início na data de publicação do Anúncio de Início e será encerrado na data da publicação do Anúncio de Encerramento, limitado ao prazo máximo de seis meses contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início, conforme previsto no artigo 18 da Instrução CVM 400.
Data de Liquidação	Data de liquidação física e financeira da Oferta no Brasil que ocorrerá no terceiro dia útil seguinte à data de publicação do Anúncio de Início.

Data de Liquidação das Ações Suplementares	Terceiro dia útil contado da data do eventual exercício da Opção de Ações Suplementares.
Listagem e Contrato de Participação no Novo Mercado	Após a efetivação da presente Oferta, o mercado de negociação das Ações será a BM&FBOVESPA. Em 06 de setembro de 2010, a Companhia celebrou o Contrato de Participação no Novo Mercado com a BM&FBOVESPA, cuja eficácia somente terá início na data da publicação do Anúncio de Início, momento a partir do qual as Ações passarão a estar admitidas à negociação no segmento Novo Mercado. No primeiro dia útil seguinte à entrada em vigor do Contrato de Participação no Novo Mercado, as Ações passarão a ser negociadas sob o código "HRTP3". Não foi e nem será realizado qualquer registro da Oferta ou das Ações na SEC ou a qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil.
Atividades de Estabilização	O Coordenador Líder, por intermédio da Credit Suisse Corretora, poderá, a seu exclusivo critério, realizar atividades de estabilização de preço das Ações, no prazo de até 30 dias a contar da data do Início de Negociação, inclusive, por meio de operações de compra e venda de Ações, observadas as disposições legais aplicáveis e o disposto no Contrato de Estabilização, o qual foi submetido à análise prévia e aprovação da BM&FBOVESPA e da CVM, nos termos do artigo 23, parágrafo 3º da Instrução CVM 400.
Direito de Venda Conjunta (*tag along rights*)	Conforme estabelecido no Estatuto Social da Companhia, na hipótese de alienação de controle acionário, o adquirente deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações aos demais acionistas, observando-se os prazos e as condições previstas na legislação vigente para a compra de todas as ações em circulação no mercado pelo mesmo preço por ação pago ao acionista alienante do controle, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário. Para maiores informações, veja o item 12 do Formulário de Referência anexo a este Prospecto.
Restrições à Negociação de Ações (Lock up)	Nos termos dos contratos assinados com os Agentes de Colocação Internacional, a Companhia, um de nossos administradores (o Sr. Michael Stephen Vitton) e os acionistas listados abaixo assumiram, sujeitos a determinadas exceções, a obrigação de, pelo prazo de 180

	dias contados da data da publicação do Anúncio de Início, inclusive, salvo nas hipóteses de prévio consentimento por escrito dos Agentes de Colocação Internacional e transferências de valores mobiliários a uma corretora, com o consentimento dos Coordenadores, no contexto da realização de atividades de formador de mercado, de acordo com a legislação aplicável, inclusive com a Instrução CVM nº 384, de 17 de março de 2003, e com o Código ANBID de Regulação e Melhores Práticas para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, exceto caso as atividades de formador de mercado sejam realizadas por corretoras pertencentes ao grupo econômico dos Coordenadores, de não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar ou outorgar opção de compra de ações de emissão da Companhia, ou outros valores mobiliários conversíveis em ou permutáveis por ações de emissão da Companhia, bem como abster-se de celebrar operação de swap, hedge, venda a descoberto ou de outra natureza que venha a transferir, no todo ou em parte, os benefícios econômicos advindos da titularidade dos valores mobiliários. A presente restrição à negociação de ações abrange a divulgação pública de qualquer intenção de realizar as operações acima descritas. Quaisquer valores mobiliários recebidos por conta do exercício de opções outorgadas estarão igualmente sujeitos à restrição a transferência de ações. Os valores mobiliários que venham a ser adquiridos pelas pessoas sujeitas às restrições de transferência de ações no mercado aberto não estarão sujeitos às referidas restrições. Os seguintes acionistas celebraram o *lock up* na forma acima mencionada: MSD Energy Investment Private I, LLC; Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.; Libra Fund, LP; Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC; Passport HRT LLC; Senator HRT LLC; Succinite Investment, LLC; Highfields Capital IV LP; Senator Global Opportunity Fund LP; CCA Event Driven Master Fund LLC; Highfields Capital II LP; US Global Investors Funds; Mathew Goldsmith; Ironbound Partners Brazil LLC; Highfields Capital I LP; Hilcrest Investors Limited; Rovida Strategic Investments, LLC; DCF Partners, LP; North Pole Capital Master Fund; Brazil Investment, LLC; Brant Investments Limited ITF: RBC Asset Management Inc. as manager and trustee for RBC Global Resources Fund; Anaconda Capital, LLC; Ignatius Charles Rinaldi; Enso Global Equities Master Partnership, LP; O-Cap Brazil Trading, LLC; Ironbound Partners LLC; Osiris Investment Partners, L.P.; Steamboat Ventures, LLC; Kenneth Anthony Clements; CSL Energy Fund, L.P.; Eric Lee Brandenburg; Kathleen Anna Clements; Black Sheep Partners, LLC; ALB Private Investments, LLC; Anthony Benno Low-Beer; Peter Leland Getz; Rosario Sal Ilacqua; William Henry Martin; Caesar

	Michael Pollexfen Bryan; Jonathan Nils Hollander; Black Sheep Partners II, LLC; Brian C. Black Trust Dated September 25, 2007; Vincent Paul Marie Hugonnard-Roche; Amy Grail Bermingham; William Schwartz Schreier; Blake Andrew Myers; Albert Curtis Sebastian; Arthur Norman Field; Canaccord Capital Corp ITF Matthew Gaasenbeek; Craig Robert Kaisand; Darin Todd Milmeister; David Nathan Diamond; George Lee Hanseth; Meridian Global Energy and Resources Fund Ltd; Vivien Haughton; Canaccord Capital Corp ITF Graham Edward Saunders; Canaccord Capital Corp ITF Simon George Akit; Charles William Vitton; Petra Maria Robson; Phylis Marie Esposito; Fred George; e Front Street Investment Management Inc. Os acionistas Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC; Passport HRT LLC; e Succinite Investment, LLC, nos termos dos seus respectivos contratos de *lock up*, poderão alienar, sem necessidade de prévio consentimento dos Coordenadores e dos Agentes de Colocação Internacional, até 17,36% de sua participação no capital social da Companhia na data deste Prospecto. Adicionalmente, alguns de nossos administradores (quais sejam, os Srs. Marcio Rocha Mello, Eduardo de Freitas Teixeira, Antonio Carlos Sobreira de Agostini e John Milne de Albuquerque Forman), detentores, em conjunto, de aproximadamente 5,68% do nosso capital social na data deste Prospecto, consentiram em submeter as ações de sua titularidade ao mesmo *lock up* descrito acima, pelo prazo de 270 dias contados da data da publicação do Anúncio de Início, inclusive. Estão sujeitas aos *lock ups* acima descritos, ações representativas de 91,82% do nosso capital social na data deste Prospecto. Além do *lock up* contratado com os Agentes de Colocação Internacional, os Administradores da Companhia, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subsequentes à data da publicação do Anúncio de Início, não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das nossas ações e Derivativos (conforme definido no Regulamento do Novo Mercado) de que sejam titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, os Administradores da Companhia não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Destinação dos Recursos	Os recursos recebidos por ocasião da Oferta serão destinados a desembolsos de capital relacionados ao nosso programa exploratório e ao nosso programa de desenvolvimento e infraestrutura. Para maiores informações, veja seção "Destinação dos Recursos", na página 133 deste Prospecto.
Capital Social da Companhia	O capital social da Companhia atualmente encontra-se dividido em 2.557.060 ações ordinárias. As Ações conferem aos titulares todos os direitos assegurados aos titulares de nossas ações, inclusive a atribuição de dividendos integrais e todos os outros benefícios por nós declarados a partir da Data de Liquidação. Para maiores informações sobre o capital social da Companhia, após a realização da Oferta, vide item 17 do Formulário de Referência anexo a este Prospecto.
Dividendos	As Ações conferem aos seus titulares o direito ao recebimento de dividendo obrigatório de pelo menos 0,001% do nosso lucro líquido apurado no respectivo exercício social e ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Para maiores informações, vide itens 3, 12 e 17 do Formulário de Referência anexo a este Prospecto.
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações	As Ações garantem aos seus titulares os direitos, vantagens e restrições estabelecidos pela Lei das Sociedades por Ações, pelo nosso Estatuto Social e pelo Regulamento do Novo Mercado. Para maiores informações, vide itens 3, 12 e 17 do Formulário de Referência anexo a este Prospecto.
Fatores de Risco	O investimento nas Ações representa um investimento de risco, posto que é um investimento em renda variável e, assim, os investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos à volatilidade do mercado de capitais. Para informações acerca dos fatores de risco que devem ser considerados cuidadosamente antes da decisão de investimento nas Ações, vide seção "Fatores de Risco", na página 128 deste Prospecto, bem como os itens 4 e 5 do Formulário de Referência anexo ao presente Prospecto.

Inadequação da Oferta	Todos os investidores que não se enquadrem na categoria de Investidores Brasileiros e Investidores Estrangeiros devem atentar para a inadequação da presente Oferta, uma vez que ela destina-se exclusivamente a investidores que tenham a especialização e conhecimento suficientes para tomar uma decisão de investimento fundamentada. Apesar do referido alto grau de qualificação dos investidores que fazem parte do público alvo dessa Oferta, recomenda-se que, no contexto da Oferta, os Investidores Brasileiros e os Investidores da Oferta Institucional entrem em contato com seus advogados, contadores, consultores financeiros, bem como quaisquer outros profissionais que julguem adequados para avaliar os riscos inerentes aos negócios da Companhia, quando de suas respectivas decisões de investimento na Oferta. Ver seção "Fatores de Risco", na página 128 deste Prospecto, que contém a descrição de certos riscos que atualmente acreditamos serem capazes de nos afetar de maneira adversa.
Aprovações Societárias	A Oferta foi aprovada em nossa Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de agosto de 2010.
Mercado de Negociação	Após a efetivação da presente Oferta, as Ações serão negociadas no Novo Mercado, segmento diferenciado de Governança Corporativa mantido pela BM&FBOVESPA. No primeiro dia útil seguinte à publicação do Anúncio de Início, as Ações da Companhia passarão a ser negociadas sob o código "HRTP3". Não foi e não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC ou em qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil.
"Free Float" após a Oferta	Considerando a distribuição da totalidade das Ações objeto da Oferta, sem considerar as Ações Suplementares, o "free float" após a Oferta será no mínimo 25% do capital total. Para maiores informações, vide seção "Informações sobre a Oferta", na página 90 deste Prospecto.
Informações Adicionais	Para descrição completa das condições aplicáveis à Oferta, veja a seção "Informações sobre a Oferta", na página 90 deste Prospecto. O registro da Oferta foi solicitado pela Companhia e pelo Coordenador Líder em 30 de julho de 2010. Mais informações sobre a Oferta poderão ser obtidas junto às Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados na seção "Informações sobre a Oferta", na página 90 deste Prospecto.

INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA

COMPOSIÇÃO ATUAL DO NOSSO CAPITAL SOCIAL

Na data deste Prospecto, o nosso capital social é de R$4.733.336,21, totalmente subscrito e integralizado, representado por 2.557.060 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Na data deste Prospecto, a composição do nosso capital social é a seguinte:

	Capital Social da Companhia Subscrito e Integralizado
Espécie e Classe	**Quantidade**
Ordinárias	2.557.060
Total	2.557.060

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, sem considerar o exercício da Opção de Lote Suplementar nem a colocação das Ações Adicionais:

	Capital Social da Companhia Subscrito e Integralizado
Espécie e Classe	**Quantidade**
Ordinárias	4.177.060
Total	4.177.060

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, considerando o exercício da Opção de Lote Suplementar, mas sem considerar a colocação das Ações Adicionais:

	Capital Social da Companhia Subscrito e Integralizado
Espécie e Classe	**Quantidade**
Ordinárias	4.420.060
Total	4.420.060

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, sem considerar o exercício da Opção de Lote Suplementar, mas considerando a colocação das Ações Adicionais:

	Capital Social da Companhia Subscrito e Integralizado
Espécie e Classe	**Quantidade**
Ordinárias	4.490.824
Total	4.490.824

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, considerando o exercício da Opção de Lote Suplementar e a colocação das Ações Adicionais:

	Capital Social da Companhia Subscrito e Integralizado
Espécie e Classe	**Quantidade**
Ordinárias	4.733.824
Total	4.733.824

A tabela abaixo indica a quantidade de ações ordinárias de titularidade dos Acionistas Vendedores: (i) na data deste Prospecto e (ii) após a conclusão da Oferta, sem considerar a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opção de Lote Suplementar.

	Na Data deste Prospecto		Após a Oferta	
Acionistas Vendedores[1]	**Ações**	**Capital Total (%)[2]**	**Ações**	**Capital Total (%)[2]**
Rovida Strategic Investments, LLC	35.420	1,39%	35.420	0,85%
North Pole Capital Master Fund	21.250	0,83%	21.250	0,51%
Anaconda Capital LLC	8.720	0,34%	8.720	0,21%
O-Cap Brazil Trading, LLC	7.090	0,28%	7.090	0,17%
Steamboat Ventures, LLC	3.000	0,12%	3.000	0,07%
Black Sheep Partners, LLC	2.330	0,09%	2.330	0,06%
Black Sheep Partners II, LLC	1.170	0,05%	1.170	0,03%
Brian C. Black Trust dated September 25, 2007	1.100	0,04%	1.100	0,03%
George Lee Hanseth	710	0,03%	710	0,02%
Total	80.790	3,16%	80.790	1,93%

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "Principais Acionistas e Acionistas Vendedores" na página 139 deste Prospecto.
(2) Valores referentes ao total do capital social da Companhia.

A tabela abaixo indica a quantidade de ações ordinárias de titularidade dos Acionistas Vendedores: (i) na data deste Prospecto e (ii) após a conclusão da Oferta, considerando o exercício da Opção de Lote Suplementar e sem considerar a colocação das Ações Adicionais:

	Na Data deste Prospecto		Após a Oferta	
Acionistas Vendedores[1]	**Ações**	**Capital Total (%)[2]**	**Ações**	**Capital Total (%)[2]**
Rovida Strategic Investments, LLC	35.420	1,39%	35.420	0,80%
North Pole Capital Master Fund	21.250	0,83%	21.250	0,48%
Anaconda Capital LLC	8.720	0,34%	8.720	0,20%
O-Cap Brazil Trading, LLC	7.090	0,28%	7.090	0,16%
Steamboat Ventures, LLC	3.000	0,12%	3.000	0,07%
Black Sheep Partners, LLC	2.330	0,09%	2.330	0,05%
Black Sheep Partners II, LLC	1.170	0,05%	1.170	0,03%
Brian C. Black Trust dated September 25, 2007	1.100	0,04%	1.100	0,02%
George Lee Hanseth	710	0,03%	710	0,02%
Total	80.790	3,16%	80.790	1,83%

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "Principais Acionistas e Acionistas Vendedores" na página 139 deste Prospecto.
(2) Valores referentes ao total do capital social da Companhia.

A tabela abaixo indica a quantidade de ações ordinárias de titularidade dos Acionistas Vendedores: (i) na data deste Prospecto e (ii) após a conclusão da Oferta, considerando o exercício da Opção de Lote Suplementar e a colocação das Ações Adicionais:

	Na Data deste Prospecto		Após a Oferta	
Acionistas Vendedores[1]	**Ações**	**Capital Total (%)[2]**	**Ações**	**Capital Total (%)[2]**
Rovida Strategic Investments, LLC	35.420	1,39%	30.932	0,65%
North Pole Capital Master Fund	21.250	0,83%	18.557	0,39%
Anaconda Capital LLC	8.720	0,34%	7.615	0,16%
O-Cap Brazil Trading, LLC	7.090	0,28%	6.192	0,13%
Steamboat Ventures, LLC	3.000	0,12%	2.620	0,06%
Black Sheep Partners, LLC	2.330	0,09%	2.035	0,04%
Black Sheep Partners II, LLC	1.170	0,05%	1.022	0,02%
Brian C. Black Trust dated September 25, 2007	1.100	0,04%	961	0,02%
George Lee Hanseth	710	0,03%	620	0,01%
Total	80.790	3,16%	70.554	1,49%

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "Principais Acionistas e Acionistas Vendedores" na página 139 deste Prospecto.
(2) Valores referentes ao total do capital social da Companhia.

A tabela abaixo indica a quantidade de ações ordinárias de titulares de mais de 5% das ações de nossa emissão (i) na data deste Prospecto; (ii) após a conclusão da Oferta, sem considerar a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opção de Lote Suplementar.

	Na data deste Prospecto[1]		Após a Oferta[2]	
Acionistas	**Ações**	**%**	**Ações**	**%**
MSD Energy Investments Private I, LLC	318.700	12,46%	318.700	7,63%
Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.	317.020	12,40%	317.020	7,59%
Libra Fund LP	141.660	5,54%	141.660	3,39%
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC	141.640	5,54%	141.640	3,39%
Passport HRT LLC	141.630	5,54%	141.630	3,39%
Highfields Capital IV LP[3]	111.140	4,35%	111.140	2,66%
Highfields Capital II LP[3]	72.190	2,82%	72.190	1,73%
Highfields Capital I LP[3]	43.220	1,69%	43.220	1,03%
Hilcrest Investors Limited[3]	42.580	1,67%	42.580	1,02%
Administradores	252.640	9,87%	252.640	6,05%
Outros	974.640	38,12%	2.594.640	62,12%
Total	**2.557.060**	**100,00%**	**4.177.060**	**100,00%**

(1) Ajustado para considerar o desdobramento das ações da Companhia.
(2) Na data deste Prospecto, não há ações em circulação de nossa emissão. Após a conclusão da Oferta, sem considerar a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opção de Lote Suplementar, haverá 3.924.420 ações em circulação de nossa emissão.
(3) Indiretamente geridos pelo Sr. Jonathon S. Jacobson.

A tabela abaixo indica a quantidade de ações ordinárias de titulares de mais de 5% das ações de nossa emissão: (i) na data deste Prospecto e (ii) após a conclusão da Oferta, considerando o exercício da Opção de Lote Suplementar e sem considerar a colocação das Ações Adicionais:

	Na data deste Prospecto[1]		**Após a Oferta**[2]	
Acionistas	**Ações**	**%**	**Ações**	**%**
MSD Energy Investments Private I, LLC	318.700	12,46%	318.700	7,21%
Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.	317.020	12,40%	317.020	7,17%
Libra Fund LP	141.660	5,54%	141.660	3,20%
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC	141.640	5,54%	141.640	3,20%
Passport HRT LLC	141.630	5,54%	141.630	3,20%
Highfields Capital IV LP[3]	111.140	4,35%	111.140	2,51%
Highfields Capital II LP[3]	72.190	2,82%	72.190	1,63%
Highfields Capital I LP[3]	43.220	1,69%	43.220	0,98%
Hilcrest Investors Limited[3]	42.580	1,67%	42.580	0,96%
Administradores	252.640	9,87%	252.640	5,72%
Outros	974.640	38,12%	2.837.640	64,22%
Total	**2.557.060**	**100,00%**	**4.420.060**	**100,00%**

(1) Ajustado para considerar o desdobramento das ações da Companhia.
(2) Na data deste Prospecto, não há ações em circulação de nossa emissão. Após a conclusão da Oferta, considerando o exercício da Opção de Lote Suplementar, mas sem considerar a colocação das Ações Adicionais, haverá 4.167.420 ações em circulação de nossa emissão.
(3) Indiretamente geridos pelo Sr. Jonathon S. Jacobson.

A tabela abaixo indica a quantidade de ações ordinárias de titulares de mais de 5% das ações de nossa emissão: (i) na data deste Prospecto e (ii) após a conclusão da Oferta, considerando o exercício da Opção de Lote Suplementar e a colocação das Ações Adicionais:

	Na data deste Prospecto[1]		**Após a Oferta**[2]	
Acionistas	**Ações**	**%**	**Ações**	**%**
MSD Energy Investments Private I, LLC	318.700	12,46%	318.700	6,73%
Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.	317.020	12,40%	317.020	6,70%
Libra Fund LP	141.660	5,54%	141.660	2,99%
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC	141.640	5,54%	141.640	2,99%
Passport HRT LLC	141.630	5,54%	141.630	2,99%
Highfields Capital IV LP[3]	111.140	4,35%	111.140	2,35%
Highfields Capital II LP[3]	72.190	2,82%	72.190	1,52%
Highfields Capital I LP[3]	43.220	1,69%	43.220	0,91%
Hilcrest Investors Limited[3]	42.580	1,67%	42.580	0,90%
Administradores	252.640	9,87%	252.640	5,34%
Outros	974.640	38,12%	3.151.404	66,57%
Total	**2.557.060**	**100,00%**	**4.733.824**	**100,00%**

(1) Ajustado para considerar o desdobramento das ações da Companhia.
(2) Na data deste Prospecto, não há ações em circulação de nossa emissão. Após a conclusão da Oferta, considerando a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opção de Lote Suplementar, haverá 4.463.238 ações em circulação de nossa emissão.
(3) Indiretamente geridos pelo Sr. Jonathon S. Jacobson.

Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "Principais Acionistas e Acionistas Vendedores" na página 139 deste Prospecto.

ALOCAÇÃO DOS RECURSOS DA OFERTA

A totalidade dos recursos da Oferta Primária será destinado à conta de capital social, não havendo qualquer destinação do preço da emissão à reserva de capital.

A Companhia não receberá qualquer recurso decorrente da Oferta Secundária por se tratar de uma oferta envolvendo exclusivamente ações ordinárias de titularidade dos Acionistas Vendedores. Dessa forma, os recursos provenientes da Oferta Secundária serão integralmente destinados aos Acionistas Vendedores proporcionalmente à quantidade de Ações ofertada por cada Acionista Vendedor no Âmbito da Oferta Secundária.

Destinação		**Percentual Estimado (%)**	**Valor Estimado [(1)]**
			em R$ milhões
Desembolsos de capital relacionados ao nosso programa exploratório	Bacia do Solimões, no Brasil (*onshore*)	29,0	R$537,2
	Sub-bacia de Walvis e Sub-bacia de Orange, na Namibia (*offshore*)	12,0	R$222,3
	Bacias maduras, no Brasil (Recôncavo, Espírito Santo e Rio do Peixe - *onshore*)	1,0	R$18,5
	Bacia do Solimões, no Brasil (*onshore*)	46,0	R$852,2
Desembolsos relacionados ao nosso programa de desenvolvimento e infraestrutura	Sub-bacia de Walvis e Sub-bacia de Orange, na Namíbia (*offshore*)	3,0	R$55,6
	Bacias maduras, no Brasil (Recôncavo, Espírito Santo e Rio do Peixe - *onshore*)	1,0	R$18,5
	Outros projetos	8,0	R$148,2
	Total	**100,0%**	**R$1.852,6**

(1) Com base no preço por ação de R$1.200,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa do prospecto preliminar da oferta pública inicial de distribuição de ações conduzida pela Companhia.

DESCRIÇÃO DA OFERTA

A Oferta será composta por duas ofertas distintas, quais sejam (i) a Oferta de Dispersão e (ii) a Oferta Institucional, conforme definidas no item "Procedimento da Oferta" abaixo, que compreendem a distribuição pública (a) primária ("Oferta Primária") de 1.620.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações da Oferta Primária") e (b) secundária ("Oferta Secundária") de até 10.236 ações ordinárias de emissão da Companhia e de titularidade dos Acionistas Vendedores, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, apenas para o caso de exercício da opção de Ações Adicionais ("Ações da Oferta Secundária" e, em conjunto com as Ações da Oferta Primária, "Ações"), a ser realizada (i) no Brasil, em mercado de balcão não organizado, em conformidade com a Instrução CVM 400, que será coordenada pelo Credit Suisse, na qualidade de Coordenador

Líder da Oferta ("Credit Suisse" ou "Coordenador Líder"), pelo Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e pelo Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A., ("Citi" e, em conjunto com o Goldman Sachs e com o Coordenador Líder, os "Coordenadores" ou "Coordenadores da Oferta") em regime de garantia firme de liquidação, com a participação do Banco J.P. Morgan S.A. ("J.P. Morgan") e do Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão ("Deutsche Bank"), instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários contratadas pelos Coordenadores e de determinadas corretoras consorciadas, conforme indicadas ("Coordenadores Contratados" e "Corretoras", respectivamente, e em conjunto com os Coordenadores da Oferta, "Instituições Participantes da Oferta"), exclusivamente a investidores residentes no Brasil que sejam (a) instituições financeiras, (b) companhias seguradoras e sociedades de capitalização, (c) entidades abertas e fechadas de previdência complementar, (d) pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R$300.000,00 (trezentos mil reais), (e) fundos de investimentos, (f) administradores de carteira e consultores mobiliários autorizados pela CVM, em relação aos seus recursos próprios e (g) regimes próprios de previdência social instituídos pela União, pelos estados, pelo distrito federal ou por municípios, sempre observado o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 (trezentos mil reais) (em conjuto "Investidores Brasileiros") e (ii) com esforços de colocação das Ações no exterior, a serem realizados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*) residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do Securities Act, e investidores nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, que não sejam US Persons, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do Securities Act e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em todos os casos, que invistam no Brasil segundo os mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pela CVM e pelo Banco Central (em conjunto "Investidores Estrangeiros"). Nos termos do artigo 172, inciso I da Lei das Sociedades por Ações, a colocação das Ações ocorrerá com a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas.

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertada poderá ser acrescida de até 243.000 novas Ações da Companhia ("Ações Suplementares"), equivalentes a até 15% das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas, excluindo-se as Ações Adicionais (conforme definido abaixo), conforme opção para subscrição das Ações Suplementares outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder, nas mesmas condições e preços das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400 ("Opção de Ações Suplementares"). O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de 30 dias contados a partir do primeiro dia útil (inclusive) subsequente à publicação do Anúncio de Início da Oferta, de exercer a Opção de Ações Suplementares, após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das Ações da Oferta Primária no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo entre os Coordenadores da Oferta.

Sem prejuízo das Ações Suplementares, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data de publicação do Anúncio de Início da Oferta, inclusive, a quantidade de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas (excetuadas as Ações Suplementares) poderá, a critério da Companhia e dos Acionistas Vendedores, com a concordância dos Coordenadores da Oferta, ser aumentada em até 20%, ou seja, até 324.000 ações ordinárias de Emissão da Companhia, e/ou ações ordinárias de emissão da Companhia e de titularidade dos Acionistas Vendedores, nas mesmas condições e preço das Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais").

As Ações objeto da Oferta serão colocadas pelas Instituições Participantes da Oferta, em regime de garantia firme de liquidação a ser prestada pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e

não solidária, observado o limite da garantia firme por eles prestada e a obrigatória proporcionalidade entre a garantia firme a ser efetivamente prestada pelos Coordenadores da Oferta e os limites individuais de cada um, nos termos do Contrato de Distribuição. As Ações que forem objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional junto aos Investidores Estrangeiros serão integralmente colocadas no Brasil pelas Instituições Participantes da Oferta, e obrigatoriamente subscritas e integralizadas no Brasil, em moeda corrente nacional.

A Oferta será registrada na CVM no Brasil, em conformidade com os procedimentos previstos na Instrução CVM 400. Não foi e nem será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto o Brasil. As Ações não poderão ser ofertadas ou vendidas nos Estados Unidos da América ou a pessoas consideradas U.S. persons, conforme definido no Regulamento S, exceto de acordo com isenções de registro na SEC nos termos do Securities Act.

PREÇO POR AÇÃO

No contexto da Oferta, estima-se que o Preço por Ação situar-se-á entre R$1.050,00 e R$1.350,00, podendo, no entanto, ser eventualmente fixado acima ou abaixo desta faixa indicativa. O Preço por Ação será fixado após a conclusão do Procedimento de Bookbuilding. A Companhia poderá desistir de concluir a Oferta caso o preço eventualmente verificado após a conclusão do Procedimento de Bookbuilding seja inferior ao piso da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto. Os Investidores da Oferta de Dispersão não participam do Procedimento de Bookbuilding e, portanto, não participam da fixação do Preço por Ação.

Ademais, será aceita a participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no processo de fixação do Preço por Ação mediante a participação destes no Procedimento de Bookbuilding, até o limite máximo de 15% do valor da Oferta. São consideradas Pessoas Vinculadas os investidores que, nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, sejam administradores ou controladores das Instituições Participantes da Oferta e da Companhia ou outras pessoas vinculadas à Oferta, bem como seus cônjuges ou companheiros, ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau. Caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas (excetuadas as Ações Suplementares e as Ações Adicionais), não será permitida a colocação pelos Coordenadores da Oferta, pelos Coordenadores Contratados e pelas Corretoras de Ações da Oferta Primária aos Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento realizadas por tais investidores canceladas. Os investimentos realizados para proteção (*hedge*) de operações com derivativos não serão considerados investimentos efetuados por Pessoas Vinculadas para fins da presente Oferta. **A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding poderá impactar adversamente na formação do Preço por Ação, e o investimento nas Ações por Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das Ações no mercado secundário.**

As ações são negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, permanecendo vedados quaisquer desdobramentos das Ações por um período de 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento. Durante este período, as Ações somente poderão ser negociadas em lotes de 100 ações pelo valor mínimo inicial de R$100.000,00.

MONTANTE DA OFERTA

O montante da Oferta, com base no ponto médio da faixa de Preço por Ação indicada na capa deste Prospecto, é de R$1.944.000.000,00, sem considerar a Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

QUANTIDADE, VALOR E RECURSOS LÍQUIDOS

O quadro seguinte indica a quantidade de Ações, o Preço por Ação, o valor total dos recursos oriundos da Oferta, das comissões e dos recursos líquidos recebidos por nós na Oferta Primária e considerando os recursos da parcela secundária da distribuição das Ações Adicionais, em cada uma das hipóteses abaixo descritas, estimados com base no ponto médio da faixa de Preço por Ação indicada na capa deste Prospecto:

	Quantidade	Preço por Ação (R$/ Ação)	Comissões [1] (R$)	Recursos líquidos [1] (R$)
Sem exercício da Opção de Ações Suplementares ou distribuição das Ações Adicionais	1.620.000	1.200,00	91.444.382,96	1.852.555.617,04
Com exercício da Opção de Ações Suplementares e sem distribuição das Ações Adicionais	1.863.000	1.200,00	105.161.040,40	2.130.438.959,60
Com exercício da Opção de Ações Suplementares e com distribuição das Ações Adicionais	2.187.000	1.200,00	123.449.916,99	2.500.950.083,01

(1) Sem dedução de despesas da Oferta. Os valores apresentados são estimados, estando sujeitos a variações.

CUSTOS DE DISTRIBUIÇÃO

Os custos de distribuição da Oferta, que incluem custos relacionados à elaboração do nosso Plano de Negócios, serão arcados integralmente por nós. Segue, abaixo, descrição dos custos da Oferta estimados com base no ponto médio da faixa de Preço por Ação indicada na capa deste Prospecto:

Comissões e Despesas	Valor (R$)	Valor por Ação (R$)	% em Relação ao Valor Total da Oferta [3]
Comissão de Coordenação	11.664.000,00	7,20	0,60
Comissão de Garantia Firme	11.664.000,00	7,20	0,60
Comissão de Colocação	34.992.000,00	21,60	1,80
Comissão de Incentivo [1]	24.300.000,00	15,00	1,25
Impostos, taxas, contribuições ou retenções de qualquer natureza incidentes sobre a remuneração, ou decorrentes da remuneração	8.824.382,96	5,45	0,45
Total de Comissões	**91.444.382,96**	**56,45**	**4,70**
Despesas de Registro e Listagem da Oferta	165.740,00	0,10	0,01
Despesas com Advogados [2]	4.000.000,00	2,47	0,21
Despesas com Auditores [2]	500.000,00	0,31	0,03
Despesas com Publicidade da Oferta [2]	3.000.000,00	1,85	0,15
Total de Despesas [2]	**7.665.740,00**	**4,73**	**0,39**
Total	**99.110.122,96**	**61,18**	**5,10**

(1) Até 1,25% do valor total da Oferta, a nosso critério.
(2) Os números apresentados são estimados, estando sujeitos a variações.
(3) Sem levar em consideração o exercício da Opção de Ações Suplementares, nem as Ações Adicionais.

APROVAÇÕES SOCIETÁRIAS

A realização da Oferta foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 31 de agosto de 2010, cuja ata foi arquivada na JUCERJA e publicada no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no jornal "Valor Econômico no dia 5 de outubro de 2010. O efetivo aumento de capital da Companhia, com exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas na subscrição de Ações objeto da Oferta, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, e do artigo sétimo do Estatuto Social, e o Preço por Ação serão autorizados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia a ser realizada após a precificação da Oferta e antes da concessão do registro da Oferta pela CVM, cuja ata será publicada no jornal "Valor Econômico" na data de publicação do Anúncio de Início e no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro no dia seguinte.

Adicionalmente, para a realização da Oferta Secundária, no caso de exercício das Ações Adicionais, a venda das Ações da Oferta Secundária será devidamente aprovada pelos órgãos competentes dos Acionistas Vendedores.

RESERVA DE CAPITAL

Nenhuma parcela dos recursos recebidos por meio da Oferta será destinada para reserva de Capital.

PÚBLICO-ALVO DA OFERTA

As Instituições Participantes da Oferta realizarão a distribuição das Ações objeto da Oferta por meio da Oferta de Dispersão e da Oferta Institucional, conforme definidas no item "Procedimento da Oferta" na página 99 deste Prospecto. A Oferta de Dispersão será direcionada aos Investidores da Oferta de Dispersão e a Oferta Institucional será realizada junto aos Investidores da Oferta Institucional.

A Oferta será direcionada, na Oferta de Dispersão, aos Investidores Brasileiros que decidirem participar da Oferta de Dispersão por meio do preenchimento de Pedido de Reserva, observado, o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R$1.000.000,00.

A Oferta será direcionada, na Oferta Institucional, aos Investidores que não sejam Investidores da Oferta de Dispersão.

CRONOGRAMA DA OFERTA

Encontra-se abaixo um cronograma estimado das etapas da Oferta, informando seus principais eventos a partir da publicação do Aviso ao Mercado:

Ordem dos Eventos	Eventos	Datas previstas (1)
1.	Publicação do Aviso ao Mercado (sem o logotipo das Corretoras) Disponibilização do Prospecto Preliminar Início das Apresentações de *Road show*	7 de outubro de 2010
2.	Início do Procedimento de *Bookbuilding* Republicação do Aviso ao Mercado (com o logotipo das Corretoras) Início do Período de Reserva (inclusive Período de Reserva para Pessoas Vinculadas)	14 de outubro de 2010
3.	Encerramento do Período de Reserva	20 de outubro de 2010
4.	Encerramento das Apresentações de *Road show* Encerramento do Procedimento de *Bookbuilding* Fixação do Preço por Ação Assinatura do Contrato de Distribuição e de outros contratos relacionados à Oferta Início do Prazo de Exercício da Opção de Ações Suplementares	21 de outubro de 2010
5.	Concessão de Registro da Oferta pela CVM Publicação do Anúncio de Início Disponibilização do Prospecto Definitivo	22 de outubro de 2010
6.	Início das Negociações das Ações na BM&FBOVESPA	25 de outubro de 2010
7.	Data de Liquidação	27 de outubro de 2010
8.	Encerramento do Prazo de Exercício da Opção de Ações Suplementares	22 de novembro de 2010
9.	Data Máxima para Liquidação das Ações Suplementares	25 de novembro de 2010
10.	Data Máxima para Publicação do Anúncio de Encerramento	26 de novembro de 2010

(1) Todas as datas previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões, antecipações ou prorrogações a critério do Coordenador Líder, após notificação aos demais Coordenadores, dos Agentes de Colocação Internacional e da Companhia. Na hipótese de suspensão, cancelamento, modificação ou revogação da Oferta, este cronograma será alterado.

Os investidores deverão entrar em contato, cada qual, com a sua respectiva Corretora para esclarecer qualquer dúvida acerca dos prazos estabelecidos à Oferta, principalmente aqueles referentes à realização dos pedidos de reservas, bem como qualquer procedimento operacional para a realização de seu cadastro em tal instituição.

PROCEDIMENTOS DA OFERTA

As Instituições Participantes da Oferta efetuarão a distribuição das Ações aos Investidores da Oferta de Dispersão e aos Investidores da Oferta Institucional, nos termos da Instrução CVM 400 e em conformidade com o Contrato de Distribuição, observado o esforço de dispersão acionária previsto no Regulamento do Novo Mercado e o disposto abaixo.

Após a disponibilização do Prospecto Preliminar, o encerramento do Período de Reserva, a realização do Procedimento de Bookbuilding, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização do Prospecto Definitivo, as Instituições

Participantes da Oferta realizarão a distribuição pública das Ações, em mercado de balcão não organizado, observado o disposto na Instrução CVM 400, por meio de duas ofertas distintas, quais sejam, a oferta de dispersão, a ser realizada junto aos Investidores da Oferta de Dispersão ("Oferta de Dispersão") e a oferta institucional, a ser realizada aos Investidores da Oferta Institucional ("Oferta Institucional"), sendo que a intermediação da Oferta Institucional será realizada exclusivamente pelos Coordenadores da Oferta e Coordenadores Contratados.

É admissível o recebimento de reservas, a partir da data a ser indicada no Aviso ao Mercado, para subscrição (ou aquisição, conforme o caso), as quais somente serão confirmadas pelo subscritor (ou adquirente) após o início do período de distribuição.

Os Coordenadores da Oferta, com a expressa anuência da Companhia, elaboraram plano de distribuição das Ações, nos termos do parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400 e do Regulamento do Novo Mercado, o qual leva em consideração as relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica dos Coordenadores da Oferta e da Companhia, observado, entretanto, que as Instituições Participantes da Oferta deverão assegurar a adequação do investimento ao perfil de risco de seus clientes, bem como o tratamento justo e equitativo aos investidores.

OFERTA DE DISPERSÃO

No contexto da Oferta de Dispersão, e a critério dos Coordenadores da Oferta, o montante de, no mínimo, 10% e, no máximo, 20% do total das Ações da Oferta inicialmente ofertadas no âmbito da Oferta, não computadas as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, será destinado prioritariamente à colocação pública aos Investidores da Oferta de Dispersão que tenham realizado Pedido de Reserva de acordo com as condições ali previstas, em caráter irrevogável e irretratável, e o seguinte procedimento (exceto pelo disposto nos itens (IX), (X) e (XII) abaixo):

I. durante o Período de Reserva, conforme o caso, cada um dos Investidores da Oferta de Dispersão interessados em participar da Oferta deverá ter realizado Pedido de Reserva de Ações, irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto nos itens (IX) e (X) abaixo, mediante preenchimento do mesmo perante uma única Instituição Participante da Oferta, sem necessidade de depósito do valor do investimento pretendido, observados o valor mínimo de investimento de R$300.000,00 (trezentos mil reais) e o valor máximo de R$1.000.000,00 (um milhão de reais) por Investidor da Oferta de Dispersão. Tais Investidores da Oferta de Dispersão poderão estipular, no Pedido de Reserva, um preço máximo por Ações como condição de eficácia de seu Pedido de Reserva, sem necessidade de posterior confirmação, sendo que, caso o Preço por Ação seja fixado em valor superior ao valor estabelecido pelo Investidor da Oferta de Dispersão, o respectivo Pedido de Reserva será cancelado pela Instituição Participante da Oferta que o haja recebido e processado. As Instituições Participantes da Oferta somente atenderão Pedidos de Reserva realizados por Investidores da Oferta de Dispersão titulares de conta nelas aberta ou mantida. As Instituições Participantes da Oferta poderão, a seu exclusivo critério, exigir a manutenção de recursos em conta nela aberta e/ou mantida, para garantia do Pedido de Reserva. Dessa forma, os Coordenadores da Oferta recomendam aos Investidores da Oferta de Dispersão interessados na realização de Pedidos de Reserva que leiam cuidadosamente os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva, especialmente os procedimentos relativos à liquidação da Oferta, e as informações constantes do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo, bem como que verifiquem com a Instituição Participante da Oferta de sua preferência, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, a

necessidade de manutenção de recursos em conta nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva;

II. os Investidores da Oferta de Dispersão deverão realizar seus Pedidos de Reserva conforme definido na seção "Sumário da Oferta", na página 77 deste Prospecto;

III. caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertas, (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), não será permitida a colocação de Ações para Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas, sendo cancelados os Pedidos de Reserva realizadas por Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas. Os investimentos realizados para proteção (*hedge*) de operações com derivativos não serão considerados investimentos efetuados por Pessoas Vinculadas para fins da Oferta;

IV. caso o total de Ações objeto dos Pedidos de Reserva seja igual ou inferior ao montante de Ações destinado aos Investidores da Oferta de Dispersão, não haverá Rateio, sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva, sempre observada a alocação mínima de lotes individuais e indivisiveis de 100 Ações, e as Ações remanescentes, se houver, serão destinadas aos Investidores da Oferta Institucional;

V. caso o total de Pedidos de Reserva dos Investidores da Oferta de Dispersão exceda o total de Ações destinadas à Oferta de Dispersão sempre observada a alocação mínima de lotes individuais e indivisiveis de 100 Ações, indicado acima, será realizado Rateio entre todos os Investidores da Oferta de Dispersão, sendo que (a) até o limite de R$300.000,00, inclusive, o critério de Rateio será a divisão igualitária e sucessiva das Ações destinadas à Oferta de Dispersão entre os Investidores da Oferta de Dispersão que tiverem apresentado Pedido de Reserva nos termos do item (I) acima, limitada ao valor individual de cada Pedido de Reserva e à quantidade total de Ações estipulada no pedido; e (b) uma vez atendido o critério descrito na alínea (a) acima, haverá Rateio das Ações destinadas à Oferta de Dispersão remanescentes. As Ações destinadas à Oferta de Dispersão serão rateadas proporcionalmente ao valor dos respectivos Pedidos de Reserva entre todos os investidores da Oferta de Dispersão, observando-se a alocação exclusiva de lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, e considerando-se, entretanto, em ambos os casos, as frações de Ações ("Rateio"), não será realizado alocação fiduciária de lotes de 100 Ações destinadas à Oferta de Dispersão. Opcionalmente, a critério dos Coordenadores da Oferta, a quantidade de Ações destinada à Oferta de Dispersão poderá ser aumentada para que os pedidos excedentes dos Investidores da Oferta de Dispersão possam ser total ou parcialmente atendidos, sendo que, no caso de atendimento parcial, será observado o mesmo critério de Rateio;

VI. até às 16:00 horas do primeiro dia útil subseqüente à data de publicação do Anúncio de Início, serão informados a cada Investidor da Oferta de Dispersão pela Instituição Participante da Oferta que tenha recebido o Pedido de Reserva, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por fac-símile, telefone ou correspondência, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas (ajustada, se for o caso, em decorrência do Rateio) e o valor do respectivo investimento, sendo que, em qualquer caso, o valor do investimento será limitado àquele indicado no respectivo Pedido de Reserva;

VII. até às 10:30 horas da Data de Liquidação, cada Investidor da Oferta de Dispersão deverá realizar o pagamento, em recursos imediatamente disponíveis, do valor indicado no item (VI) acima junto à Instituição Participante da Oferta em que tiver realizado seu respectivo

Pedido de Reserva, sob pena de, em não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva automaticamente cancelado;

VIII. na Data de Liquidação, após confirmado o crédito correspondente ao produto da colocação das Ações na conta de liquidação da BM&FBOVESPA e a verificação de que a Companhia e os Acionistas Vendedores, no caso de exercício da Opção de Ações Adicionais, realizaram o depósito das Ações junto ao serviço de custódia da BM&FBOVESPA, a BM&FBOVESPA, em nome de cada uma das Instituições Participantes da Oferta junto à qual o Pedido de Reserva tenha sido realizado, entregará a cada Investidor da Oferta de Dispersão o número de Ações correspondente à relação entre o valor do investimento pretendido constante do Pedido de Reserva e o Preço por Ação, arredondado para o número inteiro de Ações imediatamente inferior, ressalvadas as possibilidades de desistência e cancelamento previstas nos itens (IX), (X) e (XII) abaixo e a possibilidade de Rateio prevista no item (V) acima. Caso tal relação resulte em frações de lotes de 100 Ações, o valor do investimento será limitado ao valor correspondende ao maior número inteiro de lotes de 100 Ações;

IX. caso (a) a Oferta seja suspensa, nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 400; e/ou (b) a Oferta seja modificada, nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, o Investidor da Oferta de Dispersão poderá desistir do Pedido de Reserva, devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Participante da Oferta que tenha recebido seu Pedido de Reserva. Em ambos os casos, o Investidor da Oferta de Dispersão poderá desistir do Pedido de Reserva, nos termos acima descritos, até às 16:00 horas do quinto dia útil subsequente à data em que foi comunicada por escrito a suspensão ou modificação da Oferta. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão não informe sua decisão de desistência do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, o Pedido de Reserva será considerado válido e o Investidor da Oferta de Dispersão deverá efetuar o pagamento do valor do investimento. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão já tenha efetuado o pagamento nos termos do item (VII) acima e venha a desistir do Pedido de Reserva nos termos deste item, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, e sem reembolso dos gastos incorridos em razão do depósito e com dedução, se a alíquota for superior a zero, dos valores relativos à incidência de quaisquer tributos ou taxas, no prazo de 5 dias úteis contados do pedido de cancelamento do Pedido de Reserva;

X. caso seja verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar da Oferta e do Prospecto Definitivo da Oferta que altere substancialmente o risco assumido pelo Investidor da Oferta de Dispersão, ou a sua decisão de investimento, o Investidor da Oferta de Dispersão poderá desistir do Pedido de Reserva, sem ônus. Nessa hipótese, o Investidor da Oferta de Dispersão poderá desistir do Pedido de Reserva, nos termos acima descritos, até às 16:00 horas do quinto dia útil subseqüente à publicação do Anúncio de Início. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão não informe sua decisão de desistência do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, o Pedido de Reserva será considerado válido e o Investidor da Oferta de Dispersão deverá efetuar o pagamento do valor do investimento. No caso de desistência do Pedido de Reserva, nos termos deste item, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária e sem reembolso dos gastos incorridos em razão do depósito e com dedução, se a alíquota for superior a zero, dos valores relativos à incidência de quaisquer tributos ou taxas, no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados do pedido de cancelamento do Pedido de Reserva;

XI. na hipótese de haver descumprimento, por qualquer uma das Corretoras, de qualquer das normas de conduta previstas na regulamentação aplicável à Oferta, incluindo, sem

limitação, aquelas previstas na Instrução CVM 400, especialmente as normas de silêncio, de emissão de relatórios e de marketing da Oferta, tal Corretora deixará de integrar o grupo de instituições financeiras responsáveis pela colocação das Ações no âmbito da Oferta, pelo que serão cancelados todos os Pedidos de Reserva que tenha recebido, sendo que os valores eventualmente dados em contrapartida às Ações serão devolvidos sem juros ou correção monetária e sem reembolso dos gastos incorridos em razão do depósito e com dedução, se a alíquota for superior a zero, dos valores relativos à incidência de quaisquer tributos ou taxas, no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados do pedido de cancelamento do Pedido de Reserva. A Corretora a que se refere este item (XI) deverá informar imediatamente, sobre o referido cancelamento, os Investidores da Oferta de Dispersão de quem tenham recebido Pedido de Reserva; e

XII. caso não haja conclusão da Oferta ou em caso de resilição do Contrato de Distribuição, todos os Pedidos de Reserva serão cancelados e a Instituição Participante da Oferta comunicará ao Investidor da Oferta de Dispersão, que com ela tenha realizado Pedido de Reserva, o cancelamento da Oferta, o que poderá ocorrer, inclusive, mediante publicação de aviso ao mercado. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão já tenha efetuado o pagamento, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se a alíquota for superior a zero, dos valores relativos à incidência da CPMF, no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados da comunicação do cancelamento ou revogação da Oferta.

Os Investidores da Oferta de Dispersão deverão realizar a subscrição / aquisição das Ações mediante o pagamento à vista, em moeda corrente nacional, de acordo com o procedimento descrito acima.

OFERTA INSTITUCIONAL

A Oferta Institucional será direcionada aos Investidores da Oferta Institucional, compreendendo Investidores que não sejam Investidores da Oferta de Dispersão, e Investidores Brasileiros cujos valores de investimento excedam R$1.000.000,00, bem como Investidores Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de portfolio reguladas pelo CMN, pela CVM e pelo Banco Central, sempre observada a alocação mínima de lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações.

As Ações não destinadas à Oferta de Dispersão, bem como as Ações da Oferta Secundária, no caso do exercício da Opção de Ações Adicionais e as Ações da Oferta Primária destinadas à Oferta de Dispersão que não tiverem sido alocadas, serão destinadas inicialmente à colocação pública junto a Investidores da Oferta Institucional, de acordo com o seguinte procedimento:

I. os Investidores da Oferta Institucional interessados em participar da Oferta deverão apresentar suas intenções de investimento durante o Procedimento de Bookbuilding, inexistindo pedidos de reserva ou limites máximos de investimento;

II. nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, será aceita a participação de Pessoas Vinculadas que sejam consideradas Investidores da Oferta Institucional no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação destas no Procedimento de Bookbuilding, até o limite máximo de 15% do valor da Oferta Primária (sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais). Caso seja verificado excesso de demanda superior em um 1/3 à quantidade de Ações da Oferta Primária inicialmente ofertadas

(excluídas as Ações Suplementares e as Ações Adicionais), não será permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta ou pelos Coordenadores Contratados de Ações aos para Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento realizadas por Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas canceladas. Os investimentos realizados para proteção (*hedge*) de operações com derivativos (total return swap) não serão considerados investimentos efetuados por Pessoas Vinculadas para fins da presente Oferta. **A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding poderá impactar adversamente na formação do Preço por Ação, e o investimento nas Ações por Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das Ações no mercado secundário**;

III. caso as intenções de investimento obtidas durante o Procedimento de Bookbuilding excedam o total de Ações remanescentes após o atendimento da Oferta de Dispersão, os Coordenadores da Oferta darão prioridade aos Investidores da Oferta Institucional que, a seu exclusivo critério, melhor atendam o objetivo da Oferta de criar uma base diversificada de investidores, integrada por investidores com diferentes critérios de avaliação das nossas perspectivas, nosso setor de atuação e a conjuntura macroeconômica brasileira e internacional;

IV. até às 16:00 horas do primeiro dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, os Coordenadores da Oferta informarão aos Investidores da Oferta Institucional, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por telefone ou fac-símile, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas e o Preço por Ação;

V. a entrega das Ações alocadas deverá ser efetivada na Data de Liquidação, mediante pagamento em moeda corrente nacional, à vista e em recursos imediatamente disponíveis, do Preço por Ação multiplicado pela quantidade de Ações alocadas na Oferta, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição; e

VI. havendo divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo ou alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro da Oferta, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Companhia e inerentes à própria Oferta, a CVM poderá acolher pleito de modificação ou revogação da Oferta formulado pela Companhia, pelos Acionistas Vendedores, no caso de exercício da Opção de Ações Adicionais e pelo Coordenador Líder. Se for deferida a modificação, a Oferta poderá ser prorrogada por até 90 (noventa) dias. Após a publicação do Anúncio de Retificação, a Instituição Participante da Oferta deverá se acautelar e se certificar, no momento do recebimento das ordens de investimento, de que o Investidor da Oferta Institucional está ciente de que a oferta original foi alterada e de que tem conhecimento do Anúncio de Retificação.

A subscrição das Ações da Oferta será formalizada mediante assinatura de boletim de subscrição, ou contrato de compra e venda, conforme o caso, cujos modelos finais tenham sido apresentados à CVM.

PRAZO DA OFERTA

A data de início da Oferta será divulgada mediante a publicação de Anúncio de Início, em conformidade com o previsto no parágrafo único do artigo 52 da Instrução CVM 400.

A liquidação física e financeira da Oferta, observado o disposto no item abaixo, deverá ser realizada dentro do prazo de até três dias úteis, contado da data de publicação do Anúncio de Início.

O prazo para a distribuição das Ações é de até seis meses contados da data de publicação do Anúncio de Início, nos termos do artigo 18 da Instrução CVM 400, ou até a data da publicação do Anúncio de Encerramento, o que ocorrer primeiro.

INADEQUAÇÃO DA OFERTA A CERTOS INVESTIDORES

Todos os investidores que não se enquadrem na categoria de Investidores Brasileiros e Investidores Estrangeiros devem atentar para a inadequação da presente Oferta, uma vez que ela destina-se exclusivamente a investidores que tenham a especialização e conhecimento suficientes para tomar uma decisão de investimento fundamentada. Apesar do referido alto grau de qualificação dos investidores que fazem parte do público alvo dessa Oferta, recomenda-se que, no contexto da Oferta, os Investidores Brasileiros e os Investidores da Oferta Institucional entrem em contato com seus advogados, contadores, consultores financeiros, bem como quaisquer outros profissionais que julguem adequados para avaliar os riscos inerentes aos negócios da Companhia, quando de suas respectivas decisões de investimento na Oferta. Ver seção "Fatores de Risco", na página 128 deste Prospecto, que contém a descrição de certos riscos que atualmente acreditamos serem capazes de nos afetar de maneira adversa.

CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO E CONTRATO DE COLOCAÇÃO INTERNACIONAL

O Contrato de Distribuição será celebrado entre nós e os Coordenadores da Oferta, tendo como interveniente anuente a BM&FBOVESPA. Nós contratamos cada um dos Coordenadores da Oferta para, sujeito aos termos e às condições do Contrato de Distribuição, intermediar a oferta das Ações, diretamente ou por meio dos Coordenadores Contratados e/ou das Corretoras, em conformidade com as disposições da Instrução CVM 400 e observados os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

Os Coordenadores da Oferta prestarão garantia firme de liquidação na Oferta conforme explicado no item "Garantia Firme de Liquidação" abaixo. O objeto da garantia firme de liquidação é o valor total das Ações ofertadas no âmbito da Oferta, que corresponde ao produto da quantidade das Ações ofertadas no âmbito da Oferta pelo Preço por Ação.

Nos termos do Contrato de Colocação Internacional, a ser celebrado entre nós e os Agentes de Colocação Internacional, na mesma data de celebração do Contrato de Distribuição, os Agentes de Colocação Internacional, realizarão os esforços de colocação das Ações no exterior. O Contrato de Colocação Internacional possui declarações específicas em relação à observância de isenções das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos, as quais, se descumpridas, poderão dar ensejo a potenciais procedimentos judiciais.

O Contrato de Distribuição e o Contrato de Colocação Internacional estabelecem que a obrigação dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional de efetuarem a distribuição

das Ações está sujeita a determinadas condições, como a entrega de opiniões legais por nossos e seus assessores jurídicos, bem como a assinatura de termos de restrição à negociação de Ações por nós, pelos Acionistas Controladores e por nossos Administradores.

De acordo com o Contrato de Distribuição e com o Contrato de Colocação Internacional, nós assumimos a obrigação de indenizar os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional em certas circunstâncias e contra determinadas contingências.

O Contrato de Colocação Internacional apresenta cláusula de indenização por nós em favor dos Agentes de Colocação Internacional para indenizá-los caso eles venham a sofrer perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes nos Prospectos Internacionais. Informamos que o Contrato de Colocação Internacional possui declarações específicas em relação à observância de isenções das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos, as quais, se descumpridas poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais. Em cada um dos casos indicados acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra nós no exterior. Estes procedimentos no exterior, em especial nos Estados Unidos, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos Estados Unidos para o cálculo das indenizações devidas nestes processos. A nossa eventual condenação em um processo no exterior em relação a incorreções relevantes ou omissões relevantes nos Prospectos Internacionais, se envolver valores elevados, poderá nos ocasionar um impacto significativo e adverso.

Após a assinatura do Contrato de Distribuição e o deferimento dos respectivos pedidos de registros da Oferta pela CVM, uma cópia do Contrato de Distribuição estará disponível para consulta ou cópia nos endereços dos Coordenadores da Oferta indicados no item "Informações Complementares" que se encontra na página 114 deste Prospecto.

GARANTIA FIRME DE LIQUIDAÇÃO

Nos termos do Contrato de Distribuição, as Ações objeto da Oferta serão colocadas em regime de garantia firme de liquidação prestada pelos Coordenadores da Oferta, de forma individual e não solidária, incluindo as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, se for o caso. Caso a totalidade das Ações objeto da Oferta não seja totalmente liquidada até a Data de Liquidação (ou, no caso da Opção de Ações Suplementares, a Data de Liquidação das Ações Suplementares), cada um dos Coordenadores da Oferta realizará a aquisição, de forma individual e não solidária, em tal data, da totalidade do eventual saldo resultante da diferença entre o número de Ações objeto da garantia firme prestada por tal Coordenador da Oferta nos termos do Contrato de Distribuição e o número de Ações colocadas e efetivamente liquidadas no mercado, pelo Preço por Ação. Tal garantia individual e não solidária é vinculante a partir do momento em que for assinado o Contrato de Distribuição, sendo que a responsabilidade dos Coordenadores da Oferta está limitada exclusivamente e será exercida de forma proporcional à respectiva garantia firme de liquidação prestada por cada Coordenador da Oferta no Contrato de Distribuição. Em caso de exercício da garantia firme de liquidação e posterior revenda das Ações ao público pelos Coordenadores da Oferta, durante o Prazo de Distribuição, o preço de revenda das Ações será o preço de mercado das Ações, tendo por limite máximo o Preço por Ação, sem prejuízo às atividades de estabilização.

De acordo com os termos previstos para o Contrato de Distribuição, os Coordenadores da Oferta distribuirão, inicialmente, em regime de garantia firme de liquidação, de maneira não solidária, as Ações conforme indicado na tabela abaixo:

Coordenador	Quantidade de Ações	% em relação ao total de Ações objeto da Oferta
Coordenador Líder	648.000	40%
Goldman Sachs	648.000	40%
Citi	324.000	20%
Total	**1.620.000**	**100%**

RESTRIÇÕES À NEGOCIAÇÃO DE AÇÕES (LOCK UP)

Nos termos dos contratos assinados com os Agentes de Colocação Internacional, a Companhia, um de nossos administradores (o Sr. Michael Stephen Vitton) e os acionistas listados abaixo assumiram, sujeitos a determinadas exceções, a obrigação de, pelo prazo de 180 dias contados da data da publicação do Anúncio de Início, inclusive, salvo nas hipóteses de prévio consentimento por escrito dos Agentes de Colocação Internacional e transferências de valores mobiliários a uma corretora, com o consentimento dos Coordenadores, no contexto da realização de atividades de formador de mercado, de acordo com a legislação aplicável, inclusive com a Instrução CVM nº 384, de 17 de março de 2003, e com o Código ANBID de Regulação e Melhores Práticas para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, exceto caso as atividades de formador de mercado sejam realizadas por corretoras pertencentes ao grupo econômico dos Coordenadores, de não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar ou outorgar opção de compra de ações de emissão da Companhia, ou outros valores mobiliários conversíveis em ou permutáveis por ações de emissão da Companhia, bem como abster-se de celebrar operação de swap, hedge, venda a descoberto ou de outra natureza que venha a transferir, no todo ou em parte, os benefícios econômicos advindos da titularidade dos valores mobiliários. A presente restrição à negociação de ações abrange a divulgação pública de qualquer intenção de realizar as operações acima descritas. Quaisquer valores mobiliários recebidos por conta do exercício de opções outorgadas estarão igualmente sujeitos à restrição a transferência de ações. Os valores mobiliários que venham a ser adquiridos pelas pessoas sujeitas às restrições de transferência de ações no mercado aberto não estarão sujeitos às referidas restrições.

Os seguintes acionistas celebraram o *lock up* na forma acima mencionada: MSD Energy Investment Private I, LLC; Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.; Libra Fund, LP; Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC; Passport HRT LLC; Senator HRT LLC; Succinite Investment, LLC; Highfields Capital IV LP; Senator Global Opportunity Fund LP; CCA Event Driven Master Fund LLC; Highfields Capital II LP; US Global Investors Funds; Mathew Goldsmith; Ironbound Partners Brazil LLC; Highfields Capital I LP; Hilcrest Investors Limited; Rovida Strategic Investments, LLC; DCF Partners, LP; North Pole Capital Master Fund; Brazil Investment, LLC; Brant Investments Limited ITF: RBC Asset Management Inc. as manager and trustee for RBC Global Resources Fund; Anaconda Capital, LLC; Ignatius Charles Rinaldi; Enso Global Equities Master Partnership, LP; O-Cap Brazil Trading, LLC; Ironbound Partners LLC; Osiris Investment Partners, L.P.; Steamboat Ventures, LLC; Kenneth Anthony Clements; CSL Energy Fund, L.P.; Eric Lee Brandenburg; Kathleen Anna Clements; Black Sheep Partners, LLC; ALB Private Investments, LLC; Anthony Benno Low-Beer; Peter Leland Getz; Rosario Sal Ilacqua; William Henry Martin; Caesar Michael Pollexfen Bryan; Jonathan Nils Hollander; Black Sheep Partners II, LLC; Brian C. Black Trust Dated September 25, 2007; Vincent Paul Marie Hugonnard-Roche; Amy Grail Bermingham; William Schwartz Schreier; Blake Andrew Myers; Albert Curtis Sebastian; Arthur Norman Field; Canaccord Capital Corp ITF Matthew Gaasenbeek; Craig Robert Kaisand; Darin Todd Milmeister; David Nathan Diamond;

George Lee Hanseth; Meridian Global Energy and Resources Fund Ltd; Vivien Haughton; Canaccord Capital Corp ITF Graham Edward Saunders; Canaccord Capital Corp ITF Simon George Akit; Charles William Vitton; Petra Maria Robson; Phylis Marie Esposito; Fred George; e Front Street Investment Management Inc.

Os acionistas Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC; Passport HRT LLC; e Succinite Investment, LLC, nos termos dos seus respectivos contratos de *lock up*, poderão alienar, sem necessidade de prévio consentimento dos Coordenadores e dos Agentes de Colocação Internacional, até 17,36% de sua participação no capital social da Companhia na data deste Prospecto.

Adicionalmente, alguns de nossos administradores (quais sejam, os Srs. Marcio Rocha Mello, Eduardo de Freitas Teixeira, Antonio Carlos Sobreira de Agostini e John Milne de Albuquerque Forman), detentores, em conjunto, de aproximadamente 5,68% do nosso capital social na data deste Prospecto, consentiram em submeter as ações de sua titularidade ao mesmo *lock up* descrito acima, pelo prazo de 270 dias contados da data da publicação do Anúncio de Início, inclusive.

Estão sujeitas aos *lock ups* acima descritos, ações representativas de 91,82% do nosso capital social na data deste Prospecto.

Além do *lock up* contratado com os Agentes de Colocação Internacional, os Administradores da Companhia, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subsequentes à data da publicação do Anúncio de Início, não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das nossas ações e Derivativos (conforme definido no Regulamento do Novo Mercado) de que sejam titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, os Administradores da Companhia não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

CONTRATO DE ESTABILIZAÇÃO DO PREÇO DAS AÇÕES

O Coordenador Líder, por intermédio da Credit Suisse Corretora, poderá realizar operações em bolsa de valores visando à estabilização do preço das Ações de nossa emissão na BM&FBOVESPA, durante um período de 30 dias contados da data de início da negociação das Ações na BM&FBovespa publicação do Anúncio de Início, por meio de operações de compra e venda de ações ordinárias de nossa emissão, observadas as disposições legais aplicáveis e nos termos do Contrato de Estabilização, que foi previamente submetido à aprovação da BM&FBOVESPA e da CVM, antes da publicação do Anúncio de Início.

O Coordenador Líder e a Credit Suisse Corretora (ou qualquer agente atuando em seu nome) não estarão obrigados a realizar as operações de estabilização previstas no Contrato de Estabilização e, uma vez iniciadas, tais operações poderão ser descontinuadas a qualquer momento.

Cópia do Contrato de Estabilização será disponibilizada para consulta ou cópia por meio dos Coordenadores, em seu endereço indicado neste Prospecto, na seção "Identificação de Administradores, Consultores e Auditores" na página 125 deste Prospecto.

ALTERAÇÃO DAS CIRCUNSTÂNCIAS, REVOGAÇÃO OU MODIFICAÇÃO

Nós e os Coordenadores da Oferta poderemos requerer que a CVM autorize a modificação ou cancelamento da Oferta, caso ocorram alterações posteriores, relevantes e inesperadas nas circunstâncias inerentes à Oferta, existentes na data do pedido de registro de distribuição, que

resultem em um aumento relevante nos riscos assumidos pelos Coordenadores. Adicionalmente, nós e os Coordenadores da Oferta poderemos modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorar seus termos e condições para os investidores, conforme disposto no parágrafo 3º do artigo 25 da Instrução CVM 400. Caso o requerimento de modificação nas condições da Oferta seja aceito pela CVM, o prazo para distribuição da Oferta poderá ser adiado em até 90 dias. Se a Oferta for cancelada, os atos de aceitação anteriores e posteriores ao cancelamento serão considerados ineficazes.

A revogação da Oferta ou qualquer modificação na Oferta será imediatamente divulgada por meio do jornal "Valor Econômico", veículo também usado para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400 ("Anúncio de Retificação"). Após a publicação do Anúncio de Retificação, os Coordenadores da Oferta só aceitarão ordens no Procedimento de Bookbuilding e as Corretoras só aceitarão Pedidos de Reserva daqueles investidores que estejam cientes dos termos do Anúncio de Retificação. Na hipótese de modificação das condições da Oferta, os investidores que já tiverem aderido à Oferta deverão ser diretamente comunicados a respeito da modificação efetuada, para que confirmem no prazo de 5 dias úteis do recebimento da comunicação do Coordenador Líder seu interesse em manter a sua aceitação à Oferta, sendo presumida a manutenção da aceitação em caso de silêncio.

Em qualquer hipótese, a revogação torna ineficaz a Oferta e os atos de aceitação anteriores ou posteriores, devendo ser restituídos integralmente aos investidores aceitantes os valores dados em contrapartida à aquisição das Ações, sem qualquer acréscimo, e sem qualquer dedução de encargos ou tributos, conforme disposto no artigo 26 da Instrução CVM 400.

SUSPENSÃO E CANCELAMENTO DA OFERTA

Nos termos do artigo 19 da Instrução CVM 400, a CVM (a) poderá suspender ou cancelar, a qualquer tempo, uma oferta que: (i) esteja se processando em condições diversas das constantes da Instrução CVM 400 ou do registro; ou (ii) tenha sido havida por ilegal, contrária à regulamentação da CVM ou fraudulenta, ainda que após obtido o respectivo registro; e (b) deverá suspender qualquer oferta quando verificar ilegalidade ou violação de regulamento sanáveis. O prazo de suspensão de uma oferta não poderá ser superior a 30 dias, durante o qual a irregularidade apontada deverá ser sanada. Findo tal prazo sem que tenham sido sanados os vícios que determinaram a suspensão, a CVM deverá ordenar a retirada da referida oferta e cancelar o respectivo registro.

A suspensão ou o cancelamento da Oferta será informado aos investidores que já tenham aceitado a oferta, sendo-lhes facultado, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o quinto dia útil posterior ao recebimento da respectiva comunicação. Todos os investidores que já tenham aceitado a oferta, na hipótese de seu cancelamento, e os investidores que tenham revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão, conforme previsto acima, terão direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida às Ações, conforme o disposto no parágrafo único do artigo 20 da Instrução CVM 400, no prazo de 3 (três) dias úteis contados da data de publicação de anúncio informando sobre a não conclusão da Oferta, sem qualquer remuneração ou correção monetária.

REVENDA DE AÇÕES ADQUIRIDAS PELOS COORDENADORES

Os Coordenadores poderão, durante o Prazo de Distribuição, revender as Ações eventualmente adquiridas em virtude do exercício da garantia firme de colocação, sendo que o preço de revenda

das Ações será o preço de mercado das Ações, tendo por limite máximo o Preço por Ação, sem prejuízo das atividades de estabilização. A revenda das Ações aqui mencionada deverá ser efetuada em observância à regulamentação aplicável.

DIREITOS, VANTAGENS E RESTRIÇÕES DAS AÇÕES

As Ações garantem aos seus titulares o direito a um voto nas deliberações sociais, direito ao recebimento de dividendo mínimo obrigatório de 0,001% do lucro líquido ajustado na forma do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações e de acordo com nosso Estatuto Social, bem como o direito de serem incluídas em oferta pública de aquisição de ações em algumas circunstâncias previstas em nosso Estatuto Social, como alienação de controle, fechamento de capital e descontinuidade de listagem no segmento de prática de governança corporativa Novo Mercado e todos os demais direitos assegurados às Ações, nos termos previstos no Regulamento de listagem do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e na Lei das Sociedades por Ações. Para maiores informações, veja os quadros 3.4, 17 e 18 do Formulário de Referência.

As ações são negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, permanecendo vedados quaisquer desdobramentos das Ações por um período de 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento. Durante este período, as Ações somente poderão ser negociadas em lotes de 100 ações pelo valor mínimo inicial de R$100.000,00.

As nossas ações serão listadas no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA sob o código "HRTP3" e serão negociadas no dia seguinte à data de publicação do Anúncio de Início.

RELACIONAMENTO ENTRE NÓS, OS ACIONISTAS VENDEDORES E AS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA

Relacionamento entre nós e os Coordenadores da Oferta

Relacionamento entre nós e o Coordenador Líder

Exceto no que se refere à Oferta, o Credit Suisse não possui atualmente qualquer relacionamento com a Companhia. A Companhia poderá, no futuro, contratar o Credit Suisse ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

O Credit Suisse Securities (Europe) Limited e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações de derivativos de Ações com seus clientes. O Credit Suisse Securities (Europe) Limited e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (hedge) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta. O Credit Suisse Securities (Europe) Limited e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações com derivativos de Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. O Credit Suisse Securities (Europe) Limited e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta Global como forma de proteção (hedge) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta Global.

Além daquelas descritas no Prospecto, não há remuneração a ser paga pela Companhia ao Credit Suisse ou sociedades de seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Relacionamento entre nós e o Goldman Sachs

Exceto pelo relacionamento referente à Oferta, não temos, na data deste Prospecto, qualquer relacionamento com o Goldman Sachs.

Poderemos, no futuro, contratar o Goldman Sachs ou sociedades de seu conglomerado econômico para nos assessorar na realização de investimentos ou em quaisquer outras operações necessárias para a condução de nossas atividades, incluindo, dentre outras, operações de financiamento, de crédito, de derivativos, de câmbio, de oferta de ações e de assessoria financeira.

O Goldman Sachs International e/ou suas afiliadas poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos de Ações com seus clientes. O Goldman Sachs International e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (hedge) para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto no item "Custos de Distribuição", na página 97 deste Prospecto, não há qualquer remuneração a ser paga, pela Companhia, ao Goldman Sachs ou sociedades do seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Relacionamento entre nós e o Citi

O Citigroup Global Markets Limited, o Citibank N.A. e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações com derivativos das Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. Citigroup Global Markets Limited, o Citibank N.A. e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações no âmbito da Oferta como forma de proteção (hedge) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, o preço ou outros termos da Oferta.

Em outubro de 2009, a CAI Investment Strategies LLC ("CAI"), veículo de investimento do Citi, adquiriu participação acionária na Companhia, por meio da aquisição e subscrição de 7.791 ações ordinárias de emissão da Companhia. Em abril de 2010, a CAI cedeu 1 de suas ações ordinárias para o Sr. Derrick Queen, gerente de investimentos do Citi, tendo em vista a eleição do Sr. Derrick Queen como membro do Conselho de Administração da Companhia, em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2010, cargo que ocupa até o presente momento. Em 4 de outubro de 2010, a CAI cedeu a totalidade das ações de emissão da Companhia de sua titularidade para sua afiliada CCA Event Driven Master Fund LLC.

Poderemos, no futuro, contratar o Citi ou sociedades de seu conglomerado econômico para nos assessorar na realização de investimentos ou em quaisquer outras operações necessárias para a condução de nossas atividades, incluindo, dentre outras, operações de financiamento, de crédito, de derivativos, de câmbio, de oferta de ações e de assessoria financeira.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto no item "Custos de Distribuição", na página 97 deste Prospecto, não há qualquer remuneração a ser paga, pela Companhia, ao Citi ou sociedades do seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Relacionamento entre nós e os Coordenadores Contratados

Relacionamento entre nós e o J.P. Morgan

Exceto no que se refere à Oferta, o J.P. Morgan não possui atualmente qualquer relacionamento com a Companhia. A Companhia poderá, no futuro, contratar o J.P. Morgan ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

O J.P. Morgan Securities LLC e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações de derivativos de Ações com seus clientes. O J.P. Morgan Securities LLC e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (hedge) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta.O J.P. Morgan Securities LLC e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações com derivativos de Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. O J.P. Morgan Securities LLC e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta Global como forma de proteção (hedge) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta Global.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto no item "Custos de Distribuição", na página 97 deste Prospecto, não há qualquer remuneração a ser paga, pela Companhia, ao JP. Morgan ou sociedades do seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Relacionamento entre nós e o Deutsche Bank

Além do relacionamento referente à Oferta, o Deutsche Bank e outras instituições integrantes de seu grupo econômico não mantêm atualmente relações comerciais relevantes conosco No curso normal de suas atividades é possível que, no futuro, o Deutsche Bank e outras instituições integrantes de seu grupo econômico venham a realizar operações comerciais conosco, nos termos e condições usuais de mercado.

O Deutsche Bank AG, London Branch e/ou qualquer afiliada do Deutsche Bank poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as Ações da Oferta como ativo de referência. O Deutsche Bank AG, London Branch e/ou qualquer afiliada do Deutsche Bank poderão adquirir Ações da Oferta na Oferta Global como forma de proteção (hedge) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta Global sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta Global.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta Global, conforme previsto no item "Custos de Distribuição" desta seção, não há qualquer remuneração a ser paga por nós ao Deutsche Bank cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Relacionamento entre os Acionistas Vendedores e o Coordenador Líder

Além do que se refere à Oferta, o Credit Suisse não possui atualmente qualquer relacionamento com os Acionistas Vendedores. Os Acionistas Vendedores poderão, no futuro, contratar o Credit Suisse ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

O Credit Suisse Securities (Europe) Limited e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações de derivativos de Ações com seus clientes. O Credit Suisse Securities (Europe) Limited e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta.

Relacionamento entre os Acionistas Vendedores e o Goldman Sachs

Além do que se refere à Oferta, o Goldman Sachs não possui atualmente qualquer relacionamento com os Acionistas Vendedores. Os Acionistas Vendedores poderão, no futuro, contratar o Goldman Sachs ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

O Goldman Sachs & Co. e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações de derivativos de Ações com seus clientes. O Goldman Sachs & Co. e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta.

Relacionamento entre os Acionistas Vendedores e o Citi

Além do que se refere à Oferta, o Citi não possui atualmente qualquer relacionamento com os Acionistas Vendedores. Os Acionistas Vendedores poderão, no futuro, contratar o Citi ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

O Citigroup Global Markets Inc. e/ou suas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações de derivativos de Ações com seus clientes. O Citigroup Global Markets Inc. e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Essas operações poderão afetar a demanda, preço ou outros termos da Oferta

Relacionamento entre os Acionistas Vendedores e os Coordenadores Contratados

Relacionamento entre os Acionistas Vendedores e o J.P. Morgan

Além do que se refere à Oferta, o Acionista Vendedor North Pole Capital Master Fund possui uma linha de crédito para operações de derivativos, sendo que o valor utilizado nesta data é de aproximadamente USD 250 mil. Com exceção do acima mencionado e da Oferta, o J.P. Morgan não possui atualmente qualquer relacionamento com os Acionistas Vendedores. Os Acionistas Vendedores poderão, no futuro, contratar o J.P. Morgan ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

Relacionamento entre os Acionistas Vendedores e o Deutsche Bank

Além do que se refere à Oferta, como participante regular do mercado financeiro, Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão e outras instituições integrantes de seu grupo econômico mantêm relações comerciais usuais com o North Pole Capital Master Fund, como contraparte de mercado e/ou operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, financiamentos, prestação de

serviços de banco de investimento, consultoria financeira, custódia, ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades. No curso normal de suas atividades, é possível que, no futuro, o Deutsche Bank e outras instituições integrantes de seu grupo econômico venham a realizar operações comerciais com os Acionistas Vendedores, nos termos e condições usuais de mercado.

INSTITUIÇÃO FINANCEIRA ESCRITURADORA DAS AÇÕES

A instituição financeira contratada para prestação de serviços de escrituração das Ações e custódia das nossas Ações é o Banco do Brasil S.A.

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

Os Coordenadores da Oferta recomendam aos investidores, antes de tomar qualquer decisão de investimento relativa à Oferta, a consultarem este Prospecto. A leitura deste Prospecto possibilita aos investidores uma análise detalhada dos termos e condições da Oferta e dos riscos a ela inerentes.

Para a obtenção de maiores informações sobre a Oferta, bem como cópias do Contrato de Distribuição, do Contrato de Estabilização e dos demais documentos relativos à Oferta, os investidores interessados deverão dirigir-se à CVM, nos seguintes endereços: (i) Rua Sete de Setembro, 111, 5º andar, Rio de Janeiro – RJ, tel.: (21) 3233-8686 ou (ii) Rua Cincinato Braga, nº 340, São Paulo – SP, tel.: (11) 2146-2000, ou contatar as Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados abaixo:

INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DA OFERTA

Coordenadores da Oferta

Coordenador Líder
Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.064, 12º, 13º e 14º andares (parte)
01451-000, São Paulo, SP
Site: http://br.credit-suisse.com/ofertas
At.: Sr. Denis Jungerman
Tel.: (11) 3841-6800
Fax: (11) 3841-6912

Coordenadores
Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.
Av. Presidente Juscelino Kubitschek, n.º 510, 6º andar
04543-000, São Paulo, SP
Site: http://www2.goldmansachs.com/worldwide/brazil/ipo/brazilian_offerings.html
At.: Sr. Antonio Pereira
Tel.: (11) 3371-0700
Fax: (11) 3371-0704

Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Av. Paulista, n.º 1.111, 11º andar
01311-920, São Paulo, SP
Site: www.corporate.citibank.com.br
At.: Sr. Pérsio Dangot
Tel.: (11) 4009-2238
Fax: (11) 2845-2402

Coordenadores Contratados

Banco J.P. Morgan S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 13º andar
04538-905, São Paulo, SP
Site: http://www.jpmorgan.com/pages/jpmorgan/brazil/pt/business/prospectos/hrt
At.: Sra. Patricia Moraes
Tel: (11) 3048-3700
Fax: (11) 3048-3760

Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão
Av. Brigadeiro Faria Lima, 3900, 13º, 14º e 15º andares
04538-132, São Paulo, SP
Site: http://www.db.com/brazil/content/5030_ofertas.htm
At.: Sr. Caio Costa
Tel: (11) 2113-5151
Fax: (11) 2113-5120

Corretoras

Informações das Corretoras participantes da Oferta, conforme indicadas no Aviso ao Mercado. Informações adicionais sobre as Corretoras poderão ser obtidas no website da BM&FBOVESPA (www.bmfbovespa.com.br).

OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA

Não existem empréstimos em aberto concedidos pelos Coordenadores da presente Oferta à Companhia, seus acionistas controladores ou sociedades controladas pela Companhia vinculados à presente Oferta. Para informações adicionais sobre outras operações envolvendo a Companhia e os Coordenadores da presente Oferta, veja a seção "Informações Relativas à Oferta - Relacionamento entre a Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta" na página 110 deste Prospecto.

APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS

COORDENADOR LÍDER

Fundado em 1856, a estratégia do Credit Suisse é atuar no mercado com uma estrutura de negócios integrada e centrada no cliente. O Credit Suisse oferece aos seus clientes uma completa linha de produtos e serviços por meio de suas três divisões principais de negócios: *private banking*, banco de investimentos e *asset management*. O Credit Suisse procura estabelecer parcerias de longo prazo e desenvolver soluções financeiras inovadoras para atender às necessidades de seus clientes.

O Credit Suisse está presente em mais de 50 países com mais de 46 mil funcionários de aproximadamente 100 diferentes nacionalidades. As ações de emissão do Credit Suisse Group (CSGN) são negociadas na Suíça (SWX) e na forma de *American Depositary Shares* (CS) em Nova York (NYSE). As classificações de risco de longo prazo do Credit Suisse Group são: Moody's Aa2, Standard & Poor's A+, Fitch Ratings AA-. Em 1998, o Banco de Investimentos Garantia S.A., um dos líderes entre os bancos de investimento no Brasil, foi adquirido pelo Credit Suisse First Boston. Em 16 de janeiro de 2006, as operações globais do Credit Suisse foram unificadas sob uma mesma marca, e a razão social do CSFB passou a ser Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. A solidez do Credit Suisse no Brasil é refletida na classificação de crédito de AAA (bra) em Moeda Nacional – Longo Prazo, atribuída em abril de 2009, pela Fitch Ratings, agência independente de classificação de risco.

O Credit Suisse atua no Brasil com operações de crédito, emissão de ações e títulos, abertura de capital (*IPO*), fusões e aquisições de empresas (*M&A*), corretagem, tesouraria, *private banking* e administração de recursos de terceiros. O objetivo do Credit Suisse é ser o banco preferencial dos melhores empresários, empresas e investidores do Brasil.

Em 1º de novembro de 2007, o Credit Suisse concretizou sua associação com a Hedging-Griffo, adquirindo participação majoritária na referida empresa. Essa associação foi um passo importante para consolidar a estratégia do Credit Suisse de prover soluções integradas, solidificando sua posição entre os grandes bancos do País.

Na área de investment banking, o Credit Suisse tem vasto conhecimento local e experiência significativa em fusões e aquisições, emissão de ações e instrumentos de dívida, mantendo a liderança consolidada nessa área no Brasil.

- Líder no Ranking de Emissão de Ações do Brasil de 2005 a 2007 e segundo lugar em 2008, de acordo com Securities Data Co.
- Líder no Ranking de Oferta Pública Inicial (IPO) do Brasil de 2005 a 2008, de acordo com Securities Data Co.
- Líder no Ranking de Fusões e Aquisições do Brasil de 2006 a 2008, de acordo com Securities Data Co.

- O Credit Suisse foi eleito eleito "Best Investment Bank in Latin America" (Revista Latin Finance, fevereiro de 2008) pelo quarto ano consecutivo e "Best M&A House" (2008). Também foi eleito em 2008 o melhor banco de investimentos dos últimos 20 anos pela Revista Latin Finance.

O banco também desempenhou papel de liderança em duas operações às quais a revista se referiu como as "Melhores Operações" das últimas duas décadas. São elas a aquisição da Inco pela Companhia Vale do Rio Doce por US$19,2 bilhões em 2006, financiada pela oferta de títulos internacionais da Companhia Vale do Rio Doce no valor de US$3,75 bilhões em duas *tranches* e por uma oferta local em reais, ambas lideradas pelo Credit Suisse, e o IPO da BOVESPA em 2007, no valor de US$3,2 bilhões.

O Credit Suisse conquistou esses prêmios logo após ter sido eleito pela Revista Latin Finance como o "Melhor Banco de Investimentos", "*Best Bond House*" e "*Best Equity House*" na América Latina em 2007 (o terceiro ano consecutivo em que o Credit Suisse obteve o título de "Melhor Banco de Investimentos" e a segunda vez consecutiva "*Best Equity House*").

Além dos prêmios concedidos à instituição, o Credit Suisse foi aclamado pelas posições de destaque que ocupou na premiação "*Deals* do Ano" da Revista Latin Finance em 2007, incluindo a oferta pública inicial de ações de emissão da BOVESPA, atualmente denominada BM&FBOVESPA, no valor de US$3,2 bilhões, eleita a "Melhor Emissão de Ações Primárias", e a oferta de US$1,0 bilhão para Usiminas, eleita a "Melhor Oferta *Follow-On*".

O Credit Suisse é líder também em corretagem, mercado no qual movimentou US$130,9 bilhões em 2008, segundo a BM&FBOVESPA.

Além disso, no que tange à responsabilidade cultural e social, ao longo de 2008 e 2009, o Credit Suisse e suas subsidiárias direcionaram e continuarão direcionando recursos para projetos culturais e sociais. Destacamse, entre os projetos e instituições apoiados, a OSESP (Orquestra Sinfônica do Estado de São Paulo), a OSB (Orquestra Sinfônica Brasileira), a Pinacoteca do Estado de São Paulo, o Museu de Arte Moderna de São Paulo, a Sociedade Cultura Artística e a TUCCA (Associação para Crianças e Adolescentes com Câncer). O suporte a essas iniciativas apoia-se na convicção de que o Credit Suisse deve participar de ações que contribuam tanto para o retorno a seus acionistas, clientes e funcionários quanto para o desenvolvimento cultural e social do Brasil.

COORDENADORES

Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

O Goldman Sachs é uma instituição financeira global com destacada atuação em fusões e aquisições, coordenação de oferta de ações, serviços de investimento, investimentos de carteira própria e análise de empresas, prestando em todo o mundo uma ampla gama de serviços a empresas, instituições financeiras, governos e indivíduos de patrimônio pessoal elevado. Fundado em 1869, o Goldman Sachs tem sua sede global em Nova York, com escritórios também em Londres, Frankfurt, Tóquio, Hong Kong e outros importantes centros financeiros.

O Goldman Sachs tem três atividades principais:

- Banco de Investimentos: ampla gama de serviços de assessoria financeira e participação em ofertas de valores mobiliários, atendendo grupo de clientes que inclui empresas, instituições financeiras, fundos de investimento, governos e indivíduos;

- Trading e investimentos com recursos próprios: intermediação de operações financeiras tendo como contraparte empresas, instituições financeiras, fundos de investimentos, governos e indivíduos. Além disso, o Goldman Sachs investe seus recursos, diretamente, em renda fixa e produtos de renda variável, câmbio, commodities e derivativos de tais produtos, bem como realiza investimentos diretamente em empresas e por meio de fundos que são captados e geridos pelo banco;

- Investment Management: assessoria e serviços de planejamento financeiro, bem como produtos de investimentos (por meio de contas e produtos geridos separadamente, tais como fundos de investimentos) em todas as classes de ativos para investidores institucionais e indivíduos no mundo inteiro, provendo também serviços de prime brokerage, financiamento e empréstimo de ativos para clientes institucionais, incluindo hedge funds, fundos de investimento abertos, fundos de pensão e fundações, e para indivíduos de patrimônio pessoal elevado.

Com representação em São Paulo desde meados da década de 90, o Goldman Sachs ampliou suas operações locais e, mais recentemente, estruturou um banco múltiplo, uma corretora de títulos e valores mobiliários e uma administradora de carteiras de valores mobiliários (asset management). Atualmente, a plataforma brasileira inclui atividades de carteira de banco de investimento, operações com recursos próprios, nas áreas de renda variável e FICC (renda fixa, câmbio e commodities), serviços de asset management e private banking, dentre outras. Mais de 200 pessoas trabalham atualmente no escritório de São Paulo.

Em particular, na área de banco de investimentos, o Goldman Sachs acredita que tem vasto conhecimento local e experiência comprovada em fusões e aquisições, emissão de ações e instrumentos de dívida.

- Líder no Ranking de Fusões e Aquisições em 2008 de acordo com a ANBIMA; e

- Eleito o melhor banco de M&A no Brasil pela Euromonitor (2003-2006).

Goldman Sachs também tem desempenhado importante papel em ofertas de destaque realizadas no mercado brasileiro, tais como a coordenação da oferta pública inicial de ações da BOVESPA em 2007 (US$3,7 bilhões) e, mais recentemente, a participação na oferta pública inicial de ações da Visanet (US$ 4,3 bilhões), uma das maiores operações dessa espécie já feitas no Brasil.

Citi

O Citi é uma empresa pertencente ao conglomerado financeiro do Citigroup Inc, (Grupo Citi), que está presente em mais de 140 países. No Brasil, o Citibank está presente desde 1915, atende

diretamente a mais de 400 mil contas de clientes e possui mais de 6 milhões de cartões de crédito emitidos.

O Citi foi reativado em 2006, tendo como principais atividades operar em sistema mantido pela BM&FBOVESPA, comprar e vender títulos e valores mobiliários, por conta de terceiros ou por conta própria, encarregar-se da distribuição de valores mobiliários no mercado, administrar recursos de certificados, manter serviços de ações escriturais, emitir certificados de depósito de ações e cédulas pignoratícias de debêntures e emprestar valores mobiliários para venda (conta margem). Em fevereiro de 2009, o Citi adquiriu a Intra S.A. Corretora de Câmbio e Valores, com mais de 15.000 contas ativas de clientes. Com essa aquisição, o Citi ampliou o mercado de atuação e passou a se dedicar também ao segmento de varejo. Em 5 de dezembro de 2009, a Infra S.A. Corretora de Câmbio e Valores foi incorporada pelo Citi.

O Citi tem atuado no segmento de mercado de capitais, tendo participado, recentemente, como coordenador nas ofertas públicas de ações de emissão da Gafisa S.A., no valor de R$1.171 milhões (março de 2007), Redecard S.A., no valor de R$4.643 milhões (agosto de 2007), BR Malls Participações S.A, no valor de R$664 milhões (novembro de 2007), Redecard S.A., no valor de R$1.217 milhões (março de 2008), Hypermarcas S.A., no valor de R$612 milhões (maio de 2008, Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA, no valor de R$460 milhões (maio de 2008), Vale S.A., no valor de R$19,4 bilhões (agosto de 2008), Redecard S.A., no valor de R$2.213 milhões (março de 2009), BR Malls Participações S.A., no valor de R$836 milhões (julho de 2009), EDP-Energias do Brasil S.A., no valor de R$442 milhões (novembro de 2009), Hypermarcas S.A., no valor de R$ 1,2 bilhão (abril de 2010) , Banco do Brasil S.A., no valor de R$9,8 bilhões (agosto de 2010) e Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, valor de R$120,2 bilhões (setembro de 2010).

COORDENADORES CONTRATADOS

J.P. Morgan

O J.P. Morgan está presente no Brasil desde a década de 60. Em setembro de 2000, como resultado da fusão entre o J.P. Morgan e o Banco Chase Manhattan S.A., consolidou-se como um banco de atacado e de investimentos. No começo de 2004, a holding J.P. Morgan Chase & Co. adquiriu o Bank One Corp., o que aumentou a presença da instituição financeira nas regiões do meio-oeste e sudoeste dos Estados Unidos e também fortaleceu a atuação no segmento de cartões de crédito.

No Brasil, o J.P. Morgan atua em diversas áreas. O *Investment Banking* oferece assessoria em finanças corporativas com relação a fusões e aquisições, reestruturações corporativas, emissão de títulos de dívida no mercado internacional, emissão de ações e gerenciamento de riscos financeiros, entre outros; *Local Markets, Sales & Trading* oferece produtos de tesouraria a clientes corporativos e institucionais; *Equities* disponibiliza serviços de corretora, *market-maker*, subscrições e operações com derivativos e de *american depositary receipts*; *Private Bank* assessora investimentos a pessoa física de alta renda; *Treasury and Securities Services* oferece serviços de pagamento e recebimento, liquidação e administração de investimentos.

O J.P. Morgan faz parte do J.P. Morgan Chase & Co. (NYSE: JPM), uma instituição financeira com atuação global e ativos de aproximadamente US$2,0 trilhões em 31 de dezembro de 2009, segundo relatórios financeiros divulgados aos investidores. O J.P. Morgan atua com empresas, investidores institucionais, *hedge funds*, governos e indivíduos afluentes em mais de 100 países, conforme informação disponibilizada no *website* do J.P. Morgan Chase & Co.

Em 2008, foi o primeiro banco na história a consolidar as posições de liderança mundial nos mercados de Fusões e Aquisições, Emissão de Dívida e Emissão de Ações, segundo dados da Dealogic e Thomson.

No mercado de Emissão de Ações especificamente, o J.P. Morgan é o líder mundial desde 2007, segundo as classificações da Dealogic para ofertas de produtos de *global equity* e *equity-linked*. Essa liderança e a posição do J.P. Morgan estão refletidas nas premiações obtidas, tendo recebido um número recorde de 8 prêmios da revista IFR, que resumiu seu artigo mencionando que nunca durante a longa história da premiação um banco foi tão dominante. O J.P. Morgan também foi a única instituição financeira a ser escolhida como uma das empresas mais influentes do mundo pela publicação Business Week.

Por dois anos consecutivos, 2008 e 2009, o J.P. Morgan foi escolhido pela publicação Latin Finance como o "Best Equity House in Latin America". Essa premiação reflete a posição do J.P. Morgan na liderança da maior parte das mais relevantes transações da região como as ofertas da Visanet, Cemex,Brasil Foods, Natura, Vale, Fleury e Petrobras, entre outras. Essa posição de liderança no Brasil e América Latina é respaldada por uma plataforma de produtos completa, incluindo dívida conversível, bem como uma força de vendas mundial que colocou em 2009 US$303 bilhões em ações em 395 transações, 39% a mais que o segundo colocado.

Em 2009, o J.P. Morgan recebeu o prêmio "Best Investment Bank in Latin America", enquanto que em 2008, o banco recebeu o prêmio "Best M&A House in Latin America", ambos concedidos pela Latin Finance. Os constantes investimentos realizados pelo J.P. Morgan em sua equipe de equity research renderam à instituição, também em 2009, o prêmio "#1 Equity Research Team in Latin America" concedido pela Institutional Investor. Além destes, nos últimos anos, o J.P. Morgan recebeu os prêmios "Bank of the Year", "Equity House of the Year", "Bond House of the Year", "Derivatives House of the Year", "Loan House of the Year", "Securitization House of the Year", "Leveraged Loan House of the Year", "Leveraged Finance House of the Year", "High-Yield Bond House of the Year", "Financial Bond House of the Year", "Latin America Bond House of the Year", concedidos pela International Financing Review.

Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão

O Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão ("Deutsche Bank") atua no Brasil desde 1911. Com sede em São Paulo, o Deutsche Bank atua como banco múltiplo oferecendo um amplo leque de serviços e produtos financeiros para clientes corporativos. Os clientes do Deutsche Bank são companhias multinacionais, grandes empresas, instituições financeiras e estatais, com responsabilidades que necessitam de soluções bancárias.

Atualmente, o grupo Deutsche Bank oferece seus serviços em mais de 70 países, conta com mais de 77 mil colaboradores e é uma das maiores instituições financeiras do mundo, tendo sido eleito pela revista Euromoney como Best Equity House na América do Norte, Best Foreign Exchange House, Best Global Risk Management House e Best Bank na Alemanha em 2009.

O Deutsche Bank tem atuado no segmento de Mercado de Capitais, tendo participado, recentemente, como coordenador nas ofertas de ações do Banco do Brasil (R$3.061 milhões), da PDG Realty S.A. (R$630 milhões), da Klabin Segall S.A. (R$484 milhões), como coordenador internacional na oferta de ações da BM&F (R$5.203 milhões) e como coordenador contratado nas ofertas de ações da JBS S.A. (R$1.600 milhões), do Banco Santander Brasil S.A. (R$13.182 milhões), da Natura Cosméticos S.A. (R$1.505 milhões), da Hypermarcas S.A. (R$793 milhões), da Bovespa Holding (R$5.761 milhões), da Estácio Participações (R$447 milhões), da Log-In – Logística Intermodal S.A. (R$745 milhões), da Metalfrio Solutions (R$394 milhões), da São Martinho (R$368 milhões), entre outras ofertas.

No acumulado do primeiro trimestre de 2010, o Deutsche Bank ocupou a primeira posição no ranking de operações de Fusões e Aquisições fechadas, tendo assessorado o montante equivalente a 10,9 bilhões de reais de acordo com a ANBIMA.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação	HRT Participações em Petróleo S.A., sociedade por ações, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 10.629.105/0001-68.
Sede	Nossa sede social está localizada na Avenida Atlântica, nº 1.130, 10º Andar – parte, Copacabana, Rio de Janeiro – RJ.
Diretoria de Relações com Investidores	A Diretoria de Relações com Investidores da Companhia está localizada na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Avenida Atlântica, nº 1.130, 10º andar, Copacabana. O Diretor Presidente e de Relações com Investidores é o Sr. Marcio Rocha Mello. O telefone do departamento de relações com investidores da Companhia é (21) 2105-9745 e o e-mail é ri@hrt.com.br.
Auditores Independentes	Ernst &Young Auditores Independentes S.S.
Banco Escriturador	Banco do Brasil S.A.
Títulos e Valores Mobiliários Emitidos	Nossas ações serão listadas no segmento Novo Mercado da BM&FBOVESPA, no qual serão negociadas sob o código "HRTP3".
Jornais nos quais divulgamos nossas informações	Nossas publicações são realizadas em atendimento à Lei das Sociedades por Ações no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no Jornal Valor Econômico.
***Website* na Internet**	www.hrt.com.br. As informações constantes do *website* da Companhia não integram o presente Prospecto e não devem ser a ele incorporadas por referência.

Informações Adicionais

Informações ou esclarecimentos sobre nossa Companhia e a Oferta poderão ser obtidos junto (i) à nossa **Companhia**, em nossa sede social ou em nosso *website*: www.hrt.com.br; (ii) aos Coordenadores da Oferta nos endereços indicados neste Prospecto ou nos seus respectivos websites indicados a seguir: http://br.credit-suisse.com/ofertas; http://www2.goldmansachs.com/worldwide/brazil/ipo/brazilian_offerings.html; www.corporate.citibank.com.br; (iii) aos **Coordenadores Contratados**, www.jpmorgan.com e http://www.db.com/brazil/content/5030_ofertas.htm; (iv) à **BM&FBOVESPA**, em seu *website*: http://www.bmfbovespa.com.br/; ou (v) à **CVM**, na Rua Sete de Setembro, n.º 111, 5º andar, na cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, ou na Rua Cincinato Braga, n.º 340, 2º andar, na cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, ou em seu *website*: www.cvm.gov.br - neste *website* acessar, em "acesso rápido", o item "ITR, DFP, IAN, IPE, FC, FR e outras Informações" e digitar "HRT" no campo disponível. Em seguida, acessar "HRT" e, posteriormente, "Prospecto de Distribuição Pública". No *website*, acessar "download" em "Prospecto Preliminar".

As informações constantes de nossa página na rede mundial de computadores (internet) não são partes integrantes deste Prospecto e não são a ele incorporadas por referência.

IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

1. COMPANHIA

HRT Participações em Petróleo S.A.
Avenida Atlântica, nº 1.130, 10º Andar – parte
22021-000, Rio de Janeiro – RJ.
At.: Sr. Marcio Rocha Mello
Diretor Presidente e de Relações com Investidores
Tel: (21) 2105-9745
Fax: (21) 2105-9713
E-mail: ri@hrt.com.br
http://www.hrt.com.br

A Declaração da Companhia para fins de artigo 56 da Instrução CVM 400 encontram-se anexa a este Prospecto na página 685.

2. COORDENADORES E COORDENADORES CONTRATADOS

2.1. Coordenador Líder

Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.064, 12º, 13º e 14º andares (parte)
01451-000, São Paulo, SP
Site: http://br.credit-suisse.com/ofertas
At.: Sr. Denis Jungerman
Tel.: (11) 3841-6800
Fax: (11) 3841-6912

2.2. Coordenadores da Oferta

Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.
Av. Presidente Juscelino Kubitschek, n.º 510, 6º andar
04543-000, São Paulo, SP
Site: http://www2.goldmansachs.com/worldwide/brazil/ipo/brazilian_offerings.html
At.: Sr. Antonio Pereira
Tel.: (11) 3371-0700
Fax: (11) 3371-0704

Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Av. Paulista, n.º 1.111, 11º andar
01311-920, São Paulo, SP
Site: www.corporate.citibank.com.br
At.: Sr. Pérsio Dangot
Tel.: (11) 4009-2238
Fax: (11) 2845-2402

2.3. Coordenadores Contratados

Banco J.P. Morgan S.A. ("J.P. Morgan")
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 13º andar
04538-905, São Paulo, SP
Site: www.jpmorgan.com/pager/jpmorgan/brazil/pt/business/prospectos/hrt
At.: Sra. Patricia Moraes
Tel: (11) 3048-3700
Fax: (11) 3048-3760

Deutsche Bank S.A. – Banco Alemão ("Deutsche Bank")
Av. Brigadeiro Faria Lima, 3900, 13º, 14º e 15º andares
04538-132, São Paulo, SP
Site: http://www.db.com/brazil/content/5030_ofertas.htm
At.: Sr. Caio Costa
Tel: (11) 2113-5151
Fax: (11) 2113-5120

3. CONSULTORES LEGAIS

3.1. Da Companhia para Direito Brasileiro

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. & Quiroga Advogados
Al. Joaquim Eugênio de Lima, n.º 447
01403-001, São Paulo - SP
At.: Sr. José Eduardo Carneiro Queiroz
Tel.: (11) 3147-7600
Fax: (11) 3147-7770
E-mail: jeduardo@mattosfilho.com.br
http://www.mattosfilho.com.br

3.2. Da Companhia para Direito dos Estados Unidos

Milbank, Tweed, Hadley & McCloy LLP
Av. Paulista, 1079
01311-200, São Paulo - SP
At.: Sr. André Béla Jánszky
Tel.: (11) 2787 6282
Fax: (11) 2787 6469
E-mail: ajanszky@milbank.com
http://www.milbank.com

3.3. Dos Coordenadores para Direito Brasileiro

Pinheiro Neto Advogados
Rua Hungria, n.º 1.100
01455-000, São Paulo - SP
At.: Sra. Daniela Anversa Sampaio Doria
Tel: (11) 3247-8400
Fax: (11) 3247-8600
E-mail: danversa@pn.com.br
http://www.pinheironeto.com.br

3.4. Dos Coordenadores para Direito dos Estados Unidos

Simpson Thacher & Bartlett LLP
Av. Pres. Juscelino Kubitschek 1455, 12º andar
04543-011, São Paulo – SP
At.: Sr. S. Todd Crider
Tel: (11) 3546-1003
Fax: (11) 3546-1002
E-mail: tcrider@stblaw.com
http://www.stblaw.com

4. AUDITORES

Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
Praia de Botafogo, 300, 13º andar
22250-040, Rio de Janeiro – RJ
At.: Sr. Mauro Moreira
Tel: (21) 2109-1400
E-mail: mauro.moreira@br.ey.com.br
http://www.ey.com.br

FATORES DE RISCO RELACIONADOS À OFERTA E RISCOS RELACIONADOS ÀS NOSSAS AÇÕES

Ao considerar a possibilidade de investimento nas Ações, os investidores deverão analisar cuidadosamente todas as informações contidas no Formulário de Referência (sobretudo os fatores de risco descritos nos itens "4" e "5"), nas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas anexas a este Prospecto e os fatores de risco descritos abaixo.

Um mercado ativo e líquido para as nossas ações ordinárias poderá não se desenvolver

Não há, atualmente, um mercado ativo e líquido para as nossas ações ordinárias. Não podemos prever se um mercado para nossas ações ordinárias irá se desenvolver na BM&FBOVESPA ou, caso se desenvolva, se o mesmo irá proporcionar liquidez suficiente para as nossas ações ordinárias. Mercados de negociação ativos e líquidos geralmente resultam em menos volatilidade de preços e maior eficiência na realização de ordens de compra e venda de investidores. O preço de mercado de nossas ações ordinárias pode variar significativamente como resultado de vários fatores, alguns dos quais estão além de nosso controle. No caso de queda no preço de mercado de nossas ações ordinárias, os investidores poderão perder uma parte substancial ou todo o seu investimento em nossas ações ordinárias.

A volatilidade e falta de liquidez do mercado de capitais brasileiro pode limitar substancialmente a capacidade de venda de ações ordinárias ao preço e tempo desejáveis pelos investidores

O investimento em valores mobiliários negociados em países de economia emergente, tais como o Brasil, envolve frequentemente um maior grau de risco se comparado a investimentos em valores mobiliários de empresas localizadas em mercados de títulos internacionais. O mercado de capitais brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e geralmente mais volátil do que alguns mercados internacionais, como o dos Estados Unidos. Em 30 de junho de 2010, a BM&FBOVESPA representou uma capitalização do mercado de aproximadamente R$2,0 trilhões, com um volume médio diário de R$6,6 bilhões durante o período de 1º de janeiro de 2010 a 30 de junho de 2010. O mercado de capitais brasileiro é significativamente concentrado. As principais ações negociadas na BM&FBOVESPA foram responsáveis por 49,78% do volume total de ações negociadas nessa bolsa durante o período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010. Essas características podem limitar consideravelmente a capacidade do investidor de vender nossas ações ordinárias ao preço e no momento desejados, o que pode ter um efeito adverso significativo sobre a cotação das nossas ações ordinárias. Além disso, o preço por ação ordinária, a ser fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, pode diferir do preço de mercado de nossas ações ordinárias quando da conclusão dessa oferta.

Nossos acionistas podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio

Prevemos que não estaremos em posição de distribuir dividendos ou juros sobre capital próprio aos nossos acionistas em um futuro próximo, dada a aplicação intensiva de capital nas atividades de E&P de óleo e gás natural, bem como do estágio inicial de nossas operações. Nosso estatuto social

estabelece o dividendo mínimo obrigatório de 0,001% de nosso lucro líquido ajustado, na forma de dividendos e/ou juro sobre capital próprio, calculado de acordo com o previsto na Lei das Sociedades por Ações. A distribuição de dividendos depende, especialmente, da existência de lucro líquido. Além disso, a distribuição de dividendos está sujeita a aprovação da nossa assembleia geral, conforme previsto em nosso estatuto social e na Lei das Sociedades por Ações. Não obstante a existência de dividendo mínimo obrigatório em nosso estatuto social, nosso Conselho de Administração poderá optar por não distribuir dividendos aos nossos acionistas em qualquer exercício social, na hipótese em que tais distribuições não sejam aconselháveis, à luz da condição financeira da companhia. Consequentemente, os titulares de nossas ações ordinárias podem não receber dividendos ou juros sobre capital próprio.

Após a Oferta, não haverá nenhum acionista detentor de mais de 50% das ações representativas de nosso capital social, o que pode nos tornar suscetíveis a alterações repentinas no decorrer de nossas atividades, alianças ou conflitos entre acionistas, bem como a outros eventos derivados da ausência de um acionista controlador ou grupo de acionistas controladores

Após a Oferta, não teremos um acionista ou grupo de acionistas detentores de mais de 50% das ações representativas de nosso capital social. No Brasil não há prática consagrada de companhias abertas sem um acionista controlador definido. Alianças ou acordos entre acionistas poderão ser criados, o que pode resultar no exercício de controle da Companhia por tais acionistas. Nesta hipótese, poderemos sofrer alterações repentinas e inesperadas em nossas políticas e estratégias corporativas, inclusive, por exemplo, substituição de nossos conselheiros e diretores. Além disso, podemos nos tornar mais vulneráveis a tentativas hostis de aquisição, e quaisquer conflitos resultantes. A ausência de um acionista controlador detentor de mais de 50% de nosso capital social votante significa que não há como garantir que as nossas estratégias ou planos de negócios serão implantados. Qualquer acionista que adquirir controle sobre nós poderá alterar significativamente o curso de nossos negócios e atividades.

A ausência de um acionista ou grupo de acionistas detentores de mais de 50% das ações representativas de nosso capital social pode ser um fator motivador de dificuldades em determinados processos decisórios no curso de nossas atividades, na medida em que o quorum mínimo exigido em lei para determinadas matérias pode não ser obtido. Qualquer alteração repentina ou inesperada em nossa administração, nossa estratégia ou nosso Plano de Negócios, qualquer tentativa de aquisição forçada ou qualquer disputa entre acionistas podem afetar negativamente a Companhia e o preço de nossas ações ordinárias.

Vendas substanciais das ações ordinárias de nossa emissão depois da Oferta poderão causar uma redução no preço das ações ordinárias de nossa emissão.

Nós e os nossos administradores e acionistas identificados nas seções "Sumário da Oferta – Restrições à Negociação de Ações (*Lock Up*)", na página 77 deste Prospecto, e "Informações sobre a Oferta – Restrições à Negociação de Ações (*Lock Up*)", na página 90 deste Prospecto concordamos, observadas determinadas exceções, em não emitir, oferecer, vender, contratar a venda, empenhar, emprestar, conceder qualquer opção de compra ou de qualquer modo alienar,

direta ou indiretamente, por um período que varia de 180 a 270 dias (conforme explicitado nos respectivos contratos assinados com os Agentes de Colocação Internacional) a contar da data de publicação no Brasil do Anúncio de Início desta Oferta, quaisquer ações ordinárias ou quaisquer títulos conversíveis ou permutáveis em ações ordinárias, ou que representem direito a ações ordinárias detidas por nós imediatamente após a data de publicação, no Brasil, do Anúncio de Início desta Oferta. Tais pessoas concordaram, ainda, em não firmar nenhum contrato de swap ou outro contrato que venha a transferir a terceiro, em parte ou no todo, quaisquer dos proventos financeiros da titularidade das ações, por um período que varia de 180 a 270 dias (conforme explicitado nos respectivos contratos assinados com os Agentes de Colocação Internacional) desde a publicação, no Brasil, do Anúncio de Início desta Oferta. Uma vez expiradas as restrições, nossas ações ordinárias estarão disponíveis para venda.

Além disso, segundo o regulamento do Novo Mercado, os membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria não poderão vender e ou ofertar a venda nossas ações ordinárias ou derivativos atrelados às nossas ações ordinárias, que detenham imediatamente após a oferta, por um período de seis meses após a Oferta. Findo esse período inicial de seis meses, tais pessoas não poderão vender e ou ofertar a venda, por mais seis meses, mais de 40% das ações ordinárias de nossa emissão (ou derivativos atrelados a tais ações) e detidas por eles imediatamente após a oferta. No caso de decidirmos emitir novas ações ordinárias ou os titulares de nossas ações ordinárias decidirem vender suas ações, ou se houver uma percepção no mercado de que existe intenção nossa ou desses titulares de vender ações ordinárias ou um volume significativo dessas ações, o valor de mercado das nossas ações ordinárias poderá ser significativamente reduzido.

Para maiores informações acerca do lock up, veja seções "Sumário da Oferta – Restrições à Negociação de Ações (*Lock Up*)", na página 77 deste Prospecto, e "Informações sobre a Oferta – Restrições à Negociação de Ações (*Lock Up*)", na página 90 deste Prospecto.

O investidor provavelmente sofrerá diluição do valor patrimonial de seu investimento em nossas ações ordinárias

Esperamos que o Preço por Ação da Oferta, que é o preço que os investidores pagarão por ação ordinária de nossa emissão no contexto da Oferta, exceda o valor patrimonial por ação. Considerando a diferença de valor entre o Preço por Ação e o valor patrimonial por ação, o valor de seu investimento em nossas ações ordinárias será reduzido imediatamente, resultado da diluição imediata e substancial do valor patrimonial de seus investimentos em nossa Companhia. Além disso, emitimos certos bônus de subscrição aos nossos atuais acionistas que subscreveram nossas ações ordinárias em duas colocações privadas realizadas em 2009. Caso a presente Oferta cumpra com certos requisitos, esses bônus de subscrição darão direito aos atuais acionistas, durante um período de quatro anos após a conclusão desta Oferta, de subscrever um número adicional de ações ordinárias de nossa emissão equivalente à metade do número de ações que haviam subscrito nas duas colocações privadas, ou seja, o equivalente a 977.450 ações de nossa emissão, sendo 435.480 ações na primeira colocação privada e 541.970 ações na segunda colocação privada, a um preço de R$369,59 para os bônus emitidos no âmbito da primeira colocação privada e R$365,67

para os bônus emitidos no âmbito da segunda colocação privada. Caso tais bônus sejam exercidos, os investidores que tenham subscrito ações nesta Oferta sofrerão uma diluição adicional. Para maiores informações, vide a seção "Diluição" na página 135 deste Prospecto, bem como o item 18 do Formulário de Referência.

Podemos vir a necessitar de recursos adicionais no futuro, os quais poderão ser obtidos por meio de novas emissões de valores mobiliários, o que pode resultar na diluição da participação percentual dos nossos acionistas em nossas ações ordinárias

Podemos vir a necessitar de recursos adicionais no futuro através de outra oferta pública ou privada de ações ordinárias ou títulos conversíveis ou permutáveis em ações ordinárias. Quaisquer recursos adicionais captados por meio de distribuição de ações ordinárias ou títulos conversíveis ou permutáveis em ações ordinárias poderão afetar a participação percentual dos nossos acionistas em nossas ações ordinárias.

Estamos realizando uma Oferta de Ações no Brasil, com esforços de vendas no exterior, o que poderá nos deixar expostos a riscos de litígio relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior. Os riscos de litígio relativos a ofertas de valores mobiliários no exterior são potencialmente maiores do que os riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil.

A Oferta compreende, simultaneamente a oferta de Ações realizada no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, por meio de uma distribuição pública primária registrada na CVM, com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos para investidores institucionais qualificados definidos em conformidade com o disposto na Regra 144A do *Securities Act* e para investidores nos demais países (exceto Estados Unidos e Brasil), com base no Regulamento S do *Securities Act* que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento autorizados pelo governo brasileiro. Os esforços de colocação das Ações no exterior nos expõem a normas relacionadas à proteção destes investidores estrangeiros por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Memorandum* e no *Final Offering Memorandum,* inclusive relativos aos riscos de potenciais procedimentos judiciais por parte de investidores em relação a estas questões.

Adicionalmente, somos parte do *Placement Facilitation Agreement* que regula os esforços de colocação das Ações no exterior. O *Placement Facilitation Agreement* apresenta uma cláusula de indenização em favor dos Agentes de Colocação Internacional para indenizá-los no caso de eventuais perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Memorandum* e no *Final Offering Memorandum*. Caso os Agentes de Colocação Internacional venham a sofrer perdas no exterior em relação a estas questões, eles poderão ter direito de regresso contra nós por conta desta cláusula de indenização.

Finalmente, informamos que o *Placement Facilitation Agreement* possui declarações específicas em relação à observância de isenções das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos, as quais, se descumpridas, poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais.

Em cada um dos casos indicados acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra nós no exterior. Estes procedimentos no exterior, em especial nos Estados Unidos, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos Estados Unidos para o cálculo das indenizações devidas nestes processos. Além disso, devido ao sistema processual dos Estados Unidos, as partes envolvidas em um litígio são obrigadas a arcar com altos custos na fase inicial do processo, o que penaliza companhias sujeitas a tais processos mesmo que fique provado que nenhuma improbidade foi cometida. Uma condenação em um processo no exterior em relação a incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Memorandum* e/ou no *Final Offering Memorandum*, poderá causar um efeito material adverso nas nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais.

A participação de Pessoas Vinculadas na Oferta poderá ter um impacto adverso na liquidez das Ações e impactar a definição do Preço por Ação.

O Preço por Ação será determinado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*. Nos termos da regulamentação em vigor, caso a demanda verificada na Oferta seja inferior a quantidade de ações da Oferta base acrescida de 1/3, serão aceitas no Procedimento de *Bookbuilding* intenções de investimento de Pessoas Vinculadas que sejam consideradas Investidores Institucionais, limitados ao percentual máximo de 15% da Oferta, o que poderá ter um impacto adverso na liquidez esperada das Ações e na definição do Preço por Ação.

Portanto, o Preço por Ação poderá diferir dos preços que prevalecerão no mercado após a conclusão da Oferta.

Os interesses dos diretores e, em alguns casos excepcionais, dos nossos empregados podem ficar excessivamente vinculados à cotação das nossas ações, uma vez que lhe são outorgadas opções de compra ou de subscrição de ações de nossa emissão.

Temos Plano de *Stock Option* para aquisição de ações de emissão da Companhia, com os quais buscamos estimular a melhoria na nossa gestão e a permanência dos nossos executivos, visando ganhos pelo comprometimento com os resultados de longo prazo e ao desempenho de curto prazo.

O fato dos nossos diretores e empregados e de nossas sociedades controladas poderem receber opções de compra ou de subscrição de ações de nossa emissão a um preço de exercício inferior ao preço de mercado das nossas ações pode levar tais pessoas a ficarem com seus interesses excessivamente vinculados à cotação das nossas ações, o que pode causar um impacto negativo aos nossos negócios.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Com base no Preço por Ação de R$1.200,00, que é o ponto médio da faixa indicativa de preços indicada na capa deste Prospecto, estimamos que os recursos líquidos provenientes da Oferta serão da ordem de aproximadamente R$1.852,6 milhões, após a dedução das comissões de distribuição da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais.

A tabela abaixo resume os percentuais aproximados das destinações que pretendemos dar aos recursos líquidos (após a dedução de comissões da Oferta) provenientes da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais:

Destinação		**Percentual Estimado (%)**	**Valor Estimado [(1)]**
			(em R$ milhões)
Desembolsos de capital relacionados ao nosso programa exploratório	Bacia do Solimões, no Brasil (*onshore*)	29,0	R$537,2
	Sub-Bacia de Walvis e Sub-Bacia de Orange, na Namíbia (*offshore*)	12,0	R$222,3
	Bacias maduras, no Brasil (Recôncavo, Espírito Santo e Rio do Peixe - *onshore*)	1,0	R$18,5
Desembolsos relacionados ao nosso programa de desenvolvimento e infraestrutura	Bacia do Solimões, no Brasil (*onshore*)	46,0	R$852,2
	Sub-Bacia de Walvis e Sub-Bacia de Orange, na Namíbia (*offshore*)	3,0	R$55,6
	Bacias maduras, no Brasil (Recôncavo, Espírito Santo e Rio do Peixe - *onshore*)	1,0	R$18,5
	Outros projetos	8,0	R$148,2
	Total	**100,0%**	**R$1.852,6**

(1) Com base no Preço por Ação de R$1.200,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.

A destinação dos recursos acima descrita está baseada nas projeções e análises de nosso Plano de Negócios. Mudanças das condições de mercado e do momento da destinação dos recursos poderão alterar sua destinação dos recursos estabelecida na data deste Prospecto.

Não existe, no momento desta oferta, previsão para utilização de recursos da empresa na aquisição de novos blocos exploratórios, não obstante, dependendo da decisão a ser tomada pela ANP, a empresa tenha a intenção de participar de eventuais novas rodadas. A destinação dos recursos obtidos na Oferta obedecerá às indicações apontadas no nosso Plano de Negócios aprovado pelo Conselho de Administração.

Para informações adicionais acerca do impacto dos recursos líquidos decorrente da Oferta na nossa condição financeira, veja a seção "Capitalização", na página 134 deste Prospecto.

Um acréscimo (redução) de R$1,00 no preço de R$1.200,00 por Ação, que é o ponto médio da faixa indicativa de preços constante da capa deste Prospecto, acarretaria um acréscimo (diminuição) de R$1.543.796,35 nos recursos líquidos advindos da Oferta.

Não recebemos recursos da Oferta Secundária, caso as Ações Adicionais sejam vendidas pelos Acionistas Vendedores.

CAPITALIZAÇÃO

A tabela a seguir apresenta nosso caixa e equivalentes de caixa consolidado, os nossos empréstimos e financiamentos consolidados totais e o patrimônio líquido consolidado em 30 de junho de 2010 e conforme ajustado para refletir os recursos líquidos a serem obtidos com a Oferta, após a dedução das comissões decorrentes da mesma, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais. As informações descritas abaixo foram extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2010.

O investidor deve ler a tabela em conjunto com a seção "Apresentação e Resumo das Informações Financeiras e Operacionais" deste Prospecto, com o item 10.1 do Formulário de Referência anexo a este Prospecto, a partir das páginas 29 e A-143, respectivamente, bem como com as demonstrações financeiras da Companhia anexas a este Prospecto.

	Em 30 de junho de 2010			
	Real	**Em % da capitalização total**	**Ajustado [3]**	**Em % da capitalização total**
	(em R$ milhões)			
Caixa e equivalentes de caixa	**251,6**	**62,02%**	**2.104,2**	**93,18%**
Empréstimos e financiamentos de curto prazo [1]	2,4	0,59%	2,4	0,11%
Empréstimos e financiamentos de longo prazo [1]	0,0	0,0%	-	0,00%
Patrimônio líquido	403,3	99,41%	2.255,8	99,89%
Capitalização total[2]	**405,7**	**100,00%**	**2.258,2**	**100,0%**

(1) O Endividamento da Companhia é representado pela soma do saldo das contas de Empréstimos e Financiamentos.
(2) Corresponde à soma do total dos empréstimos e financiamentos consolidados de curto prazo e longo prazo e total do patrimônio líquido consolidado em 30 de junho de 2010.
(3) Ajustado para refletir os recursos líquidos a serem obtidos com a Oferta, após a dedução das comissões decorrentes da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais.

Um aumento (redução) de R$1,00 no Preço por Ação de R$1.200,00 que é o ponto médio da faixa do Preço por Ação indicada na capa deste Prospecto, aumentaria (reduziria) o valor do nosso patrimônio líquido em R$1.620,0 mil. O valor de nosso patrimônio líquido contábil após a conclusão da Oferta e ajustes decorrentes está sujeito, ainda, a alterações do Preço por Ação, bem como dos termos e condições gerais da Oferta que somente serão conhecidas após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

DILUIÇÃO

Os investidores que participarem desta Oferta sofrerão diluição imediata de seu investimento, calculada pela diferença entre o Preço por Ação pago pelos investidores nesta Oferta e o valor patrimonial contábil por ação imediatamente após a Oferta.

Em 30 de junho de 2010, o valor do nosso patrimônio líquido consolidado era de R$403,3 milhões e o valor patrimonial consolidado por Ação correspondia, na mesma data, a R$157,71 por Ação. Esse valor patrimonial consolidado representa o valor contábil total de nosso patrimônio líquido consolidado dividido pelo número total de ações ordinárias de nossa emissão em 30 de junho de 2010.

Após considerarmos o efeito da venda das ações ordinárias de nossa emissão no contexto da Oferta a um Preço por Ação de R$1.200,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, após dedução das comissões da Oferta, de aproximadamente R$91.444.382,96, a serem pagas por nós, e sem considerar a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opoção do Lote Suplementar, nosso patrimônio líquido estimado em 30 de junho de 2010, seria de aproximadamente R$2.255,8 milhões, representando um valor de R$540,05 por ação. Isto significaria um aumento imediato no valor do nosso patrimônio líquido por ação de R$382,34 para os acionistas existentes, e uma diluição imediata no valor do nosso patrimônio líquido por ação de 55,0% para novos investidores que adquirirem ou subscreverem nossas Ações no âmbito da Oferta. Esta diluição representa a diferença entre o preço por ação pago pelos investidores nesta Oferta e o valor patrimonial contábil por ação imediatamente após a Oferta.

O quadro a seguir ilustra a diluição por Ação, com base em nosso patrimônio líquido em 30 de junho de 2010 e considerando os impactos da realização da Oferta:

	R$
Preço por Ação[(1)]	1.200,00
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010	157,71[(2)]
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010 ajustado pela Oferta	540,05
Aumento no valor patrimonial por Ação para os atuais acionistas	382,34
Diluição por Ação para novos investidores	659,95
Percentual de diluição do valor patrimonial para nossos investidores	**55,0%**

(1) Valor acumulado com base no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Ajustado para considerar o desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010.

O Preço por Ação não guarda relação com o valor patrimonial e será fixado com base no Procedimento de *Bookbuilding*.

BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO

Conforme descrito no quadro 18 do Formulário de Referência, emitimos certos bônus de subscrição aos nossos atuais acionistas que compraram nossas ações ordinárias em duas colocações privadas realizadas em 2009. Caso a presente Oferta cumpra certos requisitos, esses bônus de subscrição darão direito aos atuais acionistas, durante um período de quatro anos após a conclusão desta Oferta, de subscrever um número adicional de ações ordinárias de nossa emissão equivalente à metade do número de ações que haviam subscrito nas duas colocações privadas, ou seja, o equivalente a 977.450 ações de nossa emissão, sendo 435.480 ações na primeira colocação privada e 541.970 ações na segunda colocação privada, a um preço de R$369,59 para os bônus emitidos na primeira colocação privada e R$365,67 para os bônus emitidos na segunda colocação privada. Caso tais bônus sejam exercidos, os investidores que tenham comprado ações nesta Oferta sofrerão uma diluição adicional pela emissão de até 977.450 ações, ao valor total de R$359,1 milhões. Na tabela abaixo, apresentamos o efeito da diluição máxima por Ação que seria causada pelo exercício integral dos referidos bônus, com base em nosso patrimônio líquido em 30 de junho de 2010 e considerando os impactos da realização da Oferta:

	R$
Preço por Ação[(1)]	1.200,00
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010	157,71[(2)]
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010 ajustado pela Oferta e pelos Bônus de Subscrição	507,31
Aumento no valor patrimonial por Ação para os atuais acionistas considerando a Oferta e os Bônus de Subscrição	349,61
Diluição por Ação para novos investidores considerando a Oferta e os Bônus de Subscrição	692,69
Percentual de diluição do valor patrimonial para nossos investidores considerando a Oferta e os Bônus de Subscrição	**57,7%**

(1) Valor acumulado com base no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Ajustado para considerar o desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010.

PLANO DE STOCK OPTION

A Companhia possui um plano de opção de compra de ações de sua emissão ("Plano de *Stock Option*"), conforme descritos no quadro 13 do Formulário de Referência. O Plano de *Stock Option* estabelece os termos e condições gerais para a outorga de opções de compra de ações ordinárias de emissão da Companhia para seus administradores e alguns funcionários-chave da Companhia bem como de outras sociedades sob o seu controle.

As condições específicas para a outorga e exercício das opções para os colaboradores elegíveis da Companhia ("Beneficiários") foram estabelecidas pela Companhia conforme as regras constantes no Plano de *Stock Option*, com base em contratos de opção de compra de ações ("Contrato de Opção") celebrados pela Companhia e os Beneficiários do Plano de *Stock Option*.

De acordo com os limites atualmente previstos no Plano de *Stock Option*, foram outorgadas opções para aquisição ou subscrição de um número de ações que não exceda a 103.420 ações de emissão da Companhia. Nenhuma opção foi exercida até a data deste Prospecto.

Na data deste Prospecto, o exercício de opções no contexto dos Planos de *Stock Option* poderá resultar em uma diluição máxima de 2,4% para os nossos acionistas, considerando a quantidade máxima de ações que podem ser emitidas no âmbito dos Plano de *Stock Option* e após a Oferta (sem considerar a colocação das Ações Adicionais e o exercício da Opção de Lote Suplementar).

O quadro a seguir ilustra a diluição por Ação, com base em nosso patrimônio líquido em 30 de junho de 2010, considerando a Oferta, bem como a outorga e o exercício da totalidade das opções de compra de ações de nossa emissão, nos termos do Plano de *Stock Option*:

	R$
Preço por Ação[(1)]	1.200,00
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010	157,71[(2)]
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010 ajustado pela Oferta e considerando a outorga e o exercício da totalidade das opções decorrentes do Plano de *Stock Option*	527,03
Aumento no valor patrimonial por Ação para os atuais acionistas, considerando a Oferta e a outorga e exercício da totalidade das opções decorrentes do Plano de *Stock Option*	369,32
Diluição por Ação para novos investidores, considerando a Oferta e a outorga e exercício da totalidade das opções decorrentes do Plano de *Stock Option*	672,97
Percentual de diluição do valor patrimonial para nossos investidores, considerando a Oferta e a outorga e exercício da totalidade das opções decorrentes dos Plano de *Stock Option*	**56,1%**

(1) Valor acumulado com base no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Ajustado para considerar o desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010.

Consideramos a adoção, no futuro, de eventuais novos planos de outorga de opções para compra ou subscrição de ações para nossos administradores e empregados. Tais novos planos serão divulgados, se e quando aprovados, nos termos da regulamentação vigente.

Diluição máxima combinada: Oferta, Bônus de Subscrição e Plano de *Stock Option*.

Na tabela abaixo, apresentamos o efeito da diluição máxima por Ação que seria causada pelo exercício integral dos referidos bônus e pela outorga e o exercício da totalidade das opções de compra de ações de nossa emissão, nos termos do Plano de Stock Option, com base em nosso patrimônio líquido em 30 de junho de 2010 e considerando os impactos da realização da Oferta:

	R$
Preço por Ação[1]	1.200,00
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010	157,71[2]
Valor Patrimonial por Ação em 30 de junho de 2010 ajustado pela Oferta e pelos Bônus de Subscrição e considerando a outorga e o exercício da totalidade das opções decorrentes do Plano de *Stock Option*	497,36
Aumento no valor patrimonial por Ação para os atuais acionistas, considerando a Oferta, os Bônus de Subscrição e a outorga e exercício da totalidade das opções decorrentes do Plano de *Stock Option*	339,65
Diluição por Ação para novos investidores, considerando a Oferta, os Bônus de Subscrição e a outorga e exercício da totalidade das opções decorrentes dos Plano de *Stock Option*	702,64
Percentual de diluição do valor patrimonial para nossos investidores, considerando a Oferta, os Bônus de Subscrição e a outorga e exercício da totalidade das opções decorrentes do Plano de *Stock Option*	**58,6%**

(1) Valor acumulado com base no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.
(2) Ajustado para considerar o desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010.

AUMENTOS DE CAPITAL

Com relação aos aumentos de capital da Companhia, veja o item 7 do Formulário de Referência da Companhia, entregue aos investidores durante o período de distribuição.

PRINCIPAIS ACIONISTAS E ACIONISTAS VENDEDORES

PRINCIPAIS ACIONISTAS

O nosso capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias. A tabela abaixo contém informações sobre a quantidade de nossas ações ordinárias, detidas por acionistas titulares de cinco por cento ou mais de ações de nossa emissão e pelos nossos Conselheiros e Diretores, na data deste Prospecto Preliminar.

	Na data deste Prospecto[1]	
Acionistas	**Ações**	**%**
Principais Acionistas	**1.329.780**	**52,01**
MSD Energy Investments Private I, LLC	318.700	12,46
Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.	317.020	12,40
Libra Fund LP	141.660	5,54
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC	141.640	5,54
Passport HRT LLC	141.630	5,54
Highfields Capital IV LP[2]	111.140	4,35
Highfields Capital II LP[2]	72.190	2,82
Highfields Capital I LP[2]	43.220	1,69
Hilcrest Investors Limited[2]	42.580	1,67
Administradores	**252.640**	**9,87**
Michael Stephen Vitton	107.340	4,20
Marcio Rocha Mello	73.860	2,89
Antonio Carlos Sobreira Agostini	14.170	0,55
Eduardo de Freitas Teixeira	14.170	0,55
John Milne Albuquerque Forman	43.060	1,68
Brian Lakes Frank	10	0,00
Derrick Beecher Queen	10	0,00
John Anderson Willott	10	0,00
William Lawrence Fisher	10	0,00
Outros	**974.640**	**38,12**
Total	**2.557.060**	**100,00**

(1) Ajustado para considerar o desdobramento das ações da Companhia. Em 4 de outubro de 2010, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o desdobramento de suas ações, determinando que cada ação de emissão da Companhia daria lugar a dez ações desdobradas. Como resultado, o capital social da Companhia passou a ser dividido em 2.557.060 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. A proporção da participação dos acionistas no capital social da Companhia não foi alterada em função do desdobramento.

(2) Indiretamente geridos pelo Sr. Jonathon S. Jacobson.

Para informações acerca da nossa composição acionária após a Oferta, veja seção "Informações Sobre a Oferta", na página 90 deste Prospecto.

BREVE DESCRIÇÃO DE NOSSOS PRINCIPAIS ACIONISTAS

MSD Energy Investments Private I, LLC.

O MSD é um fundo com endereço em 645, Fifty Avenue, 21st Floor – New York, NY 10022, Estados Unidos da América. O Sr. Brian Lakes Frank, um dos membros do nosso conselho de administração, é, também, um dos conselheiros da MSD. O MSD é gerido por MSD Capital L.P., que, por sua vez, é

administrado por MSD Capital Management, LLC, o qual é gerido pelos Srs. Glenn Fuhrman, Marc Lisker e John Phelan.

Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.

A Triple M é uma sociedade limitada, constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Av. Rio Branco n° 45, sala 1002, Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro. A Triple M é uma *holding* controlada por nosso administrador, o Dr. Marcio Rocha Mello, que possui 66,83% de participação na sociedade.

Libra Fund LP

O Libra é um fundo com endereço em 2711 Centerville road, Suite 400 - Wilmington, Delaware 19808 - EUA/909 Third Ave, 29° andar, New York, NY 10022, Estados Unidos da América. O Libra é controlado por Libra Associates, LLC, que, por sua vez, é gerido pelo Sr. Ranjan Tandon.

Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC

O Perella é um fundo com endereço em 767 Fifth Avenue, 4° andar - New York, NY 10153, Estados Unidos da América. O Perella é controlado por Perella Weinberg Partners Xerion Master Fund Ltd., fundo de investimento sediado em Bermudas cujo portfólio é gerido pelo Sr. Daniel Arbess. O Perella pertence ao grupo do Perella Weinberg Partners Capital Management LP, uma consultoria de investimentos sediada nos Estados Unidos.

Passport HRT LLC

O Passport é um fundo com endereço em 30 Hotaling Place, Ste. 300 - San Francisco, CA 94111, Estados Unidos da América. O Passport é controlado pelo Passport Master Energy Fund Ltd. SPC Fobo Portfolio A-Energy Strategy, que, por sua vez tem como controlador final Passport Management LLC. Este último fundo é gerido pelo Sr. John H. Burbank III.

Highfields Capital I LP, Highfields Capital II LP, Highfields Capital IV LP e Hilcrest Investors Limited

Os três fundos Highfields Capital têm endereço em John Hancock Tower 200 Clarendon Street, 59° andar - Boston, MA 02116, Estados Unidos da América. Tais fundos são controlados por Highfields Associates LLC, que, por sua vez, é gerido pelo Sr. Jonathon S. Jacobson.

A Hilcrest tem endereço em 70 Sir John Rogerson's Quay, Dublin, Irlanda e é gerido por Highfields Capital Management LP, o qual, por sua vez, é gerido pelo Sr. Jonathon S. Jacobson.

ACIONISTAS VENDEDORES

A tabela abaixo indica a atual participação dos Acionistas Vendedores no nosso capital social, bem como a quantidade máxima de Ações a serem ofertadas por cada um dos Acionistas Vendedores, considerando a colocação das Ações Adicionais e sem considerar as Ações do Lote Suplementar:

	Antes da Oferta		
Acionista	Ações[1]	(%)	Máximo de ações Ofertadas[1][2]
Rovida Strategic Investments, LLC	35.420	1,39%	4.488
North Pole Capital Master Fund	21.250	0,83%	2.693
Anaconda Capital LLC	8.720	0,34%	1.105
O-Cap Brazil Trading, LLC	7.090	0,28%	898
Steamboat Ventures, LLC	3.000	0,12%	390
Black Sheep Partners, LLC	2.330	0,09%	295
Black Sheep Partners II, LLC	1.170	0,05%	148
Brian C. Black Trust dated September 25, 2007	1.100	0,04%	139
George Lee Hanseth	710	0,03%	90

(1) Ajustado para considerar o desdobramento das ações da Companhia.
(2) Considerando a colocação das Ações Adicionais.

Rovida Strategic Investments LLC é uma sociedade limitada, constituída em 18 de agosto de 2009 sob as leis do Estado de Delaware, Estados Unidos da América, controlada por Rovida Strategic Investments Company Ltd. e administrada por Michael J. Dougherty. Sua sede está localizada em 299 Park Avenue, New York, NY 10171, USA. Seu objeto consiste na realização de investimentos em sociedades brasileiras, sendo a Companhia, atualmente, seu único investimento.

North Pole Capital Master Fund é um fundo de investimentos constituído em 13 de dezembro de 2001 e administrado por Polar Securities Inc. Sua sede é localizada em 89 Nexus Way, 2° Andar, Camana Bay, P.O. Box 31106, Grand Cayman, KY1-1205. O fundo investe em uma variedade de classes de ativos e utiliza estratégias de proteção patrimonial (hedge) para reduzir certos riscos identificados que sejam inerentes a tais ativos. Os tipos de ativos incluem, sobretudo, participações acionárias, opções e títulos de dívida americanos e canadenses, com maior ou menor grau de liquidez, contratos de mercadorias (commodities), contratos futuros, contratos a termo, opções, bônus de subscrição, títulos conversíveis, títulos de dívida, moedas e outros instrumentos de derivativos. A carteira de investimentos é de aproximadamente U$570 milhões.

Anaconda Capital, LLC é uma sociedade limitada constituída em 2009, controlada e administrada por Chris Dries. Sua sede está localizada em 31286 Silverleaf Oak, Evergreen, Colorado 80439. Suas principais atividades incluem o investimento na Companhia e sua carteira de investimentos é de aproximadamente US$1,2 milhão. A Anaconda Capital não exerce atividades no Brasil, que não a participação no capital social da Companhia.

O-CAP Brazil Trading LLC é uma sociedade de responsabilidade limitada constituída em agosto de 2009, com sede em 712 Fifth Avenue, 26° Andar. A sociedade é controlada e administrada pela O-Cap Partners, L.P. e pela O-Cap Offshore Fund, LTD, e mantém como principal atividade o investimento em mercados públicos e privados, em títulos com maior ou menor grau de liquidez, commodities, ativos tangíveis ou outros instrumentos financeiros ou ativos. Suas operações no Brasil resumem-se aos investimentos realizados na Companhia.

Steamboat Ventures, LLC é uma sociedade de responsabilidade limitada constituída em 1999, com sede em 1999 Broadway, Suite 4300, Denver, Colorado, 80202. A sociedade é controlada pelo Sr. J. Landis Martin e administrada por ele e pelos Srs. Edward Hutcheson e Robert Unger, e mantém como principal atividade investimentos em participações acionárias em operações públicas e privadas. Suas operações no Brasil resumem-se aos investimentos realizados na Companhia.

Black Sheep Partners, LLC é uma sociedade limitada constituída em 29 de setembro de 2004, controlada e administrada pelo Sr. Brian Black. A sociedade tem sede em 900 N. Michigan Ave., Suite 1900, Chicago, IL 60611, EUA. Sua principal atividade consiste em investir em outras sociedades e sua carteira de investimentos soma aproximadamente US$45,0 milhões. Suas operações no Brasil resumem-se aos investimentos realizados na Companhia.

Black Sheep Partners II, LLC é uma sociedade limitada constituída em 1° de agosto de 2006, controlada e administrada pelo Sr. Brian Black. A sociedade tem sede em 900 N. Michigan Ave., Suíte 1900, Chicago, IL 60611, EUA. Sua principal atividade consiste em investir em outras companhias e sua carteira de investimentos é de aproximadamente US$23,0 milhões. Suas operações no Brasil resumem-se aos investimentos realizados na Companhia.

Brian C. Black Trust Dated September 25, 2007 é um trust constituído em 25 de setembro de 2007 e administrado pelo Sr. Brian Black. O trust possui endereço em 2338 N. Geneva Terrace, Chicago, IL 60614, EUA. Seu objeto consiste em investimentos em outras sociedades, em valor total de aproximadamente US$3,0 milhões. Suas operações no Brasil resumem-se aos investimentos realizados na Companhia.

George Lee Hanseth é investidor profissional, com endereço em 61704 Broken Top Dr., Bend, Oregon, EUA. O Sr. Hanseth é considerado um investidor habilitado nos Estados Unidos da América, com graduações em Matemática e Engenharia, além de MBA em Finanças e mais de 30 anos de atuação na área. Atualmente, o Sr. Hanseth administra seus próprios investimentos pessoais, que superam, em valor total, U$15,0 milhões. O Sr. Hanseth não possui qualquer outro investimento no Brasil senão as ações de emissão da Companhia.

ACORDO DE ACIONISTAS

Nossos acionistas são partes de um acordo de acionistas, que tem por objeto regular, dentre outras matérias, (i) o quorum qualificado para aprovação de certas matérias, (ii) a transferências de ações; (iii) a eleição dos administradores; (iv) a cooperação entre os acionistas em relação à realização da Oferta. O nosso acordo de acionistas vigerá até a realização de uma oferta pública inicial de ações de nossa emissão. Consequentemente, com a realização da Oferta, o nosso acordo de acionistas será extinto.

ANEXOS

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

ESTUDO DE VIABILIDADE E RESPECTIVA TRADUÇÃO JURAMENTADA

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

This is a digital representation of a DeGolyer and MacNaughton report.

This file is intended to be a manifestation of certain data in the subject report and as such are subject to the same conditions thereof. The information and data contained in this file may be subject to misinterpretation; therefore, the signed and bound copy of this report should be considered the only authoritative source of such information.



DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

STUDY
as of
AUGUST 31, 2010
on the
PROSPECTIVE RESOURCES
attributable to
CERTAIN PROSPECTS and LEADS
owned by
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

TABLE of CONTENTS

Page

FOREWORD 1

Scope of Investigation 1
Authority 4
Source of Information 4

GEOLOGY 5

Brazil 5
Solimões Basin 5
P-SOL-148-1 Oil and Gas Prospect 7
P-SOL-149-1 Oil and Gas Prospect 7
P-SOL-149-2 Oil and Gas Prospect 7
P-SOL-149-3 Oil and Gas Prospect 7
P-SOL-149-4 Oil and Gas Prospect 8
P-SOL-151-1 Oil Prospect 8
P-SOL-151-2 Oil Prospect 8
P-SOL-168-1 Gas Prospect 9
P-SOL-168-2 Gas Prospect 9
P-SOL-168-3 Gas Prospect 9
P-SOL-168-4 Gas Prospect 9
P-SOL-169-1 Oil and Gas Prospect 10
P-SOL-169-2 Oil and Gas Prospect 10
P-SOL-169-3 Oil and Gas Prospect 10
P-SOL-169-4 Oil and Gas Prospect 10
P-SOL-169-5 Oil and Gas Prospect 11
P-SOL-170-1 Oil and Gas Prospect 11
P-SOL-170-2 Oil and Gas Prospect 11
P-SOL-170-3 Oil and Gas Prospect 11
P-SOL-170-4 Oil Prospect 12
P-SOL-170-GUA Oil Prospect 12
P-SOL-170-TAQ Oil Prospect 12
P-SOL-172-1 Oil Prospect 12
P-SOL-172-2 Oil Prospect 13
P-SOL-172-3 Oil Prospect 13
P-SOL-174-1 Oil Prospect 13
P-SOL-191-1 Gas Prospect 13
P-SOL-191-2 Gas Prospect 14
P-SOL-191-3 Gas Prospect 14
P-SOL-191-4 Gas Prospect 14
P-SOL-192-1 Oil and Gas Prospect 14
P-SOL-194-1 Oil Prospect 15
P-SOL-194-2 Oil Prospect 15
P-SOL-194-IMA Gas Prospect 15
P-SOL-196-1 Gas Prospect 15
P-SOL-214-1 Gas Prospect 16
P-SOL-216-1 Gas Prospect 16
P-SOL-216-2 Oil Prospect 16
P-SOL-218-1 Oil Prospect 16
Potential Development Plan: Solimões Basin 17

TABLE of CONTENTS – (*Continued*)

Page

Namibia 19
Grolsch Oil Prospect 21
Kilkenny Oil Prospect 21
Duvel Oil Prospect 21
Windhoek Oil Prospect 21
Guiness Oil Prospect 22
Negra Modelo Oil Prospect 22
Potential Development Plan: Namibia Basin 22

DEFINITION of PROSPECTIVE RESOURCES 24

ESTIMATION of RESOURCES 28

Quantitative Risk Assessment and the Application of P_g 29
Application of P_e 30

VALUATION of RESOURCES 32

SUMMARY and CONCLUSIONS 36

GLOSSARY of PROBABILISTIC TERMS

TABLES

Table P1 – Prospect Portfolio Summary
Table 1 – Estimate of the Gross Prospective Oil Resources
Table 2 – Estimate of the Net Prospective Oil Resources
Table 3 – Estimate of the Gross Prospective Gas Resources
Table 4 – Estimate of the Net Prospective Gas Resources
Table 5 – Estimate of the Gross Prospective Solution Gas Resources
Table 6 – Estimate of the Net Prospective Solution Gas Resources
Table 7 – Estimate of the Gross Prospective Condensate Resources
Table 8 – Estimate of the Net Prospective Condensate Resources
Table 9 – Estimate of the Gross Prospective Oil Resources Truncated and Adjusted for TEFS
Table 10 – Estimate of the Net Prospective Oil Resources Truncated and Adjusted for TEFS
Table 11 – Estimate of the Gross Prospective Gas Resources Truncated and Adjusted for TEFS
Table 12 – Estimate of the Net Prospective Gas Resources Truncated and Adjusted for TEFS
Table 13 – Prospective Oil Resources, Probability Distributions
Table 14 – Prospective Gas Resources, Probability Distributions
Table 15 – Potential Present Worth at 10 Percent, Net Prospective Oil Resources
Table 16 – Potential Present Worth at 10 Percent, Net Prospective Gas Resources
Table 17 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-192-1, Gas Prospect
Table 18 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-1, Gas Prospect
Table 19 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-2, Gas Prospect
Table 20 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-3, Gas Prospect

TABLE of CONTENTS – (*Continued*)

TABLES – (*Continued*)

Table 21 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-4, Gas Prospect
Table 22 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-168-1, Gas Prospect
Table 23 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-168-2, Gas Prospect
Table 24 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-168-3, Gas Prospect
Table 25 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-168-4, Gas Prospect
Table 26 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-191-1, Gas Prospect
Table 27 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-191-2, Gas Prospect
Table 28 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-191-3, Gas Prospect
Table 29 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-191-4, Gas Prospect
Table 30 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-5, Gas Prospect
Table 31 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-148-1, Gas Prospect
Table 32 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-194-IMA, Gas Prospect
Table 33 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-1, Gas Prospect
Table 34 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-2, Gas Prospect
Table 35 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-3, Gas Prospect
Table 36 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-4, Gas Prospect
Table 37 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-170-1, Gas Prospect
Table 38 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-170-2, Gas Prospect
Table 39 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-170-3, Gas Prospect
Table 40 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-148-1, Oil Prospect
Table 41 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-1, Oil Prospect
Table 42 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-2, Oil Prospect
Table 43 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-3, Oil Prospect
Table 44 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-149-4, Oil Prospect

TABLE of CONTENTS – (*Continued*)

TABLES – (*Continued*)

Table 45 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-172-1, Oil Prospect
Table 46 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-172-2, Oil Prospect
Table 47 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-172-3, Oil Prospect
Table 48 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-196-1, Oil Prospect
Table 49 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-218-1, Oil Prospect
Table 50 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-174-1, Oil Prospect
Table 51 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-216-1, Oil Prospect
Table 52 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, SOL-T-216-2, Oil Prospect
Table 53 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-194-1, Oil Prospect
Table 54 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-194-2, Oil Prospect
Table 55 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-151-1, Oil Prospect
Table 56 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-151-2, Oil Prospect
Table 57 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-1, Oil Prospect
Table 58 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-2, Oil Prospect
Table 59 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-3, Oil Prospect
Table 60 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-5, Oil Prospect
Table 61 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-170-GUA, Oil Prospect
Table 62 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-170-TAQ, Oil Prospect
Table 63 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-170-1, Oil Prospect
Table 64 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-170-2, Oil Prospect
Table 65 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-170-3, Oil Prospect
Table 66 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-170-4, Oil Prospect
Table 67 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-192-1, Oil Prospect
Table 68 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, P-SOL-169-4, Oil Prospect

TABLE of CONTENTS – (*Continued*)

TABLES – (*Continued*)

Table 69 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Grolsch, Oil Prospect
Table 70 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Kilkenny, Oil Prospect
Table 71 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Duvel, Oil Prospect
Table 72 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Windhoek, Oil Prospect
Table 73 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Guiness, Oil Prospect
Table 74 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Negra Modelo, Oil Prospect
Table 75 – Summary of Conceptual Development Plan Assumptions

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

STUDY
as of
AUGUST 31, 2010
on the
PROSPECTIVE RESOURCES
attributable to
CERTAIN PROSPECTS and LEADS
owned by
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

FOREWORD

Scope of Investigation

This report presents estimates, as of August 31, 2010, of the prospective petroleum resources of 64 prospects and leads located in various license blocks in basins of Brazil and Namibia. This report is being prepared on behalf of HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. (HRT). HRT currently owns various interests in these prospects under the terms of the exploration and production licenses issued (Table P1). A detailed feasibility study was beyond the scope of this report.

HRT has represented that upon completion of the primary term of any current exploration and/or production license, it intends to secure an extension or additional license for any discovered prospect. Also, HRT intends to proceed with development and operation of any discovered prospect. Based on these representations, we have included as resources certain quantities that may be produced after the expiration of the current primary license.

The prospective resources estimates presented in this report have been prepared in accordance with the Petroleum Resources Management System (PRMS) approved in March 2007 by the Society of

Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, and the Society of Petroleum Evaluation Engineers. These prospective resources definitions are discussed in detail in the Definition of Prospective Resources section of this report.

The prospective resource quantities in this report are expressed as gross and net prospective resources. Gross prospective resources are defined as the total estimated petroleum that is potentially recoverable after August 31, 2010. Net prospective resources are defined as the product of the gross prospective resources and HRT's net interest. The prospects and leads are located in various license blocks in basins of Brazil and Namibia.

The prospective resources estimated herein are those quantities of petroleum that are potentially recoverable from accumulations yet to be discovered. Because of the uncertainty of commerciality and the lack of sufficient exploration drilling, the prospective resources estimated herein cannot be classified as contingent resources or reserves. The prospective resources estimates in this report are not provided as a means of comparison to contingent resources or reserves. Tables 1 through 75 summarize the estimated prospective resources for 64 prospects and leads, as of August 31, 2010.

At the request of HRT, a model was prepared to estimate potential values that might be realized from the resources estimated herein should these resources be successfully discovered and developed. A possibility exists that the prospects will not result in successful discoveries and development, in which case there could be no potential present worth. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

The potential values of the prospective resources estimated herein are expressed in terms of potential present worth. Potential present worth is defined as potential future net revenue discounted at a specified arbitrary discount rate compounded monthly over the expected period of realization. Potential future net revenue is that revenue that might be derived from the sale of the total estimated prospective resources recoverable after August 31, 2010, after deductions for operating expenses, capital costs, taxes, and royalties. In this report, potential present worth values were estimated using a discount rate of 10 percent. Values of potential present worth at 10 percent have been estimated by

scenario based on deterministic and probabilistic economic modeling, field analogy, statistical analyses, and regional experience. A potential present worth per prospective resources quantity methodology was utilized to develop a potential present worth estimate for the prospective resources probabilistically modeled. This methodology is discussed in more detail in the Valuation of Resources section of this report. Solution gas and condensate are included in the estimation of potential present worth per barrel distribution applied to the primary streams; therefore these estimates are not summarized in the truncated, TEFS-adjusted, and potential present worth tables. No potential value is estimated for any leads,

Potential present worth estimates are shown in this report for the prospective resources after adjustment for the probability of geologic and economic success in discovering and developing a commercially viable field. These potential present worth estimates are provided as a means of comparison to the potential present worth estimates of other resources and do not provide a means of direct comparison to the present worth estimates attributable to reserves or contingent resources. The probability adjustment process takes into account the probability of an economically viable discovery and the probability of development of the petroleum prospect.

These potential present worth estimates do not take into consideration the uncertainties associated with market and political conditions. The estimates are expressed in terms of potential present worth discounted at 10 percent. All potential present worth estimates presented in this report are expressed in United States dollars (U.S.$). The total failure scenario for potential present worth estimation recognizes the chance that zero wells encounter economic prospective resources. This probability of no positive present worth is intrinsic to all prospect portfolios.

Estimates of prospective resources quantities and values should be regarded only as estimates that may change as additional information becomes available. Not only are such prospective resources quantities and values estimates based on that information which is currently available, but such estimates are also subject to the uncertainties inherent in the application of judgmental factors in interpreting such information. Prospective resources quantities estimates should not be confused with those quantities that are associated with contingent resources or reserves due to the additional risks involved. The quantities that might actually be recovered should they be discovered and developed may differ significantly from the estimates presented herein.

Authority

This report was authorized by Nilo C. Azambuja Filho, Chief Technical Officer, HRT.

Source of Information

In the preparation of this report we have relied, without independent verification, upon information, including maps and available seismic data, furnished by or on behalf of HRT with respect to the property interests to be evaluated, subsurface data as they pertain to the target objectives and prospects, and various other information and technical data that were accepted as represented. This report was based on data available as of August 31, 2010.

GEOLOGY

Fifty-eight prospects and six leads (P-SOL-217-1-Oil, P-SOL-214-1, P-SOL-214-2-Gas, P-SOL-214-3-Gas, Kokanee-Oil, and Boemia-Oil) have been identified in the Solimões Basin of Brazil and certain license blocks in Namibia. A geologic description follows.

Brazil

Solimões Basin

The Solimões Basin is one of the four large cratonic basins in Brazil. The basin is located in northern Brazil. The Solimões basin extends over an area of about 480,000 square kilometers. Within the basin, a northwest/southeast-striking structural ridge, the Carauari arch, divides the basin into the Jandiatuba (to the west) and the Juruá (to the east) sub-basins. The easternmost Juruá sub-basin holds most of the petroleum deposits found in the Solimões Basin. All Solimões Basin prospective resources areas evaluated in this study are located in the Juruá sub-basin.

The first gas field in the Solimões Basin was discovered in 1978 by Petrobras (Juruá). The first oil field in the Solimões Basin was discovered in 1986 by Petrobras (Urucu). Since then, 15 gas fields and 3 gas and oil fields have been discovered in the sandstones of the Juruá Formation. A total of 256 wells have been drilled in the Solimões Basin.

The target reservoir is the Tefé Group, Juruá Formation, and is Bashkirian-Muscovian in age. Eolian and tidal bar facies demonstrate the best reservoir quality: average porosity of 18 percent and permeability which ranges from 50 millidarcys to 1.4 darcys. Potential reservoirs are stratigraphically situated at the base of the Pennsylvanian, comprising the basal clastic parasequence named S1. The sandstone is classified as subarkose and can have a gross interval thickness of up to 165 feet.

Gas and oil fields are sourced by the hydrocarbon generation potential of the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation, which can have total organic content (TOC) as high as 8 percent. Most oil and gas fields of the Solimões Basin are thought to be sourced by the Frasnian sediments deposited in the center of the Juruá Sub-

basin. The source rock is up to 40 meters thick in the north-central portion of the area. If the Marcellus shale unconventional gas play is used as an analog, the net unconventional shale gas potential in the HRT-owned blocks could range between 35 and 175 trillion cubic feet of gas. This range is not adjusted for geologic or economic success. In addition, this range of volumes has not been valued in this report. This volumetric range should not be classified as prospective or contingent resources. HRT currently has not developed or provided an exploration or production model for this potential shale gas play. The producibility of this shale gas potential has not been established in the Solimões basin.

Primary migration pathways in the Solimões Basin are interpreted to be from the Frasnian source rock directly to the Pennsylvanian-age reservoirs, and secondary migration by way of Devonian carrier beds and faults. Moreover, HRT has advised that they have conducted a regional surface geochemistry study along major rivers, including the southernmost blocks, which has resulted in the identification of thermogenic gas seeps anomalies. According to HRT, this information will be used to high grade their appraisal and exploration effort.

The regional and effective top seal lithofacies is salt, diabase, shale, and anhydrite, which correlate to parasequence S2, overlying the target reservoir S1 parasequence. The Carauari Formation (Kasimovian age) is more than 1,000 meters in gross thickness with 10 to 100 meters of net reservoir thickness in the basal portion of the stratigraphic interval. Traps are structural and have been mapped as anticlines or faulted anticlines (reverse faults). Many of the prospects are three-way dip faulted closures. The trapping faults strike northeast to southwest. The tectonic evolution of the traps is interpreted to be a result of Mesozoic transpression associated with the opening of the Atlantic Ocean ("Juruá tectonics"). There are no Triassic or Jurassic rocks due to erosion associated with the Hercynian Orogeny. Triassic volcanism is documented in the stratigraphic section. HRT has conducted a new regional gravimetric and magnetometric survey over the Solimões blocks and a gradiometric survey over blocks 168, 169, 191 and 192, which, according to HRT, indicated excellent results for identifying potential structural culminations.

All the prospects described below are located in the petroleum system of the Solimões Basin where direct field analogs are used as exploration models: Juruá, Northeast Juruá, Southwest Juruá, Igarapé Pucá, São Mateus, Urucu, East Urucu, Southwest Urucu, Cupiúba, and

Carapanaúba. The oil of the Urucu field has an average oil gravity of 42 degrees API. Natural gas compositions range from 70 to 95 percent methane in the gas fields. The oil currently produced in the Solimões basin is of high quality and free of sulfur and nitrogen. Light oil is of strategic interest in the Brazilian market as it can be used to blend with Brazil's predominantly heavy oil production.

P-SOL-148-1 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Upper and Lower Juruá sandstones of the Juruá Formation (Tefé Group). The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-149-1 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by basalt, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-149-2 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-149-3 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The

prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-149-4 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-151-1 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-151-2 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-168-1 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Upper and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap elongated northeast to southwest. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-168-2 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-168-3 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Upper and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-168-4 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-169-1 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-169-2 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-169-3 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-169-4 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-169-5 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian and Upper Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-170-1 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-170-2 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-170-3 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-170-4 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Devonian. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-170-GUA Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Devonian. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-170-TAQ Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Devonian. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-172-1 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-172-2 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-172-3 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Devonian and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-174-1 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-191-1 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-191-2 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-191-3 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-191-4 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-192-1 Oil and Gas Prospect

The potential objectives for this oil and gas prospect are the Devonian, Upper Juruá, and Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-194-1 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-194-2 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-194-IMA Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Upper Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-196-1 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-214-1 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-216-1 Gas Prospect

The potential objectives for this gas prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-216-2 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

P-SOL-218-1 Oil Prospect

The potential objectives for this oil prospect are the Lower Juruá sandstones. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Upper Devonian (Frasnian age) marine black shale of the Jandiatuba Formation. These reservoirs are sealed by salt, diabase, shale, and anhydrites of the Carauari Formation (Kasimovian age). The migration pathway is interpreted to be along normal faults, unconformity surfaces, bed boundaries (primary vertical), and other porous intervals. The expected target depths are between 1,000 and 3,000 meters subsea.

Potential Development Plan: Solimões Basin

HRT has represented that, upon completion of the primary term of any current exploration phase of its concession agreements, which last for 6 to 7 years for the Solimões Basin from the date of the concession agreement, it intends to secure a time extension of the license for the evaluation, development, and production phase, which may last up to 27 years upon approval of the Brazilian National Petroleum Agency (ANP).

HRT has advised that it intends to proceed with the development and operation of any discovered prospect, whenever commercially viable. Based on these representations, we have included as resources certain estimated quantities that may be produced after the expiration of any given primary production license.

The potential development scenarios presented in this report are conceptual plans based on successful discovery of economic quantities for each prospect. Since these conceptual development plans are based on estimates of prospective resources quantities, these plans should not be misinterpreted as development plans based on reserves. The actual development plans, in case of a successful discovery, may differ significantly from the potential conceptual development plans presented herein. The potential operating expenses, potential capital costs, and potential production quantities associated with the prospective resources estimated in this report used available analog fields in respective basins with similar production and environmental conditions. Application of P_g and/or P_e does not equate potential production forecasts of resources to reserves. Future changes in the fiscal environment and/or the infrastructure of the area can change these schedules significantly. Changes in the exploration geologic model and new technical data can also change the scheduling of these potential accumulations, and their respective potential development scenarios.

HRT plans on drilling 1 exploration well in each block in the Solimões Basin, to fulfill the commitments of the exploration phase. Additional delineation wells needed to further evaluate the currently mapped prospects will be drilled as necessary. For such a drilling plan, HRT has advised that it will start using four heli-rigs, able to drill 12 to 15 wells per year, and hire new rigs according to exploration results. Additionally, HRT intends to acquire two-dimensional (2–D) seismic data to cover blocks with few seismic lines and to better cover already identified prospects. Discovered fields will be covered with three-dimensional (3–D) seismic data.

The exploration drilling campaign is scheduled to commence by the end of 2010. Four rigs have been contracted by two rig suppliers. The first two rigs are expected to be available at the well-site by mid-December of 2010. Production could start by mid-2011 if drilling is successful.

The second exploration phase under the concession agreement was extended in March 2010, by ANP, until March 2012 for three exploration blocks, and until May 2012 for five exploration blocks. Therefore, the commitment is to drill eight exploration wells by 2012. The total commitment will reach 21 wells if HRT and any potential and/or current partners decide to continue predicated on the exploration results.

As envisaged by HRT, the current strategy is to develop resources in the 21 Solimões blocks by grouping potential accumulations in seven clusters: the Tefé, Aruã, Coari, South Juruá, Tapauá, Coari Grande, and Juruá Clusters. Certain cluster areas may have potentially higher concentrations of light oil, condensate, and gas. HRT believes the organization of cluster areas will enable it (i) to create an efficient infrastructure to explore and develop potential oil and natural gas discoveries, (ii) to maximize the exploration and development efforts within a certain area of interest, (iii) to reduce any potential environmental impact, (iv) to provide production flexibility accordingly to market gas demand, and (v) leverage the existing infrastructure in the area of Tefé city (main pipelines, manifolds and existing production facilities).

HRT initially plans to develop the Tefé cluster, which includes the construction of a port terminal and a feeder pipeline strategically located near the Rio Tefé to transport oil from the Tefé Cluster. From this port terminal, HRT plans on taking advantage of the extensive fluvial system in the Amazon region using river barges to transport potential oil production to refineries in the city of Manaus. HRT has advised that oil and natural gas pipelines are planned to connect production clusters to other pipelines and terminals as necessary. HRT maintains that the potential development plan has been constructed to ensure minimal environmental impact, similar to what HRT has observed Petrobras has done in the region. HRT has further advised that the surface locations of the wells are planned to minimize deforestation. Initial capital expenditures for the Tefé Cluster is estimated to be U.S.$1.2 billion (gross). The remaining six clusters will be developed following evaluation of the exploration and drilling results. Any delay in the timing of development will negatively impact the potential value estimated herein.

HRT has commissioned a study on the market options for any potential discoveries of oil, condensate and natural gas by the firm Gas Energy Assessoria Empresarial Ltda (Gas Energy). Gas Energy is a consulting company that provides market analysis to energy companies in Brazil and Latin America. The Gas Energy analyses suggest that any potential natural gas discoveries could be used locally to generate energy in the region and for the development of chemical and petrochemical industries. Moreover, Gas Energy maintains that future potential gas production could be barged and shipped as compressed natural gas (CNG). HRT has utilized the nearby field and basin analog data in the engineering and development planning of the potential resources of the Solimões basin. Table 75 presents a summary of the HRT potential development plan assumptions.

Namibia

The offshore of Namibia can be subdivided into three principle sedimentary basins: the Walvis, Lüderitz and Orange sub-basins, which are all separated by structural highs. All of these basins belong to the area south of the Walvis Ridge, where no evaporites are present in the transitional sequence between the rift and drift phases.

Within these sub-basins, five recognizable evolutionary sedimentary packages occur, and these are directly comparable across the South Atlantic from the Namibian to the Brazilian margin. Each of these megasequences is bounded by major regional unconformities.

The pre-rift sequence (1) includes Jurassic and Paleozoic sedimentary rocks. The initial active rift phase (2) consists of tilted fault blocks of Neocomian to Lower Barremian-age sediments (a direct result of the South Atlantic opening). The structural process involved the rotation of fault-bounded horst blocks and half-grabens exhibiting a strike of northwest to southeast.

The sag phase (3) results from flexural subsidence of the margin during the cooling period that followed active rifting. A regional unconformity separates this from the earlier rift event. The primary sedimentation during this period was non-marine clastics and volcanic rocks (Late Barremian to Early Aptian). This period represents the first evidence of marine incursion into the basins. On the Brazilian side of the South Atlantic the restrictive

conditions created by the Walvis Ridge led to the precipitation of evaporites in the Greater Campos basins.

A transgressive marine phase (4) ranged in age from Late Aptian to Middle Albian when a regional marine transgression into the basins resulted in the deposition of marine shales and carbonates.

The drift phase (5) is characterized by a general relative eustatic sea level rise and predominantly siliciclastic depositional environments ranging from proximal sandstones to distal shales of Middle Albian to Early Tertiary age.

In the South Atlantic Basins, volcanism was very important both in the active rift and sag phases due to sea floor spreading and the emplacement of volcanic rocks, which are evidenced on seismic data by seaward dipping reflectors. Another important characteristic of these basins during Albian to Cenomanian time is the dominance of siliciclastic sedimentation when compared to the basins located north of the Walvis Ridge, where carbonates dominate the depositional sequence.

Hydrocarbon sources are thought to be derived from 1) synrift Barremian- to Aptian-age lacustrine and transitional shales/marls, and 2) Albian/Cenomanian-age marine source rocks. These are analogous to the source rocks along the conjugate South Atlantic margin in the Campos and Santos Basins, offshore Brazil. High resolution geochemistry studies performed on condensates obtained from the Kudu-4 and Kudu-5 wells indicate the presence of mixed hydrocarbons from two very different petroleum systems: (1) a highly cracked condensate derived from Barremian-age lacustrine source rocks and (2) a black oil derived from Albian/Cenomanian-age marine source rocks. It is currently interpreted that there is ample source potential in Namibia, based on the Campos and Santos Basin analogs in Brazil. The occurrences of a gas-condensate accumulation at Kudu and oil shows regionally, from the very few wells drilled offshore Namibia to date, indicate there has been adequate thermal maturation of proximal source-rock kitchen areas to have generated both oil and gas.

HRT plans on acquiring 3–D seismic data from October 2010 through December 2010. The first exploration well is planned for early 2012.

Grolsch Oil Prospect

The Grolsch prospect is a combination trap (three-way fault closure, stratigraphic). The potential targets are the Aptian reservoir sandstones and carbonates. These potential zones would be vertically and laterally sealed by intraformational mudstones and younger shales. This trap is interpreted to be sourced by lacustrine syn-rift shales and transitional shale/marl sequences. Vertical migration occurs through faults. The expected target depths are between 2,000 and 6,000 meters subsea.

Kilkenny Oil Prospect

The Kilkenny prospect is a combination trap (three-way fault closure, stratigraphic). The potential targets are the Aptian reservoir sandstones and carbonates. These potential zones would be vertically and laterally sealed by intraformational mudstones and younger shales. This trap is interpreted to be sourced by lacustrine syn-rift shales and transitional shale/marl sequences. Vertical migration occurs through faults. The expected target depths are between 2,000 and 6,000 meters subsea.

Duvel Oil Prospect

The Duvel prospect is a combination trap (four-way dip closure, stratigraphic). The potential targets are the Santonian turbidite sandstones. These potential zones would be vertically and laterally sealed by intraformational mudstones and younger shales. This trap is interpreted to be sourced by lacustrine syn-rift shales and transitional shale/marl sequences. Vertical migration occurs through faults. The expected target depths are between 2,000 and 6,000 meters subsea.

Windhoek Oil Prospect

The Windhoek prospect is a combination trap (three-way fault closure, stratigraphic). The potential targets are Tertiary turbidite sandstones and Albian marine sandstones. These potential zones would be vertically and laterally sealed by intraformational mudstones and younger shales. This trap is interpreted to be sourced by lacustrine syn-rift shales and transitional shale/marl sequences. Vertical migration occurs through faults. The expected target depths are between 2,000 and 6,000 meters subsea.

Guiness Oil Prospect

The Guiness prospect is a combination trap (three-way fault closure, stratigraphic). The potential targets are Tertiary turbidite sandstones and Aptian reservoir sandstones and carbonates. These potential zones would be vertically and laterally sealed by intraformational mudstones and younger shales. This trap is interpreted to be sourced by lacustrine syn-rift shales and transitional shale/marl sequences. Vertical migration occurs through faults. The expected target depths are between 2,000 and 6,000 meters subsea.

Negra Modelo Oil Prospect

The Negra Modelo prospect is a combination trap (four-way dip closure, stratigraphic). The potential targets are the Santonian turbidite sandstones and Aptian reservoir sandstones and carbonates. These potential zones would be vertically and laterally sealed by intraformational mudstones and younger shales. This trap is interpreted to be sourced by lacustrine syn-rift shales and transitional shale/marl sequences. Vertical migration occurs through faults. The expected target depths are between 2,000 and 6,000 meters subsea.

Potential Development Plan: Namibia Basin

HRT intends to proceed with the development and operation of any discovered prospect, whenever commercially viable. Based on these representations, we have included as prospective resources certain quantities that may be produced after the expiration of the current primary license.

HRT plans to drill one exploration well in each prospect in Namibia, and additional delineation wells needed to further evaluate the prospects as necessary. For such a drilling plan, HRT has advised that it intends to start using one drilling platform to drill one to two wells per year beginning in early 2012, and hire new rigs according to exploration results. Additionally, HRT maintains that it will acquire 3–D seismic data to improve delineation of already identified prospects mapped with 2–D seismic.

The development scenarios presented in this appraisal are conceptual plans based on successful discovery of economic quantities for each prospect. Since these conceptual development plans are based on

estimates of prospective resources quantities, these plans should not be misinterpreted as development plans based on reserves. The actual development plans, in the case of a successful discovery, may differ significantly from the conceptual development plans presented herein. Any delay in the timing of development will negatively impact the potential value estimated herein.

The potential operating expenses, potential capital costs, and potential production associated with the prospective oil resources estimated in this report use available analog fields in comparable offshore basins with similar production and environmental conditions. Application of P_g and/or P_c does not equate potential production forecasts of prospective resources to reserves. Future changes in the fiscal environment and/or the infrastructure of offshore Namibia can change these schedules significantly. Changes in the exploration geologic model and new technical data can also change the scheduling of these potential accumulations and their respective potential development scenarios.

The prospective resources oil quantities which if discovered and can be economically developed, would use floating production storage and offloading (FPSO) vessels that range in production capacity from 100,000 barrels of oil per day (BOPD) to 200,000 BOPD. Development wells could be produced through subsea templates tied back to the FPSO. Table 75 presents a summary of the potential development plan assumptions.

DEFINITION of PROSPECTIVE RESOURCES

Petroleum resources included in this report are classified as prospective resources and have been prepared in accordance with the PRMS approved in March 2007 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, and the Society of Petroleum Evaluation Engineers. The prospective resources estimated herein cannot be classified as contingent resources or reserves. The petroleum resources are classified as follows:

> *Prospective Resources* – Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects.

The estimation of resources quantities for a prospect is subject to both technical and commercial uncertainties and, in general, may be quoted as a range. The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable volumes. In all cases, the range of uncertainty is dependent on the amount and quality of both technical and commercial data that are available and may change as more data become available.

> *Low, Best, High, and Mean Estimates* – Estimates of petroleum resources in this report are expressed using the terms low estimate, best estimate, high estimate, and mean estimate to reflect the range of uncertainty.

A detailed explanation of the probabilistic terms used herein and identified with an asterisk (*) is included in the Glossary of Probabilistic Terms in the appendix bound with this report. For probabilistic estimates of petroleum resources, the low estimate reported herein is the P_{90}* quantity derived from probabilistic analysis. This means that there is at least a 90-percent probability that, assuming the prospect is discovered and developed, the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate. The best (median) estimate is the P_{50}* quantity derived from probabilistic analysis. This means that there is at least a 50-percent probability that, assuming the prospect is discovered and developed, the quantities actually recovered will equal or exceed the best (median) estimate. The high estimate is the P_{10}* quantity derived from probabilistic analysis. This means that there is at least a 10-percent probability

that, assuming the prospect is discovered and developed, the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate. The expected value* (EV), an outcome of the probabilistic analysis, is used for the mean estimate.

Uncertainties Related to Prospective Resources – The volume of petroleum discovered by exploration drilling depends on the number of prospects that are successful as well as the volume that each success contains. Reliable forecasts of these volumes are, therefore, dependent on accurate predictions of the number of discoveries that are likely to be made if the entire portfolio of prospects is drilled. The accuracy of this forecast depends on the portfolio size and an accurate assessment of the probability of geologic success* (P_g).

Probability of Geologic Success – P_g is defined as the probability of discovering reservoirs that flow petroleum at a measurable rate. P_g is estimated by quantifying the probability of each of the following individual geologic factors: trap, source, reservoir, and migration. The product of these four probabilities or chance factors is computed as P_g.

In this report estimates of prospective resources are presented both before and after adjustment for P_g. Total prospective resources estimates are based on the probabilistic summation of the volumes for the total inventory of prospects.

Application of P_g to estimate the P_g-adjusted prospective resources volumes does not equate prospective resources with reserves or contingent resources. P_g-adjusted prospective resources volumes cannot be compared directly to or aggregated with either reserves or contingent resources. Estimates of P_g are interpretive and are dependent on the quality and quantity of data currently made available. Future data acquisition, such as additional drilling or seismic acquisition, can have a significant effect on P_g estimation. These additional data are not confined to the report area, but also include data from similar geologic settings or technological advancements that could affect the estimation of P_g.

Predictability versus Portfolio Size – The accuracy of forecasts of the number of discoveries that are likely to be made is constrained by the number of prospects in the exploration portfolio. The size of the portfolio and P_g together are helpful in gauging the limits on the

reliability of these forecasts. A high P_g, which indicates a high chance of discovering measurable petroleum, may not require a large portfolio to ensure that at least one discovery will be made (assuming the P_g does not change during drilling of some of the prospects). By contrast, a low P_g, which indicates a low chance of discovering measurable petroleum, could require a large number of prospects to ensure a high confidence level of making even a single discovery. The relationship between portfolio size, P_g, and the probability of a fully unsuccessful drilling program that results in a series of wells not encountering measurable hydrocarbons is referred to herein as the predictability versus portfolio size relationship* (PPS). It is critical to be aware of PPS, because an unsuccessful drilling program, which results in a series of wells that do no encounter measurable hydrocarbons, can adversely affect any exploration effort, resulting in a negative present worth.

For a large prospect portfolio, the P_g-adjusted mean estimate of the prospective resources volume should be a reasonable estimate of the recoverable petroleum quantities found if all prospects are drilled. When the number of prospects in the portfolio is small and the P_g is low, the recoverable petroleum actually found may be considerably smaller than the P_g-adjusted best estimate would indicate. It follows that the probability that all of the prospects will be unsuccessful is smaller when a large inventory of prospects exist.

Prospect Technical Evaluation Stage – A prospect can often be subcategorized based on its current stage of technical evaluation. The different stages of technical evaluation relate to the amount of geologic, geophysical, engineering, and petrophysical data as well as the quality of available data.

Prospect – A prospect is a potential accumulation that is sufficiently well defined to be a viable drilling target. For a prospect, sufficient data and analyses exist to identify and quantify the technical uncertainties, to determine reasonable ranges of geologic chance factors and engineering and petrophysical parameters, and to estimate prospective resources.

Lead – A lead is less well defined and requires additional data and/or evaluation to be classified as a prospect. An example would be a poorly

defined closure mapped using sparse regional seismic data in a basin containing favorable source and reservoir(s). A lead may or may not be elevated to prospect status depending on the results of additional technical work. A lead must have a P_g equal to or less than 0.05 to reflect the inherent technical uncertainty.

Play – A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.

Threshold Economic Field Size – The threshold economic field size (TEFS) is the minimum amount of the producible petroleum required to recover the total capital and operating expenditure used to establish the potential accumulation as having a potential present worth equal to zero.

Probability of Economic Success – The probability of economic success (P_e) is defined as the probability that a given discovery will be economically viable. It takes into account P_g, TEFS, P_{TEFS}, capital costs, operating expenses, the proposed development plan, the economic model (discounted cash flow analysis), and other business and economic factors. P_e is calculated as follows:

$$P_e = P_g \times P_{TEFS}$$

Probability of Threshold Economic Field Size – The probability of threshold economic field size (P_{TEFS}) is defined as the probability of discovering an accumulation that is large enough to be economically viable. P_{TEFS} is estimated by using the prospective resources potential recoverable quantities distribution in conjunction with the TEFS. The probability associated with the TEFS can be determined graphically from the potential gross recoverable quantities distribution.

ESTIMATION of RESOURCES

Estimates of prospective resources were prepared by the use of standard geological and engineering methods generally accepted by the petroleum industry. The method or combination of methods used in the analysis of the reservoirs was tempered by experience with similar reservoirs, stage of development, and quality and completeness of basic data.

The probabilistic analysis of the prospective resources in this report considered the uncertainty in the amount of petroleum that may be discovered, and the P_g. The uncertainty analysis addresses the range of possibilities for any given volumetric parameter. Low, best, high, and mean estimates of prospective resources were prepared to address this uncertainty. The P_g analysis addresses the probability that the identified prospect will contain petroleum that flows at a measurable rate. The P_e analysis addresses the probability that the prospective resources will be economically viable.

Standard probabilistic methods were used in the uncertainty analysis. Probability distributions were estimated from representations of porosity, petroleum saturation, net hydrocarbon thickness, geometric correction factor*, recovery efficiency, fluid properties, and productive area for each prospect. These representations were prepared based on known data, analogy, and other standard estimation methods including experience. Statistical measures describing the probability distributions of these representations were identified and input to a Monte Carlo simulation to produce low estimate, best estimate, high estimate, and mean estimate prospective resources for each prospect

In this report, 64 potential accumulations are referred to as prospects and leads to reflect the current stage of technical evaluation.

In this report, gas volumes are identified by the type of reservoir from which the gas is or will be produced. Nonassociated gas is gas at initial reservoir conditions with no crude oil present in the reservoir. Solution gas is gas dissolved in crude oil at initial reservoir conditions.

Quantitative Risk Assessment and the Application of P_g

Minimum, modal, and maximum representations of productive area were interpreted from maps, available seismic data, and/or analogy. Low, mean, and high representations for the petrophysical parameters (porosity, petroleum saturation, and net hydrocarbon thickness), and engineering parameters (recovery efficiency and fluid properties) were also made based on available well data, regional data, analog field data, and global experience. Individual probability distributions for net rock volume and petrophysical and engineering parameters were produced from these representations and are summarized in Tables 13 and 14.

The distributions for the variables were derived from (1) scenario-based interpretations, (2) the geologic, geophysical, petrophysical, and engineering data available, (3) local, regional, and global knowledge, and (4) field and case studies in the literature. The parameters used to model the recoverable volumes were productive area, net hydrocarbon thickness, geometric correction factor, porosity, petroleum saturation, formation volume factor, and recovery efficiency. Minimum, mean, and maximum representations were used to statistically model and shape the input P_{90}, P_{50}, and P_{10} parameters. Productive area and net hydrocarbon thickness were modeled using truncated lognormal distributions. Truncated normal and triangular distributions were used to model geometric correction factor, formation volume factor, and recovery efficiency. Porosity and petroleum saturation were modeled using truncated normal distributions. Latin hypercube sampling was used to better represent the tails of the distributions.

Each individual volumetric parameter was investigated using a probabilistic approach with attention to variability. Deterministic data were used to anchor and shape the various distributions. The net rock volume parameters had the greatest range of variability, and therefore had the greatest impact on the uncertainty of the simulation. The volumetric parameter variability was based on the structural and stratigraphic uncertainties due to the depositional environment and quality of the seismic data. Analog field data were statistically incorporated to derive uncertainty limits and constraints on the net pore volume. Uncertainty associated with the depth conversion, seismic interpretation, gross sand thickness mapping, and net hydrocarbon thickness assumptions were also derived from studies of analogous reservoirs, multiple interpretive scenarios, and sensitivity analyses.

A P_g analysis was applied to estimate the volumes that may actually result from drilling these prospects. In the P_g analysis, the P_g estimates were made for each prospect from the product of the probabilities of the four geologic chance factors: trap, reservoir, migration, and source.

Estimates of gross and net prospective oil, gas, solution gas, and condensate resources and the P_g estimates, as of August 31, 2010, evaluated herein are shown in Tables 1 through 8. The prospective oil resources and prospective gas resources are organized at the prospect level. The prospective solution gas resources and prospective condensate resources are organized at the reservoir level. The P_g-adjusted mean estimate of the prospective resources was then derived by the probabilistic product of P_g and the resources distributions for the prospect. These results were then stochastically summed (zero dependency) to produce the total P_g-adjusted mean estimate prospective resources.

Application of the P_g factor to estimate the P_g-adjusted prospective resources volumes does not equate prospective resources with reserves or contingent resources. P_g-adjusted estimates of prospective resources volumes cannot be compared directly to or aggregated with either reserves or contingent resources. Estimates of P_g are interpretive and are dependent on the quality and quantity of data currently available. Future data acquisition, such as additional drilling or seismic acquisition can have a significant effect on P_g estimation. These additional data are not confined to the area of report, but also include data from similar geologic settings or from technological advancements that could affect the estimation of P_g.

Application of P_e

TEFS required for prospect success was also estimated. TEFS was used to truncate and redistribute the estimated prospective resources probability distributions. The truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted estimates of the prospective resources were then estimated by the probabilistic product of P_e and the truncated, TEFS-adjusted prospective resources distributions for each of the individual prospects. These results were then stochastically summed (zero dependency) and redistributed to produce the truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted prospective resources estimates.

Estimates, as of August 31, 2010, of the truncated, TEFS-adjusted, P_c-adjusted gross and net prospective oil and gas resources evaluated herein are summarized in Tables 9 through 12.

Application of the P_c factor to estimate the P_e-adjusted prospective resources volumes does not equate prospective resources with contingent resources or reserves. Estimates of P_e are interpretive and are dependent on the quality and quantity of data currently available. Future data acquisition, technical developments, or favorable economic scenarios can have a significant effect on P_e estimation. These additional data are not confined to the area of report, but also include data from similar geologic settings or technological advancements that could affect the estimation of P_e.

VALUATION of RESOURCES

The estimates of potential present worth of future net revenue discounted at 10 percent that could be realized for the prospective resources estimated in this report are dependent on the successful discovery and development of the prospects evaluated herein. The estimated potential present worth of the prospective resources evaluated in this report is to be used for comparison and ranking of these prospective resources against other prospective resources only. The estimated potential present worth for the prospective resources cannot be compared directly to, equated with, or aggregated with the present worth estimates that could be realized from contingent resources or reserves, nor are these potential present worth estimates an assessment of the fair market value of the properties evaluated herein.

At the request of HRT, deterministic and probabilistic methodologies were used to estimate potential present worth that could be realized should the prospective resources estimated herein be both successfully discovered and developed.

Probabilistic methods were used to estimate the potential prospective resources quantities. Deterministic models incorporated various economic factors and development practices based on the potential probabilistic prospective resources quantities estimated. The following were estimated deterministically: operating expenses, capital costs, prices (U.S.$60.00 low estimate, U.S.$80.00 mean estimate, and U.S.$100.00 high estimate per barrel for Brent crude, not escalated, in 2010 U.S.$; and U.S.$3.00 low estimate, U.S.$4.00 mean estimate, and U.S.$5.00 high estimate per thousand cubic feet for gas, not escalated, in 2010 U.S.$), potential production, depreciation, taxes, time value of money, field life, exploration well costs, development timing, and abandonment costs, with consideration of other factors. These economic factors and development practices are summarized in Tables 17 through 75. The HRT data were modeled using a potential present worth discount rate of 10 percent for various field sizes and field development maturity. These data inherently contain variation in the economic assumptions, transportation, drilling, and other infrastructure installation costs. These deterministically estimated economic schedules allowed for the deterministic estimation of potential present worth per unit of resources based on three prospective resources quantity estimates: low, mean, and high. These three deterministic-based potential present worth per unit of resources (low, mean, and high) estimates were used to construct potential present worth per unit of resources

distributions. These distributions were used to assign potential value assuming the successful discovery and development of each respective prospect. Solution gas and condensate are included in the estimation of potential present worth per barrel distribution applied to the primary streams; therefore these estimates are not summarized in the truncated, TEFS-adjusted, and potential present worth tables. Potential values were not estimated for the leads.

The estimates of potential present worth that could be realized for the truncated, TEFS-adjusted mean estimate prospective resources are presented after adjustment for P_e. Potential present worth per barrel was used in the quantitative risk assessment in conjunction with the truncated, TEFS-adjusted P_e-adjusted prospective resources to estimate potential present worth. (The Glossary of Probabilistic Terms bound with this appraisal presents relevant equations and definitions).

The potential present worth per barrel methodology is a probabilistic estimation. Therefore, the potential present worth per barrel is expressed as a distribution rather than a single value. Probabilistic outcomes involve thousands of iterations using distributions. Deterministic estimations and related mathematical operations (addition, subtraction, multiplication, and division) cannot be performed on prospective resources distributions or potential present worth per barrel distributions. Any such calculation produces invalid results that are not comparable to the probabilistic outcomes estimated herein. Such calculations and comparisons to these probabilistic outcomes must be avoided.

Potential present worth for the truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted gross prospective resources has been estimated by deriving a potential present worth value at 10 percent versus various-sized field developments based on economic modeling results. Estimated potential present worth for the gross prospective resources considered the timing and costs of exploration, appraisal and development costs, and other information depending on the prospect.

Potential present worth estimation considers potential exploration success against potential exploration failure. Exploration success probabilistically blends TEFS, P_e-adjusted volumes, net ownership, and potential present worth per barrel. Exploration failure probabilistically blends the probability of economic failure and the exploration dry

hole cost. The resulting estimation of volumes, probabilities of economic success and failure, ownership, and exploration drilling costs can range from positive potential present worth to negative potential worth. For example, a negative potential present worth could result for a prospect with a small truncated, TEFS-adjusted volume, a low P_e, a low-to-moderate positive potential present worth per barrel of oil equivalent, and a high exploration well cost. Consideration of the "failure leg" for any exploration appraisal estimation is standard industry practice. A detailed explanation of the relevant variables and formula is presented under the definition of Potential Present Worth in the Glossary of Probabilistic Terms bound with this report.

The estimated prospective resources TEFS for the Brazilian and Namibian prospects are summarized on Table P1. Truncated lognormal distributions of potential present worth per barrel were used in the simulation. For each prospect, the input mean potential present worth per barrel of oil equivalent are summarized in Table P1. Any delay in the timing of development will negatively impact the potential present worth estimated herein. Likewise, any changes in government regulations affecting potential oil and gas production or pricing can impact the estimated potential present worth.

The estimated potential present worth, expressed in thousands of U.S.$, of the truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted gross prospective resources attributable to the license area if the prospects were successfully discovered and developed, are summarized in Tables 15 and 16.

Application of P_e to estimate the P_e-adjusted prospective resources does not equate prospective resources and their associated values with contingent resources or reserves. P_e-adjusted prospective resources quantities and their associated values cannot be compared directly to or aggregated with either contingent resources or reserves and their associated values.

Estimates of P_e are interpretive and are dependent on the quality and quantity of data currently made available. Future changes in the fiscal environment and/or the infrastructure of the area can change these values significantly.

There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the

prospective resources evaluated. Gas quantities have been deterministically converted to barrels of oil equivalent (BOE) using 5,650 standard cubic feet of gas per barrel.

SUMMARY and CONCLUSIONS

Prospective resources in 58 prospects and 6 leads have been identified in various license blocks in two basins of Brazil and Namibia. Leads are not included in the estimation of potential present worth. Estimates of the gross and net prospective oil, gas, and condensate resources for Brazil and Namibia, as of August 31, 2010, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl) and millions of cubic feet (10^6ft^3):

	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Mean Estimate
Gross Prospective Resources				
Gross Prospective Oil Resources, 10^3bbl	4,155,424	6,053,174	8,818,129	6,319,703
Gross Prospective Nonassociated Gas Resources, 10^6ft^3	3,134,777	4,566,405	6,652,238	4,767,467
Gross Prospective Solution Gas Resources, 10^6ft^3	1,178,662	2,647,372	5,946,968	3,231,529
Gross Prospective Condensate Resources, 10^3bbl	25,680	57,680	129,570	70,408
Net Prospective Resources				
Net Prospective Oil Resources, 10^3bbl	3,703,852	5,341,408	7,757,893	5,578,088
Net Prospective Nonassociated Gas Resources, 10^6ft^3	1,724,127	2,511,523	3,658,731	2,622,107
Net Prospective Solution Gas Resources, 10^6ft^3	1,028,350	2,321,269	5,234,892	2,842,522
Net Prospective Condensate Resources, 10^3bbl	14,124	31,724	71,264	38,724

Notes:
1. P_g and P_e have not been applied to the volumes in this table.
2. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
3. Low, best, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, and P_{10}, respectively.
4. The prospective resources presented above are based on the statistical aggregation method.
5. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

Estimates of the gross and net truncated, TEFS-adjusted prospective oil and gas resources for Brazil and Namibia, as of August 31, 2010, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl) and millions of cubic feet (10^6ft^3):

	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Mean Estimate
Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Resources				
Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	3,655,514	5,651,010	8,736,414	5,987,137
Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Nonassociated Gas Resources, 10^6ft^3	3,216,900	4,686,033	6,826,508	4,892,362
Net Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Resources				
Net Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	3,194,939	4,906,809	7,541,600	5,174,019
Net Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Nonassociated Gas Resources, 10^6ft^3	1,769,295	2,577,318	3,754,579	2,690,799

Notes:
1. P_g and P_e have not been applied to the volumes in this table.
2. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
3. Application of any risk factor does not equate prospective resources with contingent resources or reserves.
4. Low, best, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, and P_{10}, respectively.
5. The prospective resources presented above are based on the statistical aggregation method.
6. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

The gross and net truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted mean estimate prospective oil and gas resources for Brazil and Namibia, as of August 31, 2010, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl) and millions of cubic feet of gas ($10^6 ft^3$).

	Mean Estimate
Gross Truncated, TEFS-Adjusted, P_e - Adjusted Prospective Resources	
Gross Truncated, TEFS-Adjusted, P_e - Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	1,583,886
Gross Truncated, TEFS-Adjusted, P_e - Adjusted Prospective Nonassociated Gas Resources, 10^6ft^3	1,694,986
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e - Adjusted Prospective Resources	
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e - Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	1,366,767
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e - Adjusted Prospective Nonassociated Gas Resources, 10^6ft^3	932,242

Notes:
1. Application of P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
2. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
3. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

The following table summarizes the net potential present worth (various net interests to HRT) for Brazil and Namibia that might be realized from the production and sale of the truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted prospective oil and gas resources of the various prospects evaluated herein, using the potential present worth per prospective resources volume methodology, as of August 31, 2010, expressed in thousands of U.S. dollars (10^3 U.S.$):

	Potential Present Worth at 10 Percent			
	Low Estimate (10^3 U.S.$)	Best Estimate (10^3 U.S.$)	High Estimate (10^3 U.S.$)	Mean Estimate (10^3 U.S.$)
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted Prospective Oil Resources	5,883,307	9,638,662	15,792,305	10,381,157
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted Prospective Nonassociated Gas Resources	(208,649)	(44,177)	176,111	(34,783)

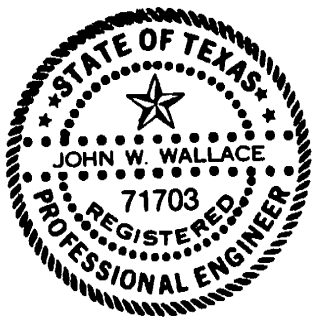
Notes:
1. Estimated potential present worth of prospective resources is not comparable to present worth estimates of contingent resources or reserves.
2. Estimates of potential present worth for prospective resources do not consider adjustments for political uncertainties.
3. A possibility exists that the prospects will not result in successful discovery and development, in which case there would be no positive present worth.
4. Arithmetic summations are reported in the resources tables bound with this report.
5. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

The PRMS guidelines suggest that the arithmetic summation method be used to aggregate resources quantities above the field, property, or project level. The prospective resources quantities aggregated by the arithmetic summation method for the prospects evaluated in this report are presented in the resources tables bound with this report.

Submitted,

DeGOLYER and MacNAUGHTON
Texas Registered Engineering Firm F-716

SIGNED: September 8, 2010



John W. Wallace, P.E.
Senior Vice President
DeGolyer and MacNaughton

GLOSSARY of PROBABILISTIC TERMS

1C – Denotes low estimate scenario of contingent resources.

2C – Denotes best estimate scenario of contingent resources.

3C – Denotes high estimate scenario of contingent resources.

Accumulation – The term accumulation is used to identify an individual body of moveable petroleum. A known accumulation (one determined to contain reserves or contingent resources) must have been penetrated by a well. The well must have clearly demonstrated the existence of moveable petroleum by flow to the surface or at least some recovery of a sample of petroleum through the well. However, log and/or core data from the well may establish an accumulation, provided there is a good analogy to a nearby and geologically comparable known accumulation.

Arithmetic Summation – The process of adding a set of numbers that represent estimates of resources quantities at the reservoir, prospect, or portfolio level. Statistical aggregation yields different results.

Best (Median) Estimate – The best (median) estimate is the P_{50} quantity. P_{50} means there is a 50-percent chance that an estimated quantity, such as a prospective resources volume or associated value, will be equaled or exceeded.

Contingent Resources – Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.

Based on assumptions regarding future conditions and their impact on ultimate economic viability, projects currently classified as Contingent Resources may be broadly divided into three groups:

Marginal Contingent Resources – Those quantities associated with technically feasible projects that are either currently economic or projected to be economic under reasonably forecasted improvements in commercial conditions but are not committed for development because of one or more contingencies.

Sub-Marginal Contingent Resources – Those quantities associated with discoveries for which analysis indicates that technically feasible development projects would not be economic and/or

other contingencies would not be satisfied under current or reasonably forecasted improvements in commercial conditions. These projects nonetheless should be retained in the inventory of discovered resources pending unforeseen major changes in commercial conditions.

Undetermined Contingent Resources – Where evaluations are incomplete such that it is premature to clearly define ultimate chance of commerciality, it is acceptable to note that project economic status is "undetermined."

Expected Value – The expected value (EV) is the probability-weighted average of the parameter being estimated, where probability values from the probability distribution are used as the weighting factors. Parameter values (abscissa) and probabilities (ordinate) are the Cartesian pairs (e.g., gross recoverable volumes and P_{90}), which define the probability distribution. These parameters are probability-weighted and summed to yield the resulting expected value. The equation for computing the expected value is as follows:

$$EV = \sum_{i=1}^{n} (P_i)(V_i)$$

where: P = probability from probability distribution, ordinate
V = parameter value, abscissa
i = a specific value in an ordered sequence of values
n = the total number of samples

The expected value is the algebraic sum of all of the products obtained by multiplying the parameter quantity and its associated probability of occurrence. The expected value is sometimes called the mean estimate or the statistical mean. In a probabilistic analysis, the expected value is the only quantity that can be treated arithmetically (by addition, subtraction, multiplication, or division). All other quantities, such as median (P_{50}), mode, P_{90}, and P_{10}, require probabilistic techniques for scaling or aggregation.

The probability associated with the statistical mean depends on the variance of the distribution from which the mean is calculated. The mean estimate is the statistical mean (the probability-weighted average), which typically has a probability in the P_{45} to P_{15} range. Therefore, if a successful discovery occurs, the probability of the accumulation containing the statistical mean volume or greater is usually between 45 and 15 percent.

The expected value is the preferred quantity to use for the best estimate in probabilistic estimates of prospective resources. The P_{90} and P_{10} quantity is often used for the low and high estimates, respectively, of prospective resources. Aggregation or scaling of P_{90}, P_{50}, and P_{10} quantities should be done probabilistically, not arithmetically.

Geometric Correction Factor – The geometric correction factor (GCF) is a geometry adjustment correction that takes into account the relationship of the potential fluid contact to the geometry of the reservoir and trap. Input parameters used to estimate the geometric correction factor include trap shape, length-to-width ratio, potential reservoir thickness, and the height of the potential trapping closure (potential hydrocarbon column height).

High Estimate – The high estimate is the P_{10} quantity. P_{10} means there is a 10-percent chance that an estimated quantity, such as a prospective resources volume or associated value, will be equaled or exceeded.

Lead – A lead is less well defined and requires additional data and/or evaluation to be classified as a prospect. An example would be a poorly defined closure mapped using sparse regional seismic data in a basin containing favorable source and reservoir(s). A lead may or may not be elevated to prospect status depending on the results of additional technical work. A lead must have a P_g equal to or less than 0.05 to reflect the inherent technical uncertainty.

Low Estimate – The low estimate is the P_{90} quantity. P_{90} means there is a 90-percent chance that an estimated quantity, such as a prospective resources volume or associated value, will be equaled or exceeded.

Mean Estimate – In accordance with petroleum industry standards, the mean estimate is the probability-weighted average, which typically has a probability in the P_{45} to P_{15} range, depending on the variance of prospective resources volume or associated value. Therefore, the probability of a prospect or accumulation containing the probability weighted average volume or greater is usually between 45 and 15 percent. The mean estimate is the preferred probabilistic estimate of resources volumes.

Median – Median is the P_{50} quantity, where the P_{50} means there is a 50-percent chance that a given variable (such as prospective resources, porosity, or water saturation) is equaled or exceeded. The median of a data set is a number such that half the measurements are below the median and half are above.

The median is an acceptable, and one of the preferred, quantities to use for the best estimate in probabilistic estimations of prospective resources.

Migration Chance Factor – Migration chance factor ($P_{migration}$) is defined as the probability that a trap either predates or is coincident with petroleum migration and that there exists vertical and/or lateral migration pathways linking the source to the trap.

Mode – The mode (MO) is the quantity that occurs with the greatest frequency in the data set and therefore is the quantity that has the greatest probability of occurrence. However, the mode may not be uniquely defined, as is the case in multimodal distributions.

The mode is an acceptable, but not preferred, quantity to use for the best estimate in probabilistic estimations of prospective resources.

Net Entitlement Interest – A production sharing agreement (PSA) or a production sharing contract (PSC) allows a company to be reimbursed for its share of the capital and operating expenses and to share in the profits. The reimbursements and profit proceeds (less the extraordinary profits tax (EPT)) are converted to a barrel-equivalent volume by dividing by the weighted-average price of oil or gas. The ratio of this barrel-equivalent volume and the gross volume is a *net entitlement interest*. As such, the resulting entitlement interest may vary with product price, costs, timing of production, and other factors.

P_e-adjusted Mean Estimate – The P_e-adjusted mean estimate, or "economic risk-adjusted mean estimate," is a probability-weighted average of the hydrocarbon quantities potentially recoverable if a prospect portfolio were drilled, or if a family of similar prospects were drilled. The P_e-adjusted mean estimate is a "blended" quantity. It is a mean estimation of volumetric uncertainty, geologic (P_g), and economic risk (chance). This statistical measure considers and quantifies the economic success and economic failure outcomes. Consequently, it represents the average or mean "economic" volumes resulting from economically viable drilling and exploration. The P_e-adjusted best estimate is calculated as follows:

$$P_e\text{-adjusted mean estimate} = P_e \times \text{mean estimate}$$

P_g-adjusted Mean Estimate – The P_g-adjusted mean estimate, or "geologic risk-adjusted mean estimate," is a probability-weighted average of the hydrocarbon quantities potentially recoverable if a prospect portfolio were drilled, or if a family of similar prospects were drilled. The P_g-adjusted mean estimate is a "blended" quantity. It is a mean estimation of both volumetric uncertainty and geological risk (chance). This statistical measure considers and quantifies the geological success and geological failure outcomes. Consequently, it represents the average or mean "geologic" outcome of a drilling and exploration program. The P_g-adjusted mean estimate is calculated as follows:

$$P_g\text{-adjusted mean estimate} = P_g \times \text{mean estimate}$$

P_n Nomenclature – This report uses the convention of denoting probability with a subscript representing the greater than cumulative probability distribution. As such, the notation P_n indicates the probability that there is an *n*-percent chance that a specific input or output quantity

will be equaled or exceeded. For example, P_{90} means there is a 90-percent chance that a variable (such as prospective resources, porosity, or water saturation) is equaled or exceeded.

Play – A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.

Potential Present Worth – Potential present worth (PPW) is defined as potential future net revenue discounted at 10 percent compounded monthly over the expected period of realization. The estimation is probabilistically modeled using distributions (except NRI, a constant) in the following equation:

$$PPW_{10} = \left[\left(P_e \times EV_t \times NRI \times \frac{PW}{BOE}\right) - (P_e \times CWCE \times NRI)\right] - (P_f \times DHC \times NRI)$$

where:

PPW_{10}	=	potential present worth at 10 percent
P_e	=	probability of economic success
EV_t	=	mean estimate, potential gross recoverable volume, truncated, TEFS-adjusted
NRI	=	net revenue interest
PW/BOE	=	present worth at 10 percent per barrel of oil equivalent
CWCE	=	completed well cost estimate
P_f	=	probability of economic failure
DHC	=	dry hole cost estimate

Predictability versus Portfolio Size – The number of prospects in a prospect portfolio influences the reliability of the forecast of drilling results. The relationship between predictability versus portfolio size (PPS) is also known in the petroleum industry literature as "Gambler's Ruin." The relationship of probability to portfolio size is described by the binomial probability equation given as follows:

$$P_x^n = (C_x^n)(p)^x(1-p)^{n-x}$$

where:

P_x^n	=	the probability of x successes in *n* trials
C_x^n	=	the number of mutually exclusive ways that x successes can be arranged in *n* trials
p	=	the probability of success for a given trial (for petroleum exploration, this is P_g)
x	=	the number of successes (e.g., the number of discoveries)
n	=	the number of trials (e.g., the number of wells to be drilled)

Note: For the case of *n* successive dry holes, C_x^n and p each equals 1, so the probability of failure is the quantity (1 – p) raised to the number of trials.

Probability of Economic Success – The probability of economic success (P_e) is defined as the probability that a given discovery will be economically viable. It takes into account P_g, P_{TEFS}, TEFS, capital costs, operating expenses, the proposed development plan, the economic model (discounted cash flow analyses), and other business and economic factors. P_e is calculated as follows:

$$P_e = P_g \times P_{TEFS}$$

Probability of Geologic Success – The probability of geologic success (P_g) is defined as the probability of discovering reservoirs that flow petroleum at a measurable rate. P_g is estimated by quantifying with a probability each of the following individual geologic chance factors: trap, source, reservoir, and migration. The product of the probabilities of these four chance factors is P_g.

Probability of TEFS – The probability of threshold economic field size (P_{TEFS}) is defined as the probability of discovering an accumulation that is large enough to be economically viable. P_{TEFS} is estimated by using the prospective resources recoverable volumes distribution in conjunction with the TEFS. The probability associated with the TEFS can be determined graphically from the prospective gross recoverable volumes distribution.

Prospect – A prospect is a potential accumulation that is sufficiently well defined to be a viable drilling target. For a prospect, sufficient data and analyses exist to identify and quantify the technical uncertainties, to determine reasonable ranges of geologic chance factors and engineering and petrophysical parameters, and to estimate prospective resources. In addition, a viable drilling target requires that 70 percent of the median potential production area be located within the block or license area of interest.

Prospective Resources – Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects.

Reservoir Chance Factor – The reservoir chance factor ($P_{reservoir}$) is defined as the probability associated with the presence of porous and permeable reservoir quality rock.

Source Chance Factor – The source chance factor (P_{source}) is defined as the probability associated with the presence of a hydrocarbon source rock rich enough, of sufficient volume, and in the proper spatial position to charge the prospective area or areas.

Standard Deviation – Standard deviation (SD) is a measure of distribution spread. It is the positive square root of the variance. The variance is the summation of the squared distance from the mean of all possible values. Since the units of standard deviation are the same as those of the sample set, it is the most practical measure of population spread.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \mu)^2}{n - 1}}$$

where: σ = standard deviation
σ^2 = variance
n = sample size
x_i = value in data set
μ = sample set mean

Statistical Aggregation – The process of probabilistically aggregating distributions that represent estimates of resources quantities at the reservoir, prospect, or portfolio level. Arithmetic summation yields different results.

Threshold Economic Field Size – The threshold economic field size (TEFS) is the minimum amount of the producible petroleum required to recover the total capital and operating expenditure used to establish the potential accumulation as having a potential present worth equal to zero.

Trap Chance Factor – The trap chance factor (P_{trap}) is defined as the probability associated with the presence of a structural closure and/or a stratigraphic trapping configuration with competent vertical and lateral seals, and the lack of any post migration seal integrity events or breaches.

Truncated Mean Estimate – The truncated mean estimate is the resulting expected value calculated from the truncation of the resources distribution by the threshold economic field size. This truncated distribution produces a new set of statistical metrics.

Variance – The variance (σ^2) is a measure of how much the distribution is spread from the mean. The variance sums up the squared distance from the mean of all possible values of x. The

variance has units that are the squared units of x. The use of these units limits the intuitive value of variance.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \mu)^2}{n-1}$$

where: σ^2 = variance
n = sample size
x_i = value in data set
μ = sample set mean



TABLE P1
PROSPECT PORTFOLIO SUMMARY
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL and GAS PROSPECTS/LEADS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

Prospect/Lead	Country	Basin	License Block	Ownership (decimal)	Statistical Mean Potential Present Worth per BOE (U.S.$/BOE)	Well Cost Estimate (U.S.$)	Spud Date (year)	Prospect Potential Fluid	Target Zone Depth (meters)	Water Depth (meters)	Threshold Economic Field Size (10^3 BOE)
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-148	0.550	14.860	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	12.280	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	8.950	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	13.820	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	13.200	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-172-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	0.550	14.350	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-172-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	0.550	14.790	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-172-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	0.550	11.530	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-196-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-196	0.550	8.970	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-218-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-218	0.550	6.460	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-174-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-174	0.550	10.740	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-216-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	0.550	11.900	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-216-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	0.550	8.700	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-217-1 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-217	0.550	-	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-194-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	0.550	13.830	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-194-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	0.550	11.740	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-151-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	0.550	8.630	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-151-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	0.550	9.390	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	12.140	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	10.290	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	9.040	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	10.060	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-GUA	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	14.150	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-TAQ	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	14.500	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	13.450	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	15.020	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	15.260	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	14.690	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	0.550	9.860	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	8.720	15,000,000	2011-2014	Oil	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	0.550	0.400	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	0.530	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	0.440	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	0.390	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	0.580	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-168-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	0.550	0.970	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-168-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	0.550	0.640	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-168-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	0.550	1.190	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-168-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	0.550	0.630	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-191-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	0.550	0.560	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-191-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	0.550	0.220	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-191-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	0.550	0.160	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-191-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	0.550	0.330	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-214-1 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	0.550	-	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-214-2 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	0.550	-	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-214-3 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	0.550	-	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	0.550	1.970	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	P-SOL-148	0.550	1.840	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-194-IMA	Brazil	Solimoes	P-SOL-194	0.550	1.850	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	0.210	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	0.630	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	0.330	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	0.550	0.490	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	1.950	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	1.660	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	0.550	1.810	15,000,000	2011-2014	Gas	1,000-3,000	-	6,000
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	1.000	8.020	60,000,000	2013	Oil	2,000-6,000	345	80,000
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	1.000	7.720	60,000,000	2014	Oil	2,000-6,000	520	80,000
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	1.000	8.010	60,000,000	2014	Oil	2,000-6,000	620	80,000
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	1.000	7.810	60,000,000	2012	Oil	2,000-6,000	350	80,000
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	1.000	8.550	60,000,000	2014	Oil	2,000-6,000	300	80,000
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	1.000	8.700	60,000,000	2013	Oil	2,000-6,000	1190	80,000
Kokanee (Lead)	Namibia	Walvis	2112-B	1.000	-	60,000,000	2015	Oil	2,000-6,000	1630	80,000
Bohemia (Lead)	Namibia	Walvis	2212-A	1.000	-	60,000,000	2015	Oil	2,000-6,000	330	80,000

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 1
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE OIL RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

				Gross Prospective Oil Resources Summary					
Prospect/Lead	Country	Basin	License	Low Estimate (10^3bbl)	Best Estimate (10^3bbl)	High Estimate (10^3bbl)	Mean Estimate (10^3bbl)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-148	8,270	21,068	52,094	27,299	0.350	9,555
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	39,948	90,598	198,621	106,548	0.287	30,585
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	25,225	55,054	109,888	62,861	0.266	16,691
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	22,325	48,692	105,802	57,443	0.312	17,944
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	17,773	39,238	81,072	46,402	0.313	14,521
P-SOL-172-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	11,483	29,982	76,537	38,771	0.420	16,284
P-SOL-172-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	7,492	22,712	61,239	30,113	0.490	14,755
P-SOL-172-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	25,633	56,718	124,049	68,540	0.358	24,536
P-SOL-196-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-196	20,799	58,561	154,424	76,830	0.350	26,891
P-SOL-218-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-218	53,665	159,680	424,975	208,787	0.350	73,075
P-SOL-174-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-174	17,010	46,962	119,133	59,767	0.350	20,919
P-SOL-216-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	5,614	14,658	37,418	18,955	0.350	6,634
P-SOL-216-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	30,601	86,159	227,198	113,038	0.350	39,563
P-SOL-217-1 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-217	33,717	89,708	238,603	117,142	0.050	5,857
P-SOL-194-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	7,818	21,727	55,056	27,768	0.350	9,719
P-SOL-194-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	6,656	18,377	46,617	23,387	0.350	8,186
P-SOL-151-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	24,318	68,772	178,297	89,183	0.420	37,457
P-SOL-151-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	16,483	49,967	134,727	66,249	0.420	27,825
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	3,778	10,786	31,812	14,938	0.162	2,420
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	6,546	19,746	55,802	26,410	0.162	4,278
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	15,992	48,340	131,897	64,210	0.162	10,402
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	12,334	36,617	102,701	49,838	0.162	8,074
P-SOL-170-GUA	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	11,999	34,954	86,406	43,311	0.162	7,016
P-SOL-170-TAQ	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	7,226	20,378	49,159	25,193	0.162	4,081
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	8,250	24,579	57,082	29,558	0.162	4,788
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	5,623	16,178	39,257	19,643	0.162	3,182
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	1,160	3,443	9,656	4,686	0.162	759
P-SOL-170-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	1,681	5,611	16,803	7,906	0.162	1,281
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	38,661	90,489	207,199	110,792	0.153	16,926
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	2,865	9,301	26,236	12,466	0.162	2,019
Solimoes Arithmetic Summation				490,945	1,299,055	3,239,760	1,648,034	0.283	466,223
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	63,639	201,455	600,201	281,934	0.274	77,363
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	86,135	268,693	809,743	383,757	0.269	103,154
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	51,772	167,297	517,553	237,230	0.269	63,767
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	625,113	1,236,307	2,580,634	1,482,996	0.254	375,990
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	116,566	252,104	519,778	293,565	0.288	84,547
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	286,652	636,158	1,351,770	763,389	0.336	256,499
Kokanee (Lead)	Namibia	Walvis	2112-B	280,800	806,500	2,195,208	1,081,757	0.050	54,088
Bohemia (Lead)	Namibia	Walvis	2212-A	31,363	103,915	310,839	147,041	0.050	7,352
Namibia Arithmetic Summation				1,542,040	3,672,429	8,885,726	4,671,669	0.219	1,022,760
Statistical Aggregate				**4,155,424**	**6,053,174**	**8,818,129**	**6,319,703**	**0.236**	**1,488,983**
Arithmetic Summation				2,032,985	4,971,484	12,125,486	6,319,703	0.236	1,488,983

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 2
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE OIL RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

				Net Prospective Oil Resources Summary					
Prospect/Lead	Country	Basin	License	Low Estimate (10^3bbl)	Best Estimate (10^3bbl)	High Estimate (10^3bbl)	Mean Estimate (10^3bbl)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-148	4,549	11,587	28,652	15,014	0.350	5,255
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	21,971	49,829	109,242	58,601	0.287	16,822
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	13,874	30,280	60,438	34,574	0.266	9,180
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	12,279	26,781	58,191	31,594	0.312	9,869
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	9,775	21,581	44,590	25,521	0.313	7,987
P-SOL-172-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	6,316	16,490	42,095	21,324	0.420	8,956
P-SOL-172-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	4,121	12,492	33,681	16,562	0.490	8,115
P-SOL-172-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	14,098	31,195	68,227	37,697	0.358	13,495
P-SOL-196-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-196	11,439	32,209	84,933	42,257	0.350	14,790
P-SOL-218-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-218	29,516	87,824	233,736	114,833	0.350	40,191
P-SOL-174-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-174	9,356	25,829	65,523	32,872	0.350	11,505
P-SOL-216-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	3,088	8,062	20,580	10,425	0.350	3,649
P-SOL-216-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	16,831	47,387	124,959	62,171	0.350	21,760
P-SOL-217-1 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-217	18,544	49,339	131,232	64,428	0.050	3,221
P-SOL-194-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	4,300	11,950	30,281	15,272	0.350	5,345
P-SOL-194-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	3,661	10,107	25,639	12,863	0.350	4,502
P-SOL-151-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	13,375	37,825	98,063	49,051	0.420	20,601
P-SOL-151-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	9,066	27,482	74,100	36,437	0.420	15,304
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	2,078	5,932	17,497	8,216	0.162	1,331
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	3,600	10,860	30,691	14,526	0.162	2,353
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	8,796	26,587	72,543	35,316	0.162	5,721
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	6,784	20,139	56,486	27,411	0.162	4,441
P-SOL-170-GUA	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	6,599	19,225	47,523	23,821	0.162	3,859
P-SOL-170-TAQ	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	3,974	11,208	27,037	13,856	0.162	2,245
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	4,538	13,518	31,395	16,257	0.162	2,633
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	3,093	8,898	21,591	10,804	0.162	1,750
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	638	1,894	5,311	2,577	0.162	417
P-SOL-170-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	925	3,086	9,242	4,348	0.162	705
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	21,264	49,769	113,959	60,936	0.153	9,309
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	1,576	5,116	14,430	6,856	0.162	1,110
Solimoes Arithmetic Summation				270,020	714,480	1,781,868	906,419	0.283	256,423
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	63,639	201,455	600,201	281,934	0.274	77,363
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	86,135	268,693	809,743	383,757	0.269	103,154
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	51,772	167,297	517,553	237,230	0.269	63,767
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	625,113	1,236,307	2,580,634	1,482,996	0.254	375,990
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	116,566	252,104	519,778	293,565	0.288	84,547
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	286,652	636,158	1,351,770	763,389	0.336	256,499
Kokanee (Lead)	Namibia	Walvis	2112-B	280,800	806,500	2,195,208	1,081,757	0.050	54,088
Bohemia (Lead)	Namibia	Walvis	2212-A	31,363	103,915	310,839	147,041	0.050	7,352
Namibia Arithmetic Summation				1,542,040	3,672,429	8,885,726	4,671,669	0.219	1,022,760
Statistical Aggregate				**3,703,852**	**5,341,408**	**7,757,893**	**5,578,088**	**0.229**	**1,279,183**
Arithmetic Summation				1,812,060	4,386,909	10,667,594	5,578,088	0.229	1,279,183

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 3
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE GAS RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

				Gross Prospective Gas Resources Summary					
Prospect/Lead	Country	Basin	License	Low Estimate ($10^6 ft^3$)	Best Estimate ($10^6 ft^3$)	High Estimate ($10^6 ft^3$)	Mean Estimate ($10^6 ft^3$)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate ($10^6 ft^3$)
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	285,765	589,455	1,272,408	691,095	0.560	387,013
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	51,079	109,241	219,771	125,316	0.316	39,541
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	111,761	242,841	460,322	272,065	0.420	114,156
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	246,024	492,621	962,844	558,526	0.467	260,894
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	51,330	109,882	224,151	125,811	0.314	39,495
P-SOL-168-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	291,110	586,507	1,230,215	683,686	0.350	239,290
P-SOL-168-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	30,105	82,338	194,564	99,331	0.420	41,719
P-SOL-168-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	97,442	221,173	443,457	254,595	0.312	79,461
P-SOL-168-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	138,738	349,777	820,252	423,772	0.420	177,984
P-SOL-191-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	30,680	85,554	198,882	102,323	0.420	42,976
P-SOL-191-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	21,879	53,242	132,207	66,538	0.350	23,288
P-SOL-191-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	40,272	105,309	246,843	127,026	0.385	48,905
P-SOL-191-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	8,481	23,823	54,799	28,109	0.385	10,822
P-SOL-214-1 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	114,244	288,024	675,438	348,955	0.050	17,448
P-SOL-214-2 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	54,170	146,606	338,235	175,099	0.050	8,755
P-SOL-214-3 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	24,827	60,416	150,021	75,503	0.050	3,775
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	28,727	81,071	188,589	95,792	0.315	30,174
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	P-SOL-148	6,098	17,329	40,661	20,764	0.315	6,541
P-SOL-194-IMA	Brazil	Solimoes	P-SOL-194	7,019	18,382	43,392	22,292	0.315	7,022
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	24,309	58,382	149,397	73,829	0.300	22,149
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	9,214	26,004	60,491	30,726	0.300	9,218
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	8,484	24,110	56,573	28,889	0.315	9,100
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	3,931	10,294	24,300	12,483	0.315	3,932
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	80,993	167,259	333,089	190,869	0.245	46,763
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	33,188	69,881	145,578	80,061	0.375	30,052
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	22,564	46,629	96,288	54,012	0.382	20,615
Statistical Aggregate				**3,134,777**	**4,566,405**	**6,652,238**	**4,767,467**	**0.361**	**1,721,088**
Arithmetic Summation				1,822,434	4,066,150	8,762,767	4,767,467	0.361	1,721,088

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 4
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE GAS RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

				Net Prospective Gas Resources Summary					
Prospect/Lead	Country	Basin	License	Low Estimate ($10^6 ft^3$)	Best Estimate ($10^6 ft^3$)	High Estimate ($10^6 ft^3$)	Mean Estimate ($10^6 ft^3$)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate ($10^6 ft^3$)
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	157,171	324,200	699,824	380,102	0.560	212,857
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	28,093	60,083	120,874	68,924	0.316	21,748
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	61,469	133,563	253,177	149,636	0.420	62,786
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	135,313	270,942	529,564	307,189	0.467	143,492
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	28,232	60,435	123,283	69,196	0.314	21,722
P-SOL-168-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	160,111	322,579	676,618	376,027	0.350	131,610
P-SOL-168-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	16,558	45,286	107,010	54,632	0.420	22,945
P-SOL-168-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	53,593	121,645	243,901	140,027	0.312	43,704
P-SOL-168-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	76,306	192,377	451,139	233,075	0.420	97,891
P-SOL-191-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	16,874	47,055	109,385	56,278	0.420	23,637
P-SOL-191-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	12,033	29,283	72,714	36,596	0.350	12,808
P-SOL-191-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	22,150	57,920	135,764	69,864	0.385	26,898
P-SOL-191-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	4,665	13,103	30,139	15,460	0.385	5,952
P-SOL-214-1 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	62,834	158,413	371,491	191,925	0.050	9,596
P-SOL-214-2 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	29,794	80,633	186,029	96,304	0.050	4,815
P-SOL-214-3 (Lead)	Brazil	Solimoes	SOL-T-214	13,655	33,229	82,512	41,527	0.050	2,076
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	15,800	44,589	103,724	52,686	0.315	16,596
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	P-SOL-148	3,354	9,531	22,364	11,420	0.315	3,598
P-SOL-194-IMA	Brazil	Solimoes	P-SOL-194	3,860	10,110	23,866	12,261	0.315	3,862
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	13,370	32,110	82,168	40,606	0.300	12,182
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	5,068	14,302	33,270	16,899	0.300	5,070
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	4,666	13,261	31,115	15,889	0.315	5,005
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	2,162	5,662	13,365	6,866	0.315	2,163
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	44,546	91,992	183,199	104,978	0.245	25,720
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	18,253	38,435	80,068	44,034	0.375	16,529
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	12,410	25,646	52,958	29,707	0.382	11,338
Statistical Aggregate				**1,724,127**	**2,511,523**	**3,658,731**	**2,622,107**	**0.361**	**946,598**
Arithmetic Summation				1,002,339	2,236,383	4,819,522	2,622,107	0.361	946,598

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered.
    If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 5
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE SOLUTION GAS RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

				Gross Prospective Solution Gas Resources Summary					
Prospect/Lead	Objective	Basin	License	Low Estimate (10^6ft^3)	Best Estimate (10^6ft^3)	High Estimate (10^6ft^3)	Mean Estimate (10^6ft^3)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^6ft^3)
P-SOL-148-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-148	2,091	9,607	33,479	14,717	0.350	5,151
P-SOL-149-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	4,938	25,627	79,147	37,482	0.350	13,119
P-SOL-149-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	2,153	11,247	37,870	16,680	0.162	2,702
P-SOL-149-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	2,155	11,157	42,825	17,921	0.350	6,273
P-SOL-149-2	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	1,547	7,866	33,818	13,981	0.162	2,265
P-SOL-149-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	2,985	16,558	58,041	25,399	0.350	8,890
P-SOL-149-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	561	3,634	13,517	5,800	0.162	940
P-SOL-149-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	3,020	13,951	45,357	19,755	0.350	6,914
P-SOL-149-4	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	670	2,991	12,025	4,987	0.162	808
P-SOL-172-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-172	3,146	12,572	44,597	19,725	0.420	8,285
P-SOL-172-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-172	1,772	9,578	36,579	15,688	0.490	7,687
P-SOL-172-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-172	3,444	17,033	64,863	27,615	0.420	11,598
P-SOL-172-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-172	939	5,103	19,067	8,415	0.162	1,363
P-SOL-196-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-196	4,861	25,117	91,714	40,045	0.350	14,016
P-SOL-218-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-218	12,424	66,983	263,849	110,765	0.350	38,768
P-SOL-174-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-174	3,960	20,049	71,340	31,551	0.350	11,043
P-SOL-216-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-216	1,538	6,146	21,803	9,644	0.350	3,375
P-SOL-216-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-216	7,152	36,953	134,936	58,916	0.350	20,621
P-SOL-217-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-217	7,748	38,324	145,942	62,133	0.050	3,107
P-SOL-194-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-194	1,909	9,410	31,659	14,444	0.350	5,055
P-SOL-194-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-194	1,550	7,845	27,916	12,346	0.350	4,321
P-SOL-151-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-151	6,273	28,545	103,763	45,343	0.420	19,044
P-SOL-151-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-151	3,899	21,071	80,474	34,513	0.420	14,496
P-SOL-169-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	875	4,588	18,861	7,927	0.162	1,284
P-SOL-169-2	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	1,666	8,569	31,574	13,759	0.162	2,229
P-SOL-169-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	3,738	20,485	78,366	33,938	0.162	5,498
P-SOL-169-5	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	3,557	15,944	59,283	26,200	0.162	4,244
P-SOL-170-GUA	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	3,078	15,345	52,204	23,302	0.162	3,775
P-SOL-170-TAQ	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	1,761	9,266	32,288	13,828	0.162	2,240
P-SOL-170-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	2,178	10,887	35,698	15,889	0.162	2,574
P-SOL-170-2	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	1,404	7,217	23,725	10,717	0.162	1,736
P-SOL-170-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	300	1,418	5,455	2,378	0.162	385
P-SOL-170-4	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	425	2,423	9,643	4,131	0.162	669
P-SOL-192-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-192	3,959	22,226	92,953	38,709	0.162	6,271
P-SOL-192-1	Devonian Strat Pinchout	Solimoes	SOL-T-192	1,976	11,452	43,772	19,323	0.135	2,609
P-SOL-169-4	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	723	4,014	14,854	6,494	0.162	1,052
Solimoes Arithmetic Summation				106,375	541,201	1,993,257	864,460	0.283	244,407
Kokanee (Lead)	Aptian	Walvis	2112-B	72,407	338,435	1,256,482	549,555	0.050	27,478
Bohemia (Lead)	Albian	Walvis	2212-A	7,633	43,922	177,202	76,887	0.050	3,844
Grolsch	Aptian	Walvis	2112-B	12,845	81,306	350,477	145,866	0.274	40,026
Kilkenny	Aptian	Walvis	2112-B,2212-A	18,497	113,326	474,300	193,489	0.269	52,010
Duvel	Santonian	Walvis	2112-B	10,637	65,262	282,289	121,901	0.269	32,767
Windhoek	Tertiary	Walvis	2112-B, 2212-A	14,321	62,231	232,091	102,639	0.280	28,739
Windhoek	Albian	Walvis	2112-B, 2212-A	56,693	329,510	1,188,220	514,180	0.240	123,403
Windhoek	Aptian	Walvis	2112-B, 2212-A	14,305	74,035	294,542	120,543	0.288	34,716
Guiness	Santonian	Walvis	2112-B	7,555	44,491	180,402	77,981	0.288	22,459
Guiness	Aptian	Walvis	2112-B	8,414	44,449	172,269	72,971	0.288	21,016
Negra Modelo	Santonian	Walvis	2212-A	17,324	90,543	373,868	158,844	0.336	53,372
Negra Modelo	Aptian	Walvis	2212-A	28,354	148,401	515,692	232,213	0.336	78,023
Namibia Arithmetic Summation				268,985	1,435,911	5,497,834	2,367,069	0.219	517,853
Statistical Aggregate				**1,178,662**	**2,647,372**	**5,946,968**	**3,231,529**	**0.236**	**762,260**
Arithmetic Summation				375,360	1,977,112	7,491,091	3,231,529	0.236	762,260

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 6
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE SOLUTION GAS RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

				Net Prospective Solution Gas Resources Summary					
Prospect/Lead	Objective	Basin	License	Low Estimate (10^6ft^3)	Best Estimate (10^6ft^3)	High Estimate (10^6ft^3)	Mean Estimate (10^6ft^3)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^6ft^3)
P-SOL-148-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-148	1,150	5,284	18,413	8,094	0.350	2,833
P-SOL-149-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	2,716	14,095	43,531	20,615	0.350	7,215
P-SOL-149-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	1,184	6,186	20,829	9,174	0.162	1,486
P-SOL-149-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	1,185	6,136	23,554	9,857	0.350	3,450
P-SOL-149-2	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	851	4,326	18,600	7,690	0.162	1,246
P-SOL-149-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	1,642	9,107	31,923	13,969	0.350	4,890
P-SOL-149-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	309	1,999	7,434	3,190	0.162	517
P-SOL-149-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-149	1,661	7,673	24,946	10,865	0.350	3,803
P-SOL-149-4	Devonian	Solimoes	SOL-T-149	369	1,645	6,614	2,743	0.162	444
P-SOL-172-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-172	1,730	6,915	24,528	10,849	0.420	4,557
P-SOL-172-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-172	975	5,268	20,118	8,628	0.490	4,228
P-SOL-172-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-172	1,894	9,368	35,675	15,188	0.420	6,379
P-SOL-172-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-172	516	2,807	10,487	4,628	0.162	750
P-SOL-196-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-196	2,674	13,814	50,443	22,025	0.350	7,709
P-SOL-218-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-218	6,833	36,841	145,117	60,921	0.350	21,322
P-SOL-174-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-174	2,178	11,027	39,237	17,353	0.350	6,074
P-SOL-216-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-216	846	3,380	11,992	5,304	0.350	1,856
P-SOL-216-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-216	3,934	20,324	74,215	32,404	0.350	11,342
P-SOL-217-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-217	4,261	21,078	80,268	34,173	0.050	1,709
P-SOL-194-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-194	1,050	5,176	17,412	7,944	0.350	2,780
P-SOL-194-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-194	853	4,315	15,354	6,790	0.350	2,377
P-SOL-151-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-151	3,450	15,700	57,070	24,939	0.420	10,474
P-SOL-151-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-151	2,144	11,589	44,261	18,982	0.420	7,973
P-SOL-169-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	481	2,523	10,374	4,360	0.162	706
P-SOL-169-2	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	916	4,713	17,366	7,567	0.162	1,226
P-SOL-169-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	2,056	11,267	43,101	18,666	0.162	3,024
P-SOL-169-5	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	1,956	8,769	32,606	14,410	0.162	2,334
P-SOL-170-GUA	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	1,693	8,440	28,712	12,816	0.162	2,076
P-SOL-170-TAQ	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	969	5,096	17,758	7,605	0.162	1,232
P-SOL-170-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	1,198	5,988	19,634	8,739	0.162	1,416
P-SOL-170-2	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	772	3,969	13,049	5,894	0.162	955
P-SOL-170-3	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	165	780	3,000	1,308	0.162	212
P-SOL-170-4	Devonian	Solimoes	SOL-T-170	234	1,333	5,304	2,272	0.162	368
P-SOL-192-1	Devonian	Solimoes	SOL-T-192	2,177	12,224	51,124	21,290	0.162	3,449
P-SOL-192-1	Devonian Strat Pinchout	Solimoes	SOL-T-192	1,087	6,299	24,075	10,628	0.135	1,435
P-SOL-169-4	Devonian	Solimoes	SOL-T-169	398	2,208	8,170	3,572	0.162	579
Solimoes Arithmetic Summation				58,506	297,661	1,096,291	475,453	0.283	134,424
Kokanee (Lead)	Aptian	Walvis	2112-B	72,407	338,435	1,256,482	549,555	0.050	27,478
Bohemia (Lead)	Albian	Walvis	2212-A	7,633	43,922	177,202	76,887	0.050	3,844
Grolsch	Aptian	Walvis	2112-B	12,845	81,306	350,477	145,866	0.274	40,026
Kilkenny	Aptian	Walvis	2112-B,2212-A	18,497	113,326	474,300	193,489	0.269	52,010
Duvel	Santonian	Walvis	2112-B	10,637	65,262	282,289	121,901	0.269	32,767
Windhoek	Tertiary	Walvis	2112-B, 2212-A	14,321	62,231	232,091	102,639	0.280	28,739
Windhoek	Albian	Walvis	2112-B, 2212-A	56,693	329,510	1,188,220	514,180	0.240	123,403
Windhoek	Aptian	Walvis	2112-B, 2212-A	14,305	74,035	294,542	120,543	0.288	34,716
Guiness	Santonian	Walvis	2112-B	7,555	44,491	180,402	77,981	0.288	22,459
Guiness	Aptian	Walvis	2112-B	8,414	44,449	172,269	72,971	0.288	21,016
Negra Modelo	Santonian	Walvis	2212-A	17,324	90,543	373,868	158,844	0.336	53,372
Negra Modelo	Aptian	Walvis	2212-A	28,354	148,401	515,692	232,213	0.336	78,023
Namibia Arithmetic Summation				268,985	1,435,911	5,497,834	2,367,069	0.219	517,853
Statistical Aggregate				**1,028,350**	**2,321,269**	**5,234,892**	**2,842,522**	**0.229**	**652,277**
Arithmetic Summation				327,491	1,733,572	6,594,125	2,842,522	0.229	652,277

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 7
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE CONDENSATE RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

				Gross Prospective Condensate Resources Summary					
Prospect/Lead	Reservoir	Basin	License	Low Estimate (10^3bbl)	Best Estimate (10^3bbl)	High Estimate (10^3bbl)	Mean Estimate (10^3bbl)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
P-SOL-192-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-192	1,679	3,968	10,180	5,102	0.560	2,857
P-SOL-192-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-192	342	893	2,142	1,115	0.560	624
P-SOL-169-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	285	738	1,768	908	0.350	318
P-SOL-169-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	62	178	455	222	0.175	39
P-SOL-169-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	548	1,485	3,594	1,834	0.490	899
P-SOL-169-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	173	499	1,238	613	0.210	129
P-SOL-169-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	1,222	3,109	7,336	3,799	0.560	2,127
P-SOL-169-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	368	982	2,384	1,221	0.175	214
P-SOL-169-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	270	749	1,733	898	0.350	314
P-SOL-169-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	69	185	463	234	0.175	41
P-SOL-168-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	1,584	3,743	9,601	4,812	0.350	1,684
P-SOL-168-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	2,282	5,951	14,277	7,434	0.350	2,602
P-SOL-168-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	271	731	1,753	896	0.420	376
P-SOL-168-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	505	1,457	3,571	1,797	0.350	629
P-SOL-168-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	776	2,235	5,543	2,745	0.175	480
P-SOL-168-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	1,222	3,109	7,336	3,799	0.420	1,595
P-SOL-191-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	271	766	1,782	920	0.420	386
P-SOL-191-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	197	466	1,195	599	0.350	210
P-SOL-191-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	360	931	2,231	1,146	0.385	441
P-SOL-191-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	76	205	496	253	0.385	97
P-SOL-214-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	1,007	2,560	6,041	3,128	0.050	156
P-SOL-214-2 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	474	1,313	3,038	1,574	0.050	79
P-SOL-214-3 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	1,242	2,935	7,530	3,774	0.050	189
P-SOL-169-5	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	1,417	3,879	9,422	4,800	0.315	1,512
P-SOL-148-1	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-148	296	837	2,021	1,040	0.315	327
P-SOL-194-IMA	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-194	348	906	2,138	1,110	0.315	350
P-SOL-149-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	213	505	1,334	664	0.300	199
P-SOL-149-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	82	224	544	277	0.300	83
P-SOL-149-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	74	210	506	260	0.315	82
P-SOL-149-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	35	91	216	112	0.315	35
P-SOL-170-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	112	265	699	348	0.245	85
P-SOL-170-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	2,407	6,168	14,646	7,596	0.245	1,861
P-SOL-170-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	54	149	362	184	0.245	45
P-SOL-170-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	844	2,390	6,073	2,988	0.420	1,255
P-SOL-170-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	30	86	207	107	0.245	26
P-SOL-170-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	621	1,722	4,227	2,099	0.420	881
Statistical Aggregate				**25,680**	**57,680**	**129,570**	**70,408**	**0.330**	**23,227**
Arithmetic Summation				21,818	56,620	138,082	70,408	0.330	23,227

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered.
    If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 8
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE CONDENSATE RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

				Net Prospective Condensate Resources Summary					
Prospect/Lead	Reservoir	Basin	License	Low Estimate (10^3bbl)	Best Estimate (10^3bbl)	High Estimate (10^3bbl)	Mean Estimate (10^3bbl)	Probability of Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
P-SOL-192-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-192	923	2,182	5,599	2,806	0.560	1,571
P-SOL-192-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-192	188	491	1,178	613	0.560	343
P-SOL-169-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	157	406	972	499	0.350	175
P-SOL-169-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	34	98	250	122	0.176	21
P-SOL-169-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	301	817	1,977	1,009	0.490	494
P-SOL-169-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	95	274	681	337	0.210	71
P-SOL-169-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	672	1,710	4,035	2,089	0.560	1,170
P-SOL-169-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	202	540	1,311	672	0.175	118
P-SOL-169-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	149	412	953	494	0.350	173
P-SOL-169-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	38	102	255	129	0.175	23
P-SOL-168-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	871	2,059	5,281	2,647	0.350	926
P-SOL-168-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	1,255	3,273	7,852	4,089	0.350	1,431
P-SOL-168-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	149	402	964	493	0.420	207
P-SOL-168-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	278	801	1,964	988	0.350	346
P-SOL-168-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	427	1,229	3,049	1,510	0.175	264
P-SOL-168-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	672	1,710	4,035	2,089	0.420	877
P-SOL-191-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	149	421	980	506	0.420	212
P-SOL-191-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	108	256	657	329	0.351	116
P-SOL-191-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	198	512	1,227	630	0.385	243
P-SOL-191-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	42	113	273	139	0.383	53
P-SOL-214-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	554	1,408	3,323	1,720	0.050	86
P-SOL-214-2 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	261	722	1,671	866	0.050	43
P-SOL-214-3 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	683	1,614	4,142	2,076	0.050	104
P-SOL-169-5	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	779	2,133	5,182	2,640	0.315	832
P-SOL-148-1	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-148	163	460	1,112	572	0.314	180
P-SOL-194-IMA	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-194	191	498	1,176	611	0.315	193
P-SOL-149-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	117	278	734	365	0.300	109
P-SOL-149-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	45	123	299	152	0.300	46
P-SOL-149-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	41	116	278	143	0.315	45
P-SOL-149-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	19	50	119	62	0.313	19
P-SOL-170-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	62	146	384	191	0.244	47
P-SOL-170-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	1,324	3,392	8,055	4,178	0.245	1,024
P-SOL-170-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	30	82	199	101	0.245	25
P-SOL-170-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	464	1,315	3,340	1,643	0.420	690
P-SOL-170-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	17	47	114	59	0.243	14
P-SOL-170-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	342	947	2,325	1,154	0.420	485
Statistical Aggregate				**14,124**	**31,724**	**71,264**	**38,724**	**0.330**	**12,775**
Arithmetic Summation				12,000	31,141	75,945	38,724	0.330	12,775

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 9
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

				Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources Summary					
Prospect	Country	Basin	License	Low Estimate (10^3bbl)	Best Estimate (10^3bbl)	High Estimate (10^3bbl)	Mean Estimate (10^3bbl)	Probability of Economic Success, P_e (decimal)	P_e-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-148	14,068	26,543	51,777	31,671	0.315	9,972
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	64,365	116,321	211,431	126,575	0.258	32,673
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	37,796	61,956	100,446	70,439	0.239	16,822
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	34,620	61,064	107,881	69,475	0.281	19,519
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	27,679	47,253	81,638	51,965	0.282	14,631
P-SOL-172-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	20,381	40,163	83,150	46,500	0.378	17,567
P-SOL-172-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	13,746	28,690	63,293	34,757	0.441	15,321
P-SOL-172-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	40,405	70,339	123,027	80,308	0.322	25,860
P-SOL-196-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-196	36,729	74,294	154,677	90,023	0.315	28,336
P-SOL-218-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-218	97,833	212,366	443,992	241,872	0.315	76,159
P-SOL-174-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-174	30,766	63,136	133,455	69,856	0.315	22,002
P-SOL-216-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	10,061	19,251	36,623	23,336	0.309	7,217
P-SOL-216-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	53,395	107,251	213,843	132,245	0.315	41,625
P-SOL-194-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	13,646	27,121	56,002	32,348	0.315	10,183
P-SOL-194-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	11,244	21,157	42,282	27,386	0.315	8,622
P-SOL-151-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	42,666	84,019	166,902	103,960	0.378	39,269
P-SOL-151-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	30,074	64,800	137,756	76,029	0.378	28,719
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	10,138	18,757	37,537	23,139	0.123	2,850
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	12,024	25,717	55,219	31,721	0.146	4,620
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	29,502	61,793	133,704	75,356	0.146	10,981
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	21,632	44,949	95,851	59,051	0.146	8,610
P-SOL-170-GUA	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	20,981	42,639	87,008	49,113	0.146	7,159
P-SOL-170-TAQ	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	12,550	25,136	50,819	28,078	0.146	4,091
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	13,687	26,468	50,134	31,445	0.146	4,583
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	10,055	19,599	39,281	22,850	0.144	3,285
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	8,029	11,509	16,328	11,387	0.040	454
P-SOL-170-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	8,844	14,577	23,684	15,875	0.076	1,206
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	61,346	108,417	195,136	130,677	0.137	17,962
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	9,429	17,256	30,869	19,491	0.112	2,189
Solimoes Arithmetic Summation				797,691	1,542,541	3,023,745	1,806,928	0.267	482,487
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	141,766	293,326	628,977	372,825	0.261	97,314
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	169,198	396,548	918,619	459,083	0.255	117,041
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	139,571	292,609	625,695	349,399	0.256	89,401
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	973,663	1,654,989	2,824,033	1,791,314	0.240	429,150
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	176,829	297,732	497,420	337,862	0.274	92,524
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	450,301	793,155	1,430,765	869,726	0.317	275,969
Namibia Arithmetic Summation				2,051,328	3,728,359	6,925,509	4,180,209	0.263	1,101,399
Statistical Aggregate				**3,655,514**	**5,651,010**	**8,736,414**	**5,987,137**	**0.265**	**1,583,886**
Arithmetic Summation				2,849,019	5,270,900	9,949,254	5,987,137	0.265	1,583,886

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g and/or P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
10. The potential present worth per barrel of oil equivalent distribution included the condensate and solution gas volumes.
11. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered.
    If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 10
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

				Net Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources Summary					
Prospect	Country	Basin	License	Low Estimate (10^3bbl)	Best Estimate (10^3bbl)	High Estimate (10^3bbl)	Mean Estimate (10^3bbl)	Probability of Economic Success, P_e (decimal)	P_e-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-148	7,737	14,599	28,477	17,419	0.315	5,485
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	35,401	63,977	116,287	69,616	0.258	17,970
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	20,788	34,076	55,245	38,741	0.239	9,252
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	19,041	33,585	59,335	38,211	0.281	10,735
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	15,223	25,989	44,901	28,581	0.282	8,047
P-SOL-172-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	11,210	22,090	45,733	25,575	0.378	9,662
P-SOL-172-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	7,560	15,780	34,811	19,116	0.441	8,427
P-SOL-172-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-172	22,223	38,686	67,665	44,169	0.322	14,223
P-SOL-196-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-196	20,201	40,862	85,072	49,513	0.315	15,585
P-SOL-218-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-218	53,808	116,801	244,196	133,030	0.315	41,887
P-SOL-174-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-174	16,921	34,725	73,400	38,421	0.315	12,101
P-SOL-216-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	5,534	10,588	20,143	12,835	0.309	3,969
P-SOL-216-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-216	29,367	58,988	117,614	72,735	0.315	22,894
P-SOL-194-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	7,505	14,917	30,801	17,791	0.315	5,601
P-SOL-194-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-194	6,184	11,636	23,255	15,062	0.315	4,742
P-SOL-151-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	23,466	46,210	91,796	57,178	0.378	21,598
P-SOL-151-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-151	16,541	35,640	75,766	41,816	0.378	15,795
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	5,576	10,316	20,645	12,726	0.123	1,568
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	6,613	14,144	30,370	17,447	0.146	2,541
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	16,226	33,986	73,537	41,446	0.146	6,040
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	11,898	24,722	52,718	32,478	0.146	4,736
P-SOL-170-GUA	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	11,540	23,451	47,854	27,012	0.146	3,937
P-SOL-170-TAQ	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	6,903	13,825	27,950	15,443	0.146	2,250
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	7,528	14,557	27,574	17,295	0.146	2,521
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	5,530	10,779	21,605	12,568	0.144	1,807
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	4,416	6,330	8,980	6,263	0.040	250
P-SOL-170-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	4,864	8,017	13,026	8,731	0.076	663
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	33,740	59,629	107,325	71,872	0.137	9,879
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	5,186	9,491	16,978	10,720	0.112	1,204
Solimoes Arithmetic Summation				438,730	848,398	1,663,060	993,810	0.267	265,368
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	141,766	293,326	628,977	372,825	0.261	97,314
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	169,198	396,548	918,619	459,083	0.255	117,041
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	139,571	292,609	625,695	349,399	0.256	89,401
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	973,663	1,654,989	2,824,033	1,791,314	0.240	429,150
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	176,829	297,732	497,420	337,862	0.274	92,524
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	450,301	793,155	1,430,765	869,726	0.317	275,969
Namibia Arithmetic Summation				2,051,328	3,728,359	6,925,509	4,180,209	0.263	1,101,399
Statistical Aggregate				**3,194,939**	**4,906,809**	**7,541,600**	**5,174,019**	**0.264**	**1,366,767**
Arithmetic Summation				2,490,058	4,576,757	8,588,569	5,174,019	0.264	1,366,767

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g and/or P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
10. The potential present worth per barrel of oil equivalent distribution included the condensate and solution gas volumes.
11. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 11
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE GAS RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

				Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Gas Resources Summary					
Prospect	Country	Basin	License	Low Estimate (10^6ft^3)	Best Estimate (10^6ft^3)	High Estimate (10^6ft^3)	Mean Estimate (10^6ft^3)	Probability of Economic Success, P_e (decimal)	P_e-Adjusted Mean Estimate (10^6ft^3)
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	431,900	717,599	1,188,185	752,945	0.504	379,241
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	78,348	133,429	224,541	143,210	0.284	40,644
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	167,460	272,942	454,703	294,728	0.378	111,284
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	352,307	545,254	855,623	595,451	0.420	250,172
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	78,729	130,396	220,189	146,342	0.282	41,329
P-SOL-168-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	445,302	739,994	1,250,678	845,087	0.315	266,124
P-SOL-168-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	48,420	84,995	159,796	103,888	0.378	39,252
P-SOL-168-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	146,856	240,723	412,479	277,269	0.281	77,824
P-SOL-168-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	231,352	433,458	799,789	498,461	0.378	188,310
P-SOL-191-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	50,434	95,375	182,292	105,888	0.378	40,016
P-SOL-191-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	47,750	85,138	153,999	95,318	0.278	26,484
P-SOL-191-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	66,922	125,460	235,875	146,677	0.346	50,786
P-SOL-191-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	37,795	49,603	66,364	55,348	0.125	6,918
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	49,669	92,273	177,741	110,159	0.281	30,926
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	P-SOL-148	37,435	49,562	67,717	48,297	0.060	2,914
P-SOL-194-IMA	Brazil	Solimoes	P-SOL-194	36,173	46,617	60,510	49,794	0.074	3,693
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	47,812	89,769	167,330	103,985	0.249	25,924
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	38,678	53,623	74,637	57,744	0.112	6,439
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	39,213	54,035	75,491	56,384	0.119	6,684
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	27,612	33,307	40,355	33,600	0.031	1,054
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	119,125	189,614	308,980	201,931	0.220	44,496
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	51,100	85,393	147,077	96,573	0.338	32,610
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	43,492	67,668	107,313	73,283	0.298	21,862
Statistical Aggregate				**3,216,900**	**4,686,033**	**6,826,508**	**4,892,362**	**0.346**	**1,694,986**
Arithmetic Summation				2,673,884	4,416,227	7,431,664	4,892,362	0.346	1,694,986

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g and/or P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
10. The potential present worth per barrel of oil equivalent distribution included the condensate and solution gas volumes.
11. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 12
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE GAS RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

				Net Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Gas Resources Summary					
Prospect	Country	Basin	License	Low Estimate (10^6ft^3)	Best Estimate (10^6ft^3)	High Estimate (10^6ft^3)	Mean Estimate (10^6ft^3)	Probability of Economic Success, P_e (decimal)	P_e-Adjusted Mean Estimate (10^6ft^3)
P-SOL-192-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-192	237,545	394,679	653,502	414,120	0.504	208,583
P-SOL-169-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	43,091	73,386	123,498	78,766	0.284	22,354
P-SOL-169-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	92,103	150,118	250,087	162,100	0.378	61,206
P-SOL-169-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	193,769	299,890	470,593	327,498	0.420	137,595
P-SOL-169-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	43,301	71,718	121,104	80,488	0.282	22,731
P-SOL-168-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	244,916	406,997	687,873	464,798	0.315	146,368
P-SOL-168-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	26,631	46,747	87,888	57,138	0.378	21,589
P-SOL-168-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	80,771	132,398	226,863	152,498	0.281	42,803
P-SOL-168-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-168	127,244	238,402	439,884	274,154	0.378	103,571
P-SOL-191-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	27,739	52,456	100,261	58,238	0.378	22,009
P-SOL-191-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	26,263	46,826	84,699	52,425	0.278	14,566
P-SOL-191-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	36,807	69,003	129,731	80,672	0.346	27,932
P-SOL-191-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-191	20,787	27,282	36,500	30,441	0.125	3,805
P-SOL-169-5	Brazil	Solimoes	SOL-T-169	27,318	50,750	97,758	60,587	0.281	17,009
P-SOL-148-1	Brazil	Solimoes	P-SOL-148	20,589	27,259	37,244	26,563	0.060	1,603
P-SOL-194-IMA	Brazil	Solimoes	P-SOL-194	19,895	25,639	33,281	27,387	0.074	2,031
P-SOL-149-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	26,297	49,373	92,032	57,192	0.249	14,258
P-SOL-149-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	21,273	29,493	41,050	31,759	0.112	3,541
P-SOL-149-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	21,567	29,719	41,520	31,011	0.119	3,676
P-SOL-149-4	Brazil	Solimoes	SOL-T-149	15,187	18,319	22,195	18,480	0.031	580
P-SOL-170-1	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	65,519	104,288	169,939	111,062	0.220	24,473
P-SOL-170-2	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	28,105	46,966	80,892	53,115	0.338	17,936
P-SOL-170-3	Brazil	Solimoes	SOL-T-170	23,921	37,217	59,022	40,306	0.298	12,024
Statistical Aggregate				**1,769,295**	**2,577,318**	**3,754,579**	**2,690,799**	**0.346**	**932,242**
Arithmetic Summation				1,470,636	2,428,925	4,087,415	2,690,799	0.346	932,242

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g and/or P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
10. The potential present worth per barrel of oil equivalent distribution included the condensate and solution gas volumes.
11. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

TABLE 13
PROBABILITY DISTRIBUTIONS
for
MONTE CARLO SIMULATION
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS/LEADS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_{0}	Mean
P-SOL-148-1	Lower Jurua	Productive area, acres	842	1,477	3,377	7,111	9,072	3,823
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.3	51.3	94.1	34.2
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.87	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.134	0.160	0.187	0.213	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.658	0.717	0.775	0.819	0.718
		Formation volume factor, Bo	1.312	1.256	1.190	1.128	1.081	1.188
		Recovery efficiency, decimal	0.147	0.199	0.299	0.398	0.473	0.301
		Prospective OOIP, barrels	10,712,530	30,499,890	75,562,690	171,846,300	535,425,900	91,032,560
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,777,062	8,270,213	21,067,540	52,093,690	166,713,200	27,298,600
		Solution gas, cubic feet	33,332,660	2,091,229,000	9,606,527,000	33,478,820,000	142,343,000,000	14,717,070,000
P-SOL-149-1	Lower Jurua	Productive area, acres	738	3,363	8,942	18,148	23,300	9,832
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.3	31.4	52.2	88.1	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.161	0.185	0.214	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.664	0.720	0.777	0.820	0.721
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.257	1.192	1.128	1.084	1.190
		Recovery efficiency, decimal	0.148	0.202	0.301	0.408	0.470	0.304
		Prospective OOIP, barrels	10,671,980	64,760,660	193,506,600	484,453,500	1,186,970,000	235,935,500
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,065,517	18,865,290	57,811,980	145,921,900	273,375,200	70,875,840
		Solution gas, cubic feet	33,704,500	4,937,729,000	25,627,270,000	79,146,720,000	244,053,200,000	37,481,890,000
P-SOL-149-1	Devonian	Productive area, acres	2,055	3,653	8,707	17,703	22,497	9,745
		Net hydrocarbon thickness, feet	8.2	18.8	35.4	63.9	117.2	39.0
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.086	0.108	0.131	0.156	0.183	0.131
		Oil saturation, decimal	0.506	0.544	0.599	0.657	0.700	0.599
		Formation volume factor, Bo	1.531	1.475	1.393	1.314	1.269	1.390
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.155	0.227	0.305	0.363	0.227
		Prospective OOIP, barrels	11,414,590	39,000,690	123,570,000	319,916,200	733,976,700	156,205,100
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,976,932	7,982,579	27,126,840	72,667,020	211,025,000	35,672,200
		Solution gas, cubic feet	45,927,780	2,152,769,000	11,247,070,000	37,869,840,000	126,131,300,000	16,680,150,000

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-149-2	Lower Jurua	Productive area, acres	1,045	1,860	4,121	8,363	10,987	4,670
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.3	32.2	51.5	93.4	34.8
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.137	0.161	0.185	0.217	0.161
		Oil saturation, decimal	0.621	0.660	0.721	0.779	0.816	0.721
		Formation volume factor, Bo	1.312	1.261	1.192	1.126	1.085	1.191
		Recovery efficiency, decimal	0.145	0.206	0.301	0.395	0.469	0.303
		Prospective OOIP, barrels	12,907,530	36,392,750	92,847,250	218,395,700	528,664,800	113,523,100
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,924,457	10,731,560	28,005,610	68,326,100	196,294,200	34,612,470
		Solution gas, cubic feet	622,046	2,155,466,000	11,156,540,000	42,824,920,000	171,705,500,000	17,921,460,000
P-SOL-149-2	Devonian	Productive area, acres	1,546	2,710	6,437	13,311	16,448	7,358
		Net hydrocarbon thickness, feet	8.9	19.2	35.3	66.2	125.3	39.8
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.086	0.106	0.130	0.156	0.190	0.131
		Oil saturation, decimal	0.500	0.539	0.600	0.659	0.699	0.599
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.466	1.395	1.323	1.266	1.393
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.154	0.231	0.307	0.356	0.230
		Prospective OOIP, barrels	9,528,770	30,571,120	92,868,770	244,493,100	684,171,700	120,938,500
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,157,973	6,283,061	19,748,530	58,343,990	180,736,500	28,248,520
		Solution gas, cubic feet	25,104,820	1,546,964,000	7,866,325,000	33,818,320,000	100,559,100,000	13,981,420,000
P-SOL-149-3	Lower Jurua	Productive area, acres	1,372	2,415	5,878	12,122	14,835	6,607
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.5	30.7	50.4	95.0	33.4
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.115	0.135	0.160	0.187	0.219	0.161
		Oil saturation, decimal	0.622	0.660	0.716	0.777	0.819	0.718
		Formation volume factor, Bo	1.314	1.264	1.196	1.129	1.082	1.194
		Recovery efficiency, decimal	0.147	0.204	0.303	0.404	0.468	0.303
		Prospective OOIP, barrels	16,162,930	47,362,730	127,466,800	289,860,500	610,308,700	152,473,200
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,572,720	13,060,790	37,606,330	89,953,810	208,436,200	45,947,380
		Solution gas, cubic feet	181,337,600	2,984,868,000	16,558,410,000	58,041,330,000	186,207,700,000	25,398,830,000
P-SOL-149-3	Devonian	Productive area, acres	652	1,162	2,879	5,716	7,117	3,157
		Net hydrocarbon thickness, feet	7.9	19.3	34.0	64.8	127.6	39.2
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.95	0.99	1.00	0.94
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.086	0.105	0.130	0.157	0.195	0.131
		Oil saturation, decimal	0.505	0.540	0.601	0.658	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.533	1.473	1.394	1.320	1.267	1.392
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.230	0.304	0.363	0.228
		Prospective OOIP, barrels	4,283,112	13,611,570	39,063,290	97,796,640	269,343,200	50,454,990
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	965,463	2,625,396	8,671,882	22,808,260	77,298,420	11,495,460
		Solution gas, cubic feet	63,850,410	561,369,000	3,633,832,000	13,516,950,000	41,059,380,000	5,799,766,000

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-149-4	Lower Jurua	Productive area, acres	1,105	1,903	4,707	9,597	12,062	5,262
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.1	31.7	52.4	95.5	34.6
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.87	0.94	0.99	1.00	0.94
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.117	0.134	0.160	0.184	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.659	0.721	0.780	0.819	0.721
		Formation volume factor, Bo	1.318	1.262	1.192	1.127	1.086	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.147	0.198	0.298	0.394	0.469	0.297
		Prospective OOIP, barrels	17,000,290	36,545,910	107,946,700	234,690,900	558,669,800	125,545,600
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,728,647	10,423,020	30,026,650	71,399,260	219,937,500	37,252,390
		Solution gas, cubic feet	6,934,620	3,019,722,000	13,950,910,000	45,357,080,000	214,812,300,000	19,754,680,000
P-SOL-149-4	Devonian	Productive area, acres	531	923	2,273	4,360	5,734	2,492
		Net hydrocarbon thickness, feet	8.4	19.6	35.1	65.6	127.2	39.5
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.104	0.129	0.155	0.186	0.129
		Oil saturation, decimal	0.501	0.539	0.601	0.656	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.531	1.471	1.389	1.319	1.271	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.107	0.149	0.229	0.310	0.358	0.229
		Prospective OOIP, barrels	4,277,086	12,015,080	30,017,590	74,777,450	239,007,200	39,364,070
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	742,967	2,438,946	6,559,892	18,659,360	54,086,700	9,149,263
		Solution gas, cubic feet	6,620,977	669,999,500	2,991,213,000	12,025,160,000	57,671,930,000	4,987,369,000
P-SOL-172-1	Lower Jurua	Productive area, acres	1,129	2,004	4,857	9,838	12,362	5,412
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	95.8	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.621	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.145	0.201	0.299	0.400	0.473	0.300
		Prospective OOIP, barrels	14,532,874	40,286,268	108,076,128	244,896,928	950,644,032	130,351,104
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	3,527,706	11,483,130	29,982,154	76,537,352	357,263,648	38,770,583
		Solution gas, cubic feet	2,300,269	3,145,524,992	12,571,962,368	44,597,407,744	344,123,277,312	19,725,493,214
P-SOL-172-2	Lower Jurua	Productive area, acres	316	1,390	3,677	7,592	9,611	4,099
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	98.3	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.081	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.200	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	3,649,583	26,917,644	78,767,464	198,561,264	599,355,456	99,559,146
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,191,135	7,492,126	22,712,480	61,239,392	260,340,080	30,113,251
		Solution gas, cubic feet	85,785,600	1,772,338,560	9,577,673,728	36,579,004,416	321,260,126,208	15,687,937,711

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-172-3	Lower Jurua	Productive area, acres	1,507	2,677	6,474	13,111	16,500	7,216
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	97.1	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.219	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.316	1.261	1.194	1.128	1.082	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	22,753,216	53,124,700	141,290,944	334,601,024	788,353,792	172,229,389
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,214,308	14,985,248	39,870,356	106,045,960	344,496,544	52,062,978
		Solution gas, cubic feet	44,479,704	3,443,664,384	17,032,887,296	64,862,924,800	446,223,351,808	27,614,807,978
P-SOL-172-3	Devonian	Productive area, acres	931	1,649	3,995	8,080	10,153	4,450
		Net hydrocarbon thickness, feet	7.5	19.1	35.2	64.6	130.3	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.084	0.105	0.130	0.156	0.190	0.131
		Oil saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.262	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.151	0.229	0.306	0.364	0.229
		Prospective OOIP, barrels	2,410,308	19,246,382	54,044,248	142,435,920	632,322,432	71,892,802
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	602,602	4,059,746	12,253,398	33,981,648	152,110,864	16,477,094
		Solution gas, cubic feet	21,644,786	938,519,232	5,103,464,960	19,067,236,352	105,716,637,696	8,414,949,504
P-SOL-196-1	Lower Jurua	Productive area, acres	2,196	3,879	9,395	18,998	23,892	10,463
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	98.3	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.081	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.200	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	22,012,666	74,519,344	201,239,984	499,191,840	1,494,178,816	254,021,676
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	7,076,148	20,799,396	58,561,176	154,423,600	648,133,696	76,830,343
		Solution gas, cubic feet	213,974,400	4,861,030,400	25,116,536,832	91,714,060,288	799,798,198,272	40,044,724,949
P-SOL-218-1	Lower Jurua	Productive area, acres	2,325	9,843	25,942	53,623	67,924	28,939
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	97.1	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.219	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.316	1.261	1.194	1.128	1.082	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	48,132,680	196,665,952	568,426,432	1,358,664,320	3,227,305,728	690,471,245
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	12,574,100	53,665,184	159,679,840	424,975,104	1,410,275,072	208,787,094
		Solution gas, cubic feet	155,594,960	12,423,852,032	66,982,780,928	263,848,640,512	1,826,716,909,568	110,765,264,963

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-174-1	Lower Jurua	Productive area, acres	1,743	3,070	7,452	15,066	18,962	8,298
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	95.3	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.318	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.300	0.400	0.476	0.300
		Prospective OOIP, barrels	20,985,860	61,416,548	159,128,528	401,109,984	1,164,023,296	200,728,413
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,147,285	17,010,136	46,962,224	119,133,296	348,825,632	59,767,434
		Solution gas, cubic feet	36,814,340	3,960,304,640	20,048,707,584	71,340,236,800	233,848,127,488	31,551,249,527
P-SOL-216-1	Lower Jurua	Productive area, acres	552	980	2,374	4,810	6,043	2,646
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	95.8	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.621	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.145	0.201	0.299	0.400	0.473	0.300
		Prospective OOIP, barrels	7,104,961	19,695,508	52,837,220	119,727,384	464,759,296	63,727,206
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,724,656	5,613,975	14,657,942	37,418,260	174,662,240	18,954,507
		Solution gas, cubic feet	1,124,576	1,537,812,224	6,146,292,736	21,803,177,984	168,238,039,040	9,643,574,445
P-SOL-216-2	Lower Jurua	Productive area, acres	3,230	5,707	13,822	27,951	35,152	15,394
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	98.3	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.081	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.200	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	32,386,452	109,637,656	296,077,216	734,443,136	2,198,332,160	373,733,041
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	10,410,884	30,601,410	86,158,968	227,197,936	953,576,000	113,037,746
		Solution gas, cubic feet	314,812,896	7,151,861,248	36,953,067,520	134,935,625,728	1,176,714,608,640	58,916,376,768
P-SOL-217-1 (Lead)	Lower Jurua	Productive area, acres	3,391	6,024	14,566	29,501	37,124	16,235
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	97.1	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.219	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.316	1.261	1.194	1.128	1.082	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	51,194,736	119,530,576	317,904,640	752,852,288	1,773,795,968	387,516,124
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	9,482,192	33,716,808	89,708,304	238,603,408	775,117,248	117,141,702
		Solution gas, cubic feet	100,079,336	7,748,244,992	38,323,994,624	145,941,577,728	1,004,002,541,568	62,133,317,903

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-194-1	Lower Jurua	Productive area, acres	806	1,426	3,456	6,994	8,782	3,849
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	95.3	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Oil saturation, decimal	0.621	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.316	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.299	0.399	0.476	0.300
		Prospective OOIP, barrels	10,184,988	27,871,998	76,111,120	177,946,672	526,984,000	92,743,402
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,038,056	7,817,994	21,726,560	55,055,948	177,480,064	27,767,718
		Solution gas, cubic feet	15,960,319	1,909,488,640	9,409,591,296	31,659,128,832	98,264,555,520	14,444,089,717
P-SOL-194-2	Lower Jurua	Productive area, acres	682	1,201	2,916	5,895	7,420	3,247
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	95.3	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.318	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.300	0.400	0.476	0.300
		Prospective OOIP, barrels	8,211,858	24,032,562	62,267,688	156,956,080	455,487,360	78,545,901
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,622,851	6,656,141	18,376,522	46,617,376	136,496,992	23,387,257
		Solution gas, cubic feet	14,405,611	1,549,684,480	7,845,146,112	27,915,743,232	91,505,786,880	12,346,141,130
P-SOL-151-1	Lower Jurua	Productive area, acres	1,360	4,260	11,162	23,036	29,117	12,449
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	95.8	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.621	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.145	0.201	0.299	0.400	0.473	0.300
		Prospective OOIP, barrels	17,501,942	84,310,480	247,952,464	573,521,024	2,238,525,440	299,879,901
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	5,582,932	24,318,418	68,771,568	178,297,120	841,265,280	89,182,513
		Solution gas, cubic feet	5,012,126	6,273,463,296	28,544,641,024	103,763,238,912	808,857,305,088	45,343,334,580
P-SOL-151-2	Lower Jurua	Productive area, acres	695	3,058	8,090	16,702	21,145	9,017
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	20.2	31.4	52.1	98.3	34.3
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.081	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.200	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	8,029,084	59,218,816	173,288,432	436,834,784	1,318,582,016	219,030,121
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,620,498	16,482,676	49,967,456	134,726,656	572,748,160	66,249,152
		Solution gas, cubic feet	188,728,320	3,899,144,960	21,070,882,816	80,473,808,896	706,772,271,104	34,513,463,020

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-169-1	Devonian	Productive area, acres	854	1,517	3,669	7,430	9,350	4,089
		Net hydrocarbon thickness, feet	6.9	19.1	35.2	64.8	129.7	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.105	0.130	0.156	0.190	0.131
		Oil saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.262	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.363	0.229
		Prospective OOIP, barrels	6,684,306	17,819,346	50,749,996	128,758,656	338,730,624	64,763,942
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	820,009	3,778,175	10,786,260	31,812,020	113,424,496	14,938,035
		Solution gas, cubic feet	12,998,020	874,657,984	4,588,195,840	18,860,748,800	146,917,752,832	7,927,179,554
P-SOL-169-2	Devonian	Productive area, acres	1,512	2,674	6,480	13,115	16,466	7,216
		Net hydrocarbon thickness, feet	7.1	19.1	35.2	64.7	127.3	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.105	0.130	0.156	0.193	0.131
		Oil saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.365	0.229
		Prospective OOIP, barrels	7,309,051	31,280,220	88,886,872	234,759,488	774,425,600	115,812,648
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,427,249	6,545,525	19,746,042	55,802,024	199,473,440	26,410,232
		Solution gas, cubic feet	12,122,429	1,666,481,792	8,568,739,328	31,574,484,992	103,346,036,736	13,759,419,816
P-SOL-169-3	Devonian	Productive area, acres	3,689	6,496	15,768	31,878	40,123	17,558
		Net hydrocarbon thickness, feet	7.5	19.0	35.2	64.8	127.4	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.105	0.130	0.156	0.192	0.131
		Oil saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.538	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.151	0.229	0.306	0.365	0.229
		Prospective OOIP, barrels	22,822,758	73,408,624	212,410,752	584,110,464	2,031,739,264	283,564,113
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	3,592,759	15,991,531	48,339,928	131,897,312	443,586,464	64,209,546
		Solution gas, cubic feet	36,496,708	3,738,265,856	20,484,583,424	78,366,064,640	291,509,010,432	33,938,162,085
P-SOL-169-5	Devonian	Productive area, acres	1,501	4,702	12,321	25,427	32,139	13,741
		Net hydrocarbon thickness, feet	8.0	19.1	35.2	64.7	128.0	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.105	0.130	0.156	0.191	0.131
		Oil saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.363	0.229
		Prospective OOIP, barrels	10,356,422	55,127,560	172,508,960	431,736,352	2,009,284,864	220,293,451
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,525,454	12,334,227	36,617,180	102,701,232	578,014,208	49,838,439
		Solution gas, cubic feet	3,076,542	3,557,320,704	15,944,052,736	59,282,919,424	536,406,130,688	26,199,614,875

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-170-GUA	Devonian	Productive area, acres	519	1,569	4,109	8,466	10,710	4,581
		Net hydrocarbon thickness, feet	26.5	34.9	48.0	66.3	98.6	49.6
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Oil saturation, decimal	0.650	0.691	0.750	0.809	0.849	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.261	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.200	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	8,401,920	44,168,556	120,145,328	273,787,328	647,873,536	143,417,693
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,742,183	11,999,253	34,954,364	86,406,256	293,850,752	43,311,004
		Solution gas, cubic feet	140,548,720	3,078,006,016	15,345,133,568	52,204,195,840	360,270,790,656	23,301,935,504
P-SOL-170-TAQ	Devonian	Productive area, acres	297	926	2,421	4,996	6,325	2,701
		Net hydrocarbon thickness, feet	26.4	35.0	48.0	66.3	97.8	49.6
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.219	0.160
		Oil saturation, decimal	0.650	0.691	0.750	0.809	0.849	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.262	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.299	0.399	0.474	0.300
		Prospective OOIP, barrels	8,546,146	25,666,112	72,413,080	156,061,504	282,099,712	83,439,501
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,802,464	7,225,935	20,377,556	49,158,656	123,272,544	25,192,765
		Solution gas, cubic feet	17,028,256	1,761,361,664	9,265,774,592	32,288,368,640	158,366,466,048	13,827,979,150
P-SOL-170-1	Devonian	Productive area, acres	356	1,086	2,845	5,866	7,409	3,171
		Net hydrocarbon thickness, feet	26.4	35.0	48.0	66.3	96.6	49.6
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Oil saturation, decimal	0.651	0.691	0.750	0.809	0.850	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.299	0.399	0.476	0.300
		Prospective OOIP, barrels	9,255,205	29,668,442	84,390,080	185,137,856	453,544,416	98,617,643
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,029,752	8,250,192	24,579,202	57,081,704	152,746,736	29,558,365
		Solution gas, cubic feet	17,734,962	2,178,499,584	10,886,844,416	35,697,565,696	109,296,730,112	15,888,891,341
P-SOL-170-2	Devonian	Productive area, acres	241	722	1,897	3,907	4,947	2,114
		Net hydrocarbon thickness, feet	26.5	34.9	48.0	66.3	96.7	49.6
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Oil saturation, decimal	0.650	0.691	0.750	0.809	0.849	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.538	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.300	0.400	0.476	0.300
		Prospective OOIP, barrels	4,648,019	19,999,920	54,530,272	125,908,456	277,248,384	65,833,309
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	991,224	5,622,834	16,178,188	39,256,648	101,141,096	19,642,713
		Solution gas, cubic feet	13,153,561	1,403,600,896	7,217,330,176	23,725,049,856	73,154,641,920	10,716,977,411

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-170-3	Devonian	Productive area, acres	141	442	1,158	2,391	3,022	1,292
		Net hydrocarbon thickness, feet	8.0	19.1	35.2	64.7	128.0	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.105	0.130	0.156	0.191	0.131
		Oil saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.363	0.229
		Prospective OOIP, barrels	973,681	5,182,933	16,218,792	40,590,600	188,907,120	20,711,350
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	237,436	1,159,628	3,442,641	9,655,672	54,343,216	4,685,665
		Solution gas, cubic feet	273,598	300,072,224	1,418,378,112	5,454,713,344	50,818,256,896	2,378,057,166
P-SOL-170-4	Devonian	Productive area, acres	240	724	1,896	3,907	4,943	2,114
		Net hydrocarbon thickness, feet	7.3	19.0	35.2	64.7	131.1	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.084	0.105	0.130	0.156	0.191	0.131
		Oil saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.261	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.151	0.229	0.306	0.364	0.229
		Prospective OOIP, barrels	1,257,374	7,994,905	25,803,174	70,885,640	244,037,712	34,228,096
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	301,111	1,680,904	5,610,805	16,803,114	80,428,336	7,906,240
		Solution gas, cubic feet	20,875,384	424,860,832	2,422,974,976	9,643,351,040	99,248,717,824	4,130,543,805
P-SOL-192-1	Devonian	Productive area, acres	2,198	6,847	17,896	36,927	46,749	19,966
		Net hydrocarbon thickness, feet	6.9	19.1	35.2	64.8	129.7	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.105	0.130	0.156	0.190	0.131
		Oil saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.262	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.363	0.229
		Prospective OOIP, barrels	27,569,958	79,864,976	245,784,000	637,883,968	1,685,026,944	316,097,748
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	3,741,134	16,937,106	52,054,664	156,735,328	564,233,984	72,932,929
		Solution gas, cubic feet	56,127,200	3,958,543,616	22,225,620,992	92,953,141,248	730,847,313,920	38,708,653,260
P-SOL-192-1	Devonian Strat Pinchout	Productive area, acres	1,136	3,500	9,165	18,885	23,872	10,218
		Net hydrocarbon thickness, feet	7.5	19.1	35.2	64.6	130.3	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.084	0.105	0.130	0.156	0.190	0.131
		Oil saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.262	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.151	0.229	0.306	0.364	0.229
		Prospective OOIP, barrels	3,595,662	40,945,916	123,783,168	332,006,688	1,485,064,704	165,185,355
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	898,953	8,579,612	28,071,000	79,845,960	357,245,696	37,858,583
		Solution gas, cubic feet	50,273,724	1,975,753,216	11,452,129,280	43,771,674,624	247,957,897,216	19,323,190,864

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-169-4	Devonian	Productive area, acres	382	1,166	3,056	6,301	7,958	3,406
		Net hydrocarbon thickness, feet	7.1	19.1	35.2	64.7	127.3	39.3
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.085	0.105	0.130	0.156	0.193	0.131
		Oil saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.365	0.229
		Prospective OOIP, barrels	3,058,811	13,696,850	41,998,504	112,102,768	374,228,800	54,670,218
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	523,614	2,865,080	9,300,782	26,235,646	96,392,360	12,465,545
		Solution gas, cubic feet	4,692,144	722,711,360	4,013,778,432	14,853,720,064	49,770,442,752	6,493,960,193
Grolsch	Aptian	Productive area, acres	1,976	10,334	27,291	56,438	71,499	30,444
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	44.7	80.1	152.9	323.7	91.5
		Geometric correction factor, decimal	0.41	0.48	0.61	0.83	0.99	0.63
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.132	0.155	0.180	0.206	0.238	0.180
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.262	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.363	0.229
		Prospective OOIP, barrels	58,163,964	298,013,280	918,929,344	2,549,077,504	6,876,322,304	1,223,504,989
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	15,188,432	63,639,476	201,454,864	600,201,216	2,451,546,368	281,933,971
		Solution gas, cubic feet	200,010,096	12,845,281,280	81,305,739,264	350,476,926,976	2,992,867,639,296	145,865,732,701
Kilkenny	Aptian	Productive area, acres	2,980	13,888	36,772	75,993	96,047	40,984
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	44.7	80.2	152.8	317.2	91.5
		Geometric correction factor, decimal	0.41	0.48	0.61	0.83	0.98	0.63
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.133	0.155	0.180	0.206	0.241	0.180
		Oil saturation, decimal	0.601	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.535	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.365	0.229
		Prospective OOIP, barrels	60,431,056	410,429,056	1,251,650,688	3,545,361,920	12,436,002,816	1,683,314,427
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	15,164,167	86,134,768	268,693,088	809,743,296	3,203,215,872	383,756,511
		Solution gas, cubic feet	173,114,544	18,496,632,832	113,325,654,016	474,299,891,712	1,645,135,921,152	193,488,995,776
Duvel	Santonian	Productive area, acres	3,197	13,861	36,774	75,910	96,183	40,983
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	38.8	66.3	138.1	317.9	79.7
		Geometric correction factor, decimal	0.41	0.48	0.61	0.83	0.98	0.63
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.164	0.101
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.318	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.114	0.165	0.249	0.333	0.397	0.249
		Prospective OOIP, barrels	26,283,202	222,762,976	668,222,528	2,051,095,424	8,975,870,976	960,716,459
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	5,709,080	51,772,220	167,296,928	517,552,928	2,361,529,088	237,230,231
		Solution gas, cubic feet	110,067,336	10,636,750,848	65,262,153,728	282,288,750,592	1,515,974,819,840	121,901,167,329

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
Windhoek	Tertiary	Productive area, acres	2,910	4,149	9,020	17,679	21,977	10,010
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.1	40.2	70.2	142.1	319.2	82.9
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.201	0.225	0.250	0.276	0.308	0.250
		Oil saturation, decimal	0.601	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.370	1.313	1.244	1.175	1.129	1.242
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.333	0.394	0.249
		Prospective OOIP, barrels	108,360,376	257,337,808	663,637,952	1,647,896,576	7,166,044,160	849,062,482
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	19,934,616	60,988,380	156,883,216	413,825,216	2,241,712,128	209,376,623
		Solution gas, cubic feet	14,817,043	14,320,680,960	62,231,220,224	232,091,320,320	2,360,401,985,536	102,639,183,030
Windhoek	Albian	Productive area, acres	16,943	27,797	65,440	131,511	164,848	72,870
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.2	44.7	80.2	152.9	318.8	91.5
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.133	0.155	0.180	0.206	0.238	0.180
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.479	1.418	1.343	1.269	1.215	1.341
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.365	0.229
		Prospective OOIP, barrels	529,268,608	1,320,008,320	3,526,243,328	9,010,069,504	27,724,101,632	4,543,212,921
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	95,127,920	272,349,920	763,856,704	2,060,533,248	7,768,053,248	1,029,962,753
		Solution gas, cubic feet	90,076,344	56,692,682,752	329,509,765,120	1,188,220,370,944	3,870,306,074,624	514,179,846,305
Windhoek	Aptian	Productive area, acres	4,664	7,082	16,069	31,861	39,816	17,852
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.1	44.7	80.2	152.8	322.7	91.5
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.132	0.155	0.180	0.206	0.238	0.180
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.151	0.229	0.306	0.365	0.229
		Prospective OOIP, barrels	99,495,216	330,025,152	851,345,600	2,074,465,280	7,286,858,752	1,068,218,904
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	13,186,389	66,979,936	182,783,136	488,936,800	2,306,369,536	243,656,353
		Solution gas, cubic feet	33,204,996	14,305,462,272	74,035,396,608	294,541,557,760	930,738,077,696	120,542,746,521
Guiness	Santonian	Productive area, acres	4,654	7,047	15,955	31,645	39,547	17,731
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	38.8	66.3	137.9	327.7	79.7
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.163	0.101
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.081	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.114	0.165	0.249	0.332	0.395	0.249
		Prospective OOIP, barrels	47,018,660	168,832,896	442,463,872	1,264,295,040	5,190,395,904	611,301,387
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	12,763,320	37,997,844	107,966,088	320,820,064	1,811,308,928	153,747,608
		Solution gas, cubic feet	365,667,648	7,554,519,040	44,491,124,736	180,402,487,296	2,239,905,398,784	77,981,141,523

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
Guiness	Aptian	Productive area, acres	3,205	4,646	10,204	20,075	24,990	11,335
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.5	62.7	106.0	179.0	324.1	114.9
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.166	0.101
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.319	1.261	1.194	1.128	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.114	0.165	0.249	0.333	0.394	0.249
		Prospective OOIP, barrels	52,597,188	169,132,528	444,709,376	1,078,387,968	3,026,960,896	560,156,002
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	10,976,115	37,780,232	107,526,480	269,188,192	1,060,956,096	139,817,474
		Solution gas, cubic feet	63,391,800	8,413,724,672	44,449,112,064	172,268,634,112	691,979,091,968	72,971,024,197
Negra Modelo	Santonian	Productive area, acres	8,862	14,160	32,863	65,801	82,499	36,585
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	38.9	66.3	138.0	323.9	79.7
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.161	0.101
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.316	1.261	1.194	1.128	1.082	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.332	0.395	0.249
		Prospective OOIP, barrels	128,499,432	335,955,136	938,661,824	2,519,287,552	7,590,081,024	1,233,371,008
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	18,796,036	79,693,784	218,135,120	663,757,056	2,762,990,080	310,047,491
		Solution gas, cubic feet	324,003,200	17,323,935,744	90,542,972,928	373,867,741,184	3,591,354,187,776	158,843,882,982
Negra Modelo	Aptian	Productive area, acres	8,871	14,147	32,883	65,756	82,325	36,585
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.7	62.6	105.9	178.8	326.3	114.9
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.162	0.101
		Oil saturation, decimal	0.601	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.082	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.114	0.165	0.249	0.333	0.396	0.249
		Prospective OOIP, barrels	80,816,640	542,538,432	1,413,582,976	3,546,839,296	14,547,836,928	1,816,038,790
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	21,978,268	124,206,648	345,724,864	915,738,048	3,807,098,368	453,341,189
		Solution gas, cubic feet	600,874,432	28,353,650,688	148,400,717,824	515,692,199,936	2,727,975,845,888	232,212,509,995
Kokanee (Lead)	Aptian	Productive area, acres	3,843	21,415	56,698	117,271	148,333	63,229
		Net hydrocarbon thickness, feet	34.2	62.6	105.9	179.0	321.6	114.9
		Geometric correction factor, decimal	0.81	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.133	0.155	0.180	0.206	0.240	0.180
		Oil saturation, decimal	0.601	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.534	1.471	1.393	1.316	1.264	1.391
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.151	0.229	0.306	0.363	0.229
		Prospective OOIP, barrels	143,209,024	1,286,515,328	3,884,442,112	9,215,396,864	35,749,945,344	4,776,071,523
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	34,922,076	280,799,936	806,500,288	2,195,207,680	10,284,243,968	1,081,757,013
		Solution gas, cubic feet	61,486,136	72,407,048,192	338,435,473,408	1,256,481,619,968	10,007,069,327,360	549,554,646,177

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 13 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
Bohemia (Lead)	Albian	Productive area, acres	1,136	5,004	13,237	27,331	34,601	14,755
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	44.7	80.2	152.8	327.6	91.5
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.86	0.94	0.99	1.00	0.93
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.163	0.101
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.315	1.261	1.194	1.128	1.081	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.114	0.165	0.249	0.332	0.395	0.249
		Prospective OOIP, barrels	15,079,515	138,359,200	432,237,952	1,216,529,408	4,512,176,640	584,684,190
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,093,368	31,362,604	103,914,584	310,839,040	1,637,096,960	147,040,548
		Solution gas, cubic feet	345,929,824	7,632,906,240	43,921,526,784	177,202,380,800	2,020,180,754,432	76,886,894,923

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 14
PROBABILITY DISTRIBUTIONS
for
MONTE CARLO SIMULATION
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-192-1	Lower Jurua	Productive area, acres	4,868	8,084	19,162	38,498	48,336	21,327
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.223	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	197	211	230	249	264	230
		Recovery efficiency, decimal	0.550	0.616	0.700	0.784	0.850	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	100,779,679,744	267,646,320,640	656,414,408,704	1,568,026,656,768	3,258,960,576,512	809,978,793,746
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	70,739,836,928	186,454,671,360	453,734,334,464	1,126,684,950,528	2,420,469,923,840	567,044,770,357
		Condensate, barrels	550,905	1,679,104	3,968,047	10,179,788	26,939,808	5,102,024
P-SOL-192-1	Upper Jurua	Productive area, acres	3,808	6,320	14,978	30,116	37,799	16,662
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.162	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	24,112,939,008	65,320,452,096	166,902,382,592	391,251,066,880	1,131,435,261,952	206,931,059,878
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	12,497,762,304	38,835,707,904	98,979,381,248	238,572,273,664	692,533,788,672	124,050,039,565
		Condensate, barrels	120,671	342,276	892,591	2,141,514	6,063,264	1,115,048
P-SOL-169-1	Lower Jurua	Productive area, acres	853	1,424	3,373	6,787	8,506	3,757
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.6	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	14,877,039,616	44,168,273,920	121,112,190,976	281,044,680,704	737,608,794,112	144,098,458,577
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	9,401,649,152	31,904,575,488	83,427,811,328	195,554,361,344	489,566,404,608	100,632,574,936
		Condensate, barrels	100,504	285,024	737,552	1,767,551	4,593,533	907,736

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-169-1	Upper Jurua	Productive area, acres	739	1,228	2,908	5,848	7,331	3,235
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.7	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.168	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.727	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	4,271,613,952	11,763,377,152	32,723,341,312	82,085,699,584	222,530,781,184	41,050,893,769
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	2,511,890,432	6,948,810,240	19,691,687,936	50,251,796,480	137,650,241,536	24,683,819,423
		Condensate, barrels	18,827	61,584	177,647	455,456	1,105,202	222,456
P-SOL-169-2	Lower Jurua	Productive area, acres	1,745	2,899	6,852	13,789	17,315	7,634
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.8	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.222	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	196.467	210.910	229.988	249.029	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	32,240,259,072	88,193,777,664	247,278,845,952	549,477,711,872	1,207,049,519,104	291,215,742,894
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	20,268,171,264	61,446,955,008	172,594,626,560	397,015,810,048	896,364,707,840	203,650,852,975
		Condensate, barrels	197,304	548,086	1,485,435	3,594,493	9,652,065	1,834,403
P-SOL-169-2	Upper Jurua	Productive area, acres	2,094	3,482	8,233	16,581	20,770	9,173
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.9	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.164	0.101
		Gas saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	121.714	131.112	142.979	154.824	163.813	143.000
		Recovery efficiency, decimal	0.476	0.528	0.600	0.672	0.727	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	10,819,567,616	33,563,990,016	93,281,968,128	225,631,649,792	521,899,278,336	114,242,839,581
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	6,616,104,960	20,165,664,768	56,133,804,032	137,805,283,328	299,119,476,736	68,414,495,177
		Condensate, barrels	52,690	173,336	499,238	1,238,244	2,981,394	613,124
P-SOL-169-3	Lower Jurua	Productive area, acres	3,660	6,070	14,378	28,872	36,250	15,995
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.552	0.616	0.700	0.784	0.847	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	81,285,373,952	198,346,358,784	496,729,030,656	1,177,872,498,688	2,919,555,137,536	606,388,851,433
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	59,404,390,400	138,737,795,072	349,776,936,960	820,252,246,016	2,099,522,174,976	423,771,528,294
		Condensate, barrels	480,105	1,222,476	3,109,240	7,335,674	20,829,152	3,798,757

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-169-3	Upper Jurua	Productive area, acres	4,130	6,871	16,257	32,720	41,044	18,103
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.9	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.168	0.101
		Gas saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.726	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	22,008,958,976	70,392,143,872	184,941,592,576	438,130,606,080	1,178,609,254,400	224,258,016,403
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	10,667,753,472	40,549,416,960	110,184,087,552	259,375,611,904	764,175,646,720	134,754,506,174
		Condensate, barrels	85,019	367,694	981,772	2,383,893	8,893,013	1,221,155
P-SOL-169-4	Lower Jurua	Productive area, acres	853	1,426	3,372	6,792	8,523	3,757
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	65.7	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	196.498	210.898	229.966	249.025	263.972	230.001
		Recovery efficiency, decimal	0.551	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	17,058,464,768	44,844,109,824	119,626,915,840	273,635,147,776	665,077,678,080	142,243,491,927
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	12,033,080,320	30,898,329,600	83,623,780,352	192,929,071,104	470,488,350,720	99,876,728,412
		Condensate, barrels	96,833	270,361	749,092	1,732,959	5,177,972	897,851
P-SOL-169-4	Upper Jurua	Productive area, acres	792	1,321	3,122	6,284	7,886	3,478
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.8	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.162	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.473	0.528	0.600	0.672	0.726	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	3,940,124,672	12,998,912,000	36,321,767,424	81,942,192,128	218,140,786,688	43,058,120,950
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	2,200,461,824	7,867,154,944	21,155,702,784	50,377,064,448	132,601,683,968	25,934,655,591
		Condensate, barrels	18,942	68,882	185,238	462,723	1,215,326	234,496
P-SOL-168-1	Lower Jurua	Productive area, acres	4,591	7,625	18,073	36,310	45,590	20,115
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.223	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	197	211	230	249	264	230
		Recovery efficiency, decimal	0.550	0.616	0.700	0.784	0.850	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	95,053,561,856	252,439,150,592	619,118,133,248	1,478,934,265,856	3,073,792,278,528	763,957,271,290
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	66,720,526,336	175,860,645,888	427,953,979,392	1,062,668,795,904	2,282,943,152,128	534,826,317,730
		Condensate, barrels	519,603	1,583,700	3,742,590	9,601,391	25,409,136	4,812,137

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-168-1	Upper Jurua	Productive area, acres	4,569	7,584	17,973	36,139	45,359	19,995
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.162	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	28,935,528,448	78,384,545,792	200,282,849,280	469,501,280,256	1,357,722,419,200	248,317,271,960
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	14,997,314,560	46,602,846,208	118,775,259,136	286,286,708,736	831,040,585,728	148,860,047,681
		Condensate, barrels	804,476	2,281,838	5,950,609	14,276,758	40,421,760	7,433,652
P-SOL-168-2	Lower Jurua	Productive area, acres	711	1,348	3,326	6,764	8,506	3,707
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.6	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	12,826,737,664	42,180,190,208	119,298,883,584	279,365,943,296	736,350,568,448	142,237,286,083
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	8,497,069,056	30,104,786,944	82,337,652,736	194,564,145,152	488,731,312,128	99,330,587,738
		Condensate, barrels	88,769	270,720	731,124	1,752,827	4,585,697	896,066
		0						
P-SOL-168-3	Lower Jurua	Productive area, acres	1,258	2,657	6,702	13,714	17,314	7,477
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.8	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.222	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	27,755,640,832	81,930,280,960	240,455,778,304	542,639,652,864	1,204,490,207,232	285,229,691,070
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	17,076,850,688	56,600,621,056	168,467,480,576	393,731,670,016	894,464,032,768	199,466,058,050
		Condensate, barrels	173,698	504,820	1,456,993	3,571,098	9,637,257	1,796,972
P-SOL-168-3	Upper Jurua	Productive area, acres	1,687	2,806	6,634	13,361	16,736	7,392
		Net hydrocarbon thickness, feet	17	20	31	50	66	33
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.164	0.101
		Gas saturation, decimal	0.501	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.476	0.528	0.600	0.672	0.727	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	8,718,541,824	27,046,279,168	75,167,768,576	181,816,786,944	420,552,900,608	92,058,298,737
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	5,331,339,264	16,249,742,336	45,233,315,840	111,045,214,208	241,034,199,040	55,129,249,782
		Condensate, barrels	235,880	775,979	2,234,955	5,543,293	13,346,911	2,744,794

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-168-4	Lower Jurua	Productive area, acres	3,660	6,070	14,378	28,872	36,250	15,995
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.552	0.616	0.700	0.784	0.847	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	81,285,373,952	198,346,358,784	496,729,030,656	1,177,872,498,688	2,919,555,137,536	606,388,851,433
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	59,404,390,400	138,737,795,072	349,776,936,960	820,252,246,016	2,099,522,174,976	423,771,528,294
		Condensate, barrels	480,105	1,222,476	3,109,240	7,335,674	20,829,152	3,798,757
P-SOL-191-1	Lower Jurua	Productive area, acres	801	1,427	3,452	6,997	8,798	3,849
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	65.7	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	264	230
		Recovery efficiency, decimal	0.551	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	16,269,074,432	44,751,814,656	122,512,384,000	281,624,248,320	686,191,738,880	145,720,911,397
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	11,404,905,472	30,679,525,376	85,553,659,904	198,882,295,808	485,424,791,552	102,322,635,059
		Condensate, barrels	94,157	271,351	765,733	1,781,840	5,342,356	919,835
P-SOL-191-2	Lower Jurua	Productive area, acres	526	873	2,069	4,156	5,218	2,302
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.223	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	214	229	250	271	287	250
		Recovery efficiency, decimal	0.550	0.616	0.700	0.784	0.850	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	11,825,678,336	31,406,127,104	77,024,911,360	183,995,219,968	382,412,619,776	95,044,448,285
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	8,300,746,752	21,878,943,744	53,242,048,512	132,207,353,856	284,022,538,240	66,538,109,061
		Condensate, barrels	64,644	197,029	465,618	1,194,516	3,161,168	598,681
P-SOL-191-3	Lower Jurua	Productive area, acres	991	1,653	3,917	7,882	9,879	4,362
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.6	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bg	213	229	250	271	286	250
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	18,778,871,808	55,752,380,416	152,876,548,096	354,754,854,912	931,063,005,184	181,891,462,576
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	11,867,439,104	40,272,257,024	105,308,594,176	246,842,818,560	617,966,010,368	127,025,690,639
		Condensate, barrels	126,863	359,777	930,992	2,231,130	5,798,289	1,145,810

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-191-4	Lower Jurua	Productive area, acres	222	368	870	1,751	2,199	969
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.8	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.222	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	214	229	250	271	286	250
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	4,450,001,408	12,173,053,952	34,130,964,480	75,842,338,816	166,604,488,704	40,195,409,602
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	2,797,539,072	8,481,291,264	23,822,583,808	54,798,594,048	123,721,834,496	28,109,158,403
		Condensate, barrels	27,233	75,650	205,029	496,134	1,332,238	253,196
P-SOL-214-1 (Lead)	Lower Jurua	Productive area, acres	2,773	4,598	10,892	21,873	27,462	12,118
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.114	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	213	229	250	271	286	250
		Recovery efficiency, decimal	0.552	0.616	0.700	0.784	0.847	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	66,934,595,584	163,328,688,128	409,032,458,240	969,921,331,200	2,404,113,186,816	499,332,058,218
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	48,916,660,224	114,243,903,488	288,024,494,080	675,438,264,320	1,728,855,539,712	348,955,474,301
		Condensate, barrels	395,344	1,006,650	2,560,310	6,040,575	17,151,806	3,128,094
P-SOL-214-2 (Lead)	Lower Jurua	Productive area, acres	1,376	2,300	5,438	10,955	13,747	6,059
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	65.7	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	214	229	250	271	287	250
		Recovery efficiency, decimal	0.551	0.616	0.700	0.784	0.845	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	29,906,145,280	78,618,705,920	209,724,604,416	479,725,027,328	1,165,984,792,576	249,374,986,373
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	21,095,862,272	54,169,583,616	146,605,506,560	338,234,703,872	824,839,307,264	175,099,453,493
		Condensate, barrels	169,763	473,985	1,313,275	3,038,147	9,077,791	1,574,073
P-SOL-214-3 (Lead)	Lower Jurua	Productive area, acres	608	1,011	2,395	4,812	6,042	2,666
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.223	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	210	225	245	265	281	245
		Recovery efficiency, decimal	0.550	0.616	0.700	0.784	0.850	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	13,419,033,600	35,637,690,368	87,403,003,904	208,786,161,664	433,937,678,336	107,850,437,100
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	9,419,162,624	24,826,843,136	60,415,713,280	150,020,554,752	322,290,810,880	75,503,243,811
		Condensate, barrels	407,523	1,242,091	2,935,300	7,530,339	19,928,300	3,774,142

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-169-5	Upper Jurua	Productive area, acres	2,917	4,868	11,535	23,209	29,087	12,845
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.6	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.164	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bg	122.116	131.101	142.983	154.829	163.782	142.999
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	14,471,297,024	46,548,836,352	135,423,631,360	313,400,918,016	904,575,778,816	160,001,822,619
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	7,354,568,192	28,727,412,736	81,070,587,904	188,589,424,640	514,616,492,032	95,791,523,016
		Condensate, barrels	436,779	1,416,718	3,878,662	9,421,935	26,825,412	4,799,648
P-SOL-148-1	Upper Jurua	Productive area, acres	637	1,058	2,502	5,034	6,321	2,787
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.8	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.165	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	3,509,372,672	10,204,162,048	28,977,893,376	65,286,632,128	156,577,595,392	34,647,193,403
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	1,922,347,136	6,098,088,960	17,328,871,424	40,661,487,616	99,664,953,344	20,763,937,930
		Condensate, barrels	105,011	296,483	837,184	2,021,303	5,392,180	1,039,515
P-SOL-194-IMA	Upper Jurua	Productive area, acres	693	1,150	2,723	5,468	6,866	3,029
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.163	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.473	0.528	0.600	0.672	0.726	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	4,892,175,872	11,837,318,144	30,410,917,888	71,851,778,048	184,873,484,288	37,228,096,281
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	3,084,905,216	7,019,293,696	18,382,444,544	43,392,278,528	113,954,537,472	22,291,875,975
		Condensate, barrels	111,444	347,590	905,551	2,138,359	5,701,040	1,109,870
P-SOL-149-1	Upper Jurua	Productive area, acres	2,268	3,767	8,928	17,936	22,520	9,937
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.169	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.471	0.528	0.600	0.672	0.728	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	13,624,991,744	39,902,470,144	98,487,615,488	239,868,887,040	537,967,198,208	123,032,278,217
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	8,197,483,520	24,309,254,144	58,381,561,856	149,396,963,328	327,624,359,936	73,828,540,576
		Condensate, barrels	63,840	212,906	505,124	1,333,593	3,625,939	664,398

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-149-2	Upper Jurua	Productive area, acres	936	1,561	3,700	7,444	9,330	4,120
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.6	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.164	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	4,641,736,704	14,930,758,656	43,437,768,704	100,524,818,432	290,146,942,976	51,321,339,388
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	2,359,012,352	9,214,452,736	26,003,773,440	60,490,948,608	165,065,670,656	30,725,582,872
		Condensate, barrels	25,218	81,795	223,938	543,983	1,548,788	277,112
P-SOL-149-3	Upper Jurua	Productive area, acres	886	1,472	3,481	7,004	8,795	3,878
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.8	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.165	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	4,882,605,568	14,197,095,424	40,317,071,360	90,833,854,464	217,847,103,488	48,204,790,987
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	2,674,569,984	8,484,297,216	24,109,733,888	56,572,502,016	138,664,280,064	28,888,957,085
		Condensate, barrels	26,298	74,250	209,660	506,205	1,350,389	260,331
P-SOL-149-4	Upper Jurua	Productive area, acres	388	644	1,525	3,062	3,845	1,696
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.163	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.473	0.528	0.600	0.672	0.726	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	2,739,618,560	6,628,897,792	17,030,114,304	40,236,994,560	103,529,152,512	20,847,733,935
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	1,727,546,880	3,930,804,480	10,294,168,576	24,299,675,648	63,814,541,312	12,483,450,542
		Condensate, barrels	11,234	35,037	91,280	215,547	574,665	111,875
P-SOL-170-1	Upper Jurua	Productive area, acres	1,189	1,975	4,682	9,406	11,809	5,211
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.169	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122.372	131.101	142.986	154.818	163.916	143.000
		Recovery efficiency, decimal	0.471	0.528	0.600	0.672	0.728	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	7,144,813,056	20,924,465,152	51,645,947,904	125,784,907,776	282,104,758,272	64,516,926,543
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	4,298,680,320	12,747,535,360	30,614,720,512	78,342,307,840	171,803,017,216	38,714,966,443
		Condensate, barrels	33,477	111,646	264,882	699,323	1,901,407	348,404

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-170-1	Lower Jurua	Productive area, acres	1,302	2,160	5,120	10,294	12,920	5,695
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	66.0	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.220	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	264	230
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.846	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	28,343,455,744	70,660,956,160	179,036,225,536	409,184,534,528	1,071,471,394,816	217,461,741,566
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	16,618,255,360	48,895,197,184	125,978,959,872	289,216,364,544	753,551,540,224	152,153,716,035
		Condensate, barrels	891,426	2,407,247	6,168,037	14,645,588	37,216,164	7,595,651
P-SOL-170-2	Upper Jurua	Productive area, acres	622	1,038	2,459	4,948	6,202	2,739
		Net hydrocarbon thickness, feet	17	20	31	50	66	33
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.164	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.699	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	3,085,389,568	9,924,562,944	28,873,340,928	66,819,440,640	192,862,388,224	34,113,596,192
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	1,568,049,408	6,124,901,376	17,284,861,952	40,208,687,104	109,720,117,248	20,423,475,641
		Condensate, barrels	16,762	54,370	148,853	361,589	1,029,488	184,198
P-SOL-170-2	Lower Jurua	Productive area, acres	498	828	1,960	3,943	4,942	2,181
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.7	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.223	0.160
		Gas saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.819	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.554	0.616	0.700	0.784	0.848	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	9,754,418,176	25,618,479,104	68,927,848,448	168,678,408,192	422,213,124,096	85,022,955,428
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	6,486,481,408	17,061,921,792	47,615,643,648	119,864,770,560	315,879,948,288	59,637,967,500
		Condensate, barrels	278,651	844,499	2,389,984	6,073,197	14,116,844	2,987,848
P-SOL-170-3	Upper Jurua	Productive area, acres	363	603	1,425	2,867	3,600	1,587
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.8	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1	1	1	1	1	1
		Porosity, decimal	0.057	0.076	0.100	0.126	0.165	0.101
		Gas saturation, decimal	0.500	0.541	0.600	0.659	0.700	0.600
		Formation volume factor, Bg	122	131	143	155	164	143
		Recovery efficiency, decimal	0.475	0.528	0.600	0.672	0.725	0.600
		Prospective OGIP, cubic feet	1,998,816,640	5,811,935,744	16,504,800,256	37,185,110,016	89,181,159,424	19,733,836,262
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	1,094,902,016	3,473,259,264	9,869,922,304	23,159,367,680	56,765,693,952	11,826,416,801
		Condensate, barrels	10,766	30,396	85,830	207,228	552,816	106,573

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 14 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect/Lead	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
P-SOL-170-3	Lower Jurua	Productive area, acres	360	598	1,414	2,847	3,567	1,575
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.3	65.9	33.0
		Geometric Correction Factor, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.113	0.135	0.160	0.186	0.221	0.160
		Gas saturation, decimal	0.621	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bg	196	211	230	249	263	230
		Recovery efficiency, decimal	0.555	0.616	0.700	0.784	0.848	0.700
		Prospective OGIP, cubic feet	6,505,750,016	17,978,996,736	49,860,669,440	117,573,558,272	258,049,146,880	60,364,478,819
		Prospective gross ultimate recovery, cubic feet	4,641,268,224	12,650,668,032	35,137,445,888	84,333,879,296	172,546,932,736	42,185,265,077
		Condensate, barrels	205,349	620,932	1,721,857	4,227,055	9,330,133	2,098,722

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 15
POTENTIAL PRESENT WORTH at 10 PERCENT
of the
NET PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED, TEFS-ADJUSTED, and P_e-ADJUSTED
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

	Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted, Net Interest Oil Resources Potential Present Worth Summary			
Prospect	Low Estimate (10^3 U.S.$)	Best Estimate (10^3 U.S.$)	High Estimate (10^3 U.S.$)	Mean Estimate (10^3 U.S.$)
P-SOL-148-1	30,772	64,668	133,565	76,168
P-SOL-149-1	98,816	176,413	329,672	207,742
P-SOL-149-2	35,715	66,077	115,866	76,436
P-SOL-149-3	62,690	121,851	221,026	132,935
P-SOL-149-4	48,027	86,892	156,403	97,836
P-SOL-172-1	52,914	113,568	246,932	132,614
P-SOL-172-2	43,870	92,957	211,544	119,686
P-SOL-172-3	69,387	127,096	230,551	145,134
P-SOL-196-1	47,948	106,245	224,551	126,361
P-SOL-218-1	94,328	210,551	478,185	256,161
P-SOL-174-1	45,800	101,405	207,461	122,379
P-SOL-216-1	14,010	37,921	83,721	41,221
P-SOL-216-2	70,435	154,935	339,052	186,902
P-SOL-194-1	16,586	41,230	88,860	51,918
P-SOL-194-2	16,337	41,049	85,947	49,281
P-SOL-151-1	67,578	145,573	340,377	179,739
P-SOL-151-2	52,763	125,254	274,203	140,831
P-SOL-169-1	(1,916)	12,575	30,899	11,625
P-SOL-169-2	1,903	17,222	43,154	19,153
P-SOL-169-3	12,636	36,056	80,783	47,273
P-SOL-169-5	10,041	31,993	76,699	40,593
P-SOL-170-GUA	15,812	41,670	86,997	48,844
P-SOL-170-TAQ	6,185	22,982	51,105	25,836
P-SOL-170-1	6,882	23,511	50,947	27,061
P-SOL-170-2	4,126	20,439	46,258	20,263
P-SOL-170-3	(13,272)	1,210	3,898	(4,169)
P-SOL-170-4	(7,293)	6,259	13,525	2,056
P-SOL-192-1	32,579	68,932	135,469	79,914
P-SOL-169-4	(6,673)	6,057	14,803	3,027
Solimoes Arithmetic Summation	928,967	2,102,591	4,402,457	2,464,623
Grolsch	228,319	533,790	1,255,019	659,347
Kilkenny	256,088	607,884	1,384,369	819,365
Duvel	198,078	439,310	923,571	550,642
Windhoek	1,612,053	2,842,522	5,078,797	3,108,334
Guiness	344,420	631,049	1,154,473	697,080
Negra Modelo	1,014,419	1,765,948	3,179,000	2,061,567
Namibia Arithmetic Summation	3,653,376	6,820,503	12,975,229	7,916,335
Statistical Aggregate	**5,883,307**	**9,638,662**	**15,792,305**	**10,381,157**
Arithmetic Summation	4,582,363	8,923,095	17,377,685	10,381,157

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
3. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
4. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
5. Negative values are denoted with parentheses.
6. Present worth in this table refers to HRT's net interest.
7. The present worth values in this table do not represent a fair market value evaluation.
8. Political risk, market availability, timing, pricing and other economic uncertainties are not included in this table.
9. A possibility exists that the prospects will not result in successful discoveries and development, in which case there would be no positive potential present worth.
10. Estimated potential present worth of prospective resources is not comparable to present worth estimates of contingent resources or reserves.
11. TEFS is defined as the threshold economic field size.
12. P_g is defined as the probability of discovering economic resources.
13. The potential present worth per barrel of oil equivalent distribution included the condensate and solution gas volumes.
14. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
15. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 16
POTENTIAL PRESENT WORTH at 10 PERCENT
of the
NET PROSPECTIVE GAS RESOURCES
TRUNCATED, TEFS-ADJUSTED, and P_e-ADJUSTED
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS BLOCKS
BRAZIL

	Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted, Net Interest Gas Resources Potential Present Worth Summary			
Prospect	Low Estimate (10^3 U.S.$)	Best Estimate (10^3 U.S.$)	High Estimate (10^3 U.S.$)	Mean Estimate (10^3 U.S.$)
P-SOL-192-1	(85,234)	7,433	111,381	9,116
P-SOL-169-1	(13,640)	(3,847)	6,907	(3,651)
P-SOL-169-2	(7,725)	(2,093)	5,099	(1,470)
P-SOL-169-3	(7,445)	2,558	15,388	3,527
P-SOL-169-4	(7,063)	(3,802)	(315)	(3,704)
P-SOL-168-1	(300)	12,183	33,566	15,888
P-SOL-168-2	(6,188)	(2,719)	1,302	(2,624)
P-SOL-168-3	(7,570)	639	12,436	1,680
P-SOL-168-4	(8,176)	3,308	21,170	5,277
P-SOL-191-1	(7,169)	(3,436)	1,362	(3,187)
P-SOL-191-2	(7,834)	(4,877)	(2,225)	(4,904)
P-SOL-191-3	(8,115)	(3,876)	1,490	(3,301)
P-SOL-191-4	(9,456)	(6,426)	(4,337)	(6,593)
P-SOL-169-5	(5,127)	(1,332)	4,430	(639)
P-SOL-148-1	(9,734)	(6,516)	(4,365)	(6,794)
P-SOL-194-IMA	(9,525)	(6,346)	(4,186)	(6,579)
P-SOL-149-1	(8,775)	(5,497)	(2,692)	(5,621)
P-SOL-149-2	(9,253)	(6,254)	(4,243)	(6,557)
P-SOL-149-3	(9,326)	(6,393)	(4,369)	(6,676)
P-SOL-149-4	(10,270)	(7,054)	(4,827)	(7,368)
P-SOL-170-1	(2,761)	1,337	7,200	1,755
P-SOL-170-2	(3,930)	(677)	4,370	(52)
P-SOL-170-3	(5,754)	(2,711)	488	(2,307)
Statistical Aggregate	**(208,649)**	**(44,177)**	**176,111**	**(34,783)**
Arithmetic Summation	(250,368)	(46,399)	195,029	(34,783)

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Low, best, mean, and high estimates in this table are P_{90}, P_{50}, mean, and P_{10}, respectively.
3. Only the mean can be arithmetically summed; P_{90}, P_{50}, and P_{10} are not additive.
4. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
5. Negative values are denoted with parentheses.
6. Present worth in this table refers to HRT's net interest.
7. The present worth values in this table do not represent a fair market value evaluation.
8. Political risk, market availability, timing, pricing and other economic uncertainties are not included in this table.
9. A possibility exists that the prospects will not result in successful discoveries and development, in which case there would be no positive potential present worth.
10. Estimated potential present worth of prospective resources is not comparable to present worth estimates of contingent resources or reserves.
11. TEFS is defined as the threshold economic field size.
12. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
13. The potential present worth per barrel of oil equivalent distribution included the condensate and solution gas volumes.
14. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
15. There is no certainty that any portion of the prospective resources estimated herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources evaluated.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 17
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-192-1
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	75,581	90,581
2019	59	3,483	18,228	290	290	0	18,808	60,000	75,581	135,581
2020	198	11,975	18,228	998	998	0	20,224	60,000	75,581	135,581
2021	393	24,808	18,228	2,067	2,067	0	22,363	60,000	75,581	135,581
2022	541	36,467	18,228	3,039	3,039	0	24,306	60,000	75,581	135,581
2023	640	47,057	18,228	3,921	3,921	0	26,071	60,000	75,581	135,581
2024	693	56,678	18,228	4,723	4,723	0	27,674	15,000	75,581	90,581
2025	655	60,089	18,228	5,007	5,007	0	28,243	0	0	0
2026	536	54,586	18,228	4,549	4,549	0	27,326	0	0	0
2027	443	49,587	18,228	4,132	4,132	0	26,492	0	0	0
2028	370	45,046	18,228	3,754	3,754	0	25,736	0	0	0
2029	312	40,921	18,228	3,410	3,410	0	25,048	0	0	0
2030	266	37,173	18,228	3,098	3,098	0	24,423	0	0	0
2031	228	33,769	18,228	2,814	2,814	0	23,856	0	0	0
2032	198	30,676	18,228	2,556	2,556	0	23,341	0	0	0
2033	173	27,867	18,228	2,322	2,322	0	22,872	0	0	0
2034	151	25,315	18,228	2,110	2,110	0	22,447	0	0	0
2035	134	22,997	18,228	1,916	1,916	0	22,061	0	0	0
2036	119	20,891	18,228	1,741	1,741	0	21,710	0	0	0
2037	106	18,977	18,228	1,581	1,581	0	21,391	0	0	0
2038	95	17,239	18,228	1,437	1,437	0	21,101	0	0	0
2039	85	15,661	18,228	1,305	1,305	0	20,838	0	0	0
2040	76	14,226	18,228	1,186	1,186	0	20,599	0	0	0
2041	69	12,924	18,228	1,077	1,077	0	20,382	0	0	0
2042	62	11,730	18,228	978	978	0	20,183	0	0	0
2043	54	10,308	18,228	859	859	0	19,946	0	0	0
2044	44	8,455	18,228	705	705	0	19,637	0	0	0
2045	33	6,287	18,228	524	524	0	19,276	0	0	0
2046	23	4,318	18,228	360	360	0	18,948	0	0	0
2047	13	2,530	18,228	211	211	0	18,649	0	0	0
2048	5	905	18,228	75	75	0	18,379	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**6,777**	**752,945**	**546,835**	**62,745**	**62,745**	**25,000**	**697,326**	**330,000**	**529,069**	**859,069**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 18
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SQL-169-1
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	50,314	65,314
2020	58	3,490	3,925	291	291	0	4,507	45,000	50,314	95,314
2021	155	10,235	3,925	853	853	0	5,631	0	0	0
2022	170	12,755	3,925	1,063	1,063	0	6,051	0	0	0
2023	137	11,636	3,925	970	970	0	5,865	0	0	0
2024	112	10,616	3,925	885	885	0	5,695	0	0	0
2025	93	9,684	3,925	807	807	0	5,539	0	0	0
2026	77	8,835	3,925	736	736	0	5,398	0	0	0
2027	65	8,060	3,925	672	672	0	5,269	0	0	0
2028	55	7,353	3,925	613	613	0	5,151	0	0	0
2029	48	6,708	3,925	559	559	0	5,043	0	0	0
2030	41	6,119	3,925	510	510	0	4,945	0	0	0
2031	36	5,582	3,925	465	465	0	4,856	0	0	0
2032	32	5,093	3,925	424	424	0	4,774	0	0	0
2033	28	4,646	3,925	387	387	0	4,700	0	0	0
2034	25	4,238	3,925	353	353	0	4,632	0	0	0
2035	22	3,866	3,925	322	322	0	4,570	0	0	0
2036	20	3,527	3,925	294	294	0	4,513	0	0	0
2037	18	3,218	3,925	268	268	0	4,462	0	0	0
2038	16	2,936	3,925	245	245	0	4,415	0	0	0
2039	15	2,678	3,925	223	223	0	4,372	0	0	0
2040	13	2,443	3,925	204	204	0	4,332	0	0	0
2041	12	2,229	3,925	186	186	0	4,297	0	0	0
2042	11	2,033	3,925	169	169	0	4,264	0	0	0
2043	10	1,855	3,925	155	155	0	4,234	0	0	0
2044	9	1,692	3,925	141	141	0	4,207	0	0	0
2045	7	1,221	3,925	102	102	0	4,129	0	0	0
2046	3	463	3,925	39	39	0	4,003	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1,289**	**143,210**	**105,983**	**11,934**	**11,934**	**25,000**	**154,852**	**60,000**	**100,629**	**160,629**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 19
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SQL-169-2
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	41,419	56,419
2019	58	3,494	7,536	291	291	0	8,119	30,000	41,419	71,419
2020	136	8,476	7,536	706	706	0	8,949	30,000	41,419	71,419
2021	246	16,519	7,536	1,377	1,377	0	10,289	45,000	41,419	86,419
2022	318	23,814	7,536	1,985	1,985	0	11,505	30,000	41,419	71,419
2023	280	23,490	7,536	1,957	1,957	0	11,451	0	0	0
2024	231	21,484	7,536	1,790	1,790	0	11,117	0	0	0
2025	192	19,650	7,536	1,638	1,638	0	10,811	0	0	0
2026	161	17,973	7,536	1,498	1,498	0	10,532	0	0	0
2027	137	16,439	7,536	1,370	1,370	0	10,276	0	0	0
2028	116	15,035	7,536	1,253	1,253	0	10,042	0	0	0
2029	100	13,752	7,536	1,146	1,146	0	9,828	0	0	0
2030	87	12,578	7,536	1,048	1,048	0	9,633	0	0	0
2031	76	11,504	7,536	959	959	0	9,454	0	0	0
2032	66	10,522	7,536	877	877	0	9,290	0	0	0
2033	59	9,624	7,536	802	802	0	9,140	0	0	0
2034	52	8,803	7,536	734	734	0	9,003	0	0	0
2035	46	8,051	7,536	671	671	0	8,878	0	0	0
2036	42	7,364	7,536	614	614	0	8,764	0	0	0
2037	37	6,735	7,536	561	561	0	8,659	0	0	0
2038	34	6,160	7,536	513	513	0	8,563	0	0	0
2039	30	5,634	7,536	470	470	0	8,475	0	0	0
2040	28	5,154	7,536	429	429	0	8,395	0	0	0
2041	25	4,714	7,536	393	393	0	8,322	0	0	0
2042	23	4,311	7,536	359	359	0	8,255	0	0	0
2043	21	3,943	7,536	329	329	0	8,194	0	0	0
2044	18	3,536	7,536	295	295	0	8,126	0	0	0
2045	15	2,885	7,536	240	240	0	8,017	0	0	0
2046	11	2,043	7,536	170	170	0	7,877	0	0	0
2047	5	925	7,536	77	77	0	7,691	0	0	0
2048	1	113	7,536	9	9	0	7,555	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2,653**	**294,728**	**226,090**	**24,561**	**24,561**	**25,000**	**300,212**	**150,000**	**207,096**	**357,096**

Notes:

1. P_R and P_U have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_R and P_U to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 20
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-169-3
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	83,681	98,681
2019	58	3,486	15,022	291	291	0	15,603	60,000	83,681	143,681
2020	196	11,992	15,022	999	999	0	17,021	60,000	83,681	143,681
2021	384	24,863	15,022	2,072	2,072	0	19,166	60,000	83,681	143,681
2022	521	36,581	15,022	3,048	3,048	0	21,119	60,000	83,681	143,681
2023	604	47,250	15,022	3,937	3,937	0	22,897	0	0	0
2024	549	48,144	15,022	4,012	4,012	0	23,046	0	0	0
2025	451	43,632	15,022	3,653	3,653	0	22,328	0	0	0
2026	373	39,905	15,022	3,325	3,325	0	21,673	0	0	0
2027	312	36,330	15,022	3,028	3,028	0	21,077	0	0	0
2028	263	33,076	15,022	2,756	2,756	0	20,535	0	0	0
2029	224	30,113	15,022	2,509	2,509	0	20,041	0	0	0
2030	192	27,415	15,022	2,285	2,285	0	19,592	0	0	0
2031	166	24,959	15,022	2,080	2,080	0	19,182	0	0	0
2032	145	22,724	15,022	1,894	1,894	0	18,810	0	0	0
2033	127	20,688	15,022	1,724	1,724	0	18,470	0	0	0
2034	112	18,835	15,022	1,570	1,570	0	18,161	0	0	0
2035	99	17,147	15,022	1,429	1,429	0	17,880	0	0	0
2036	88	15,611	15,022	1,301	1,301	0	17,624	0	0	0
2037	79	14,213	15,022	1,184	1,184	0	17,391	0	0	0
2038	71	12,940	15,022	1,078	1,078	0	17,179	0	0	0
2039	63	11,781	15,022	982	982	0	16,986	0	0	0
2040	57	10,725	15,022	894	894	0	16,810	0	0	0
2041	51	9,764	15,022	814	814	0	16,650	0	0	0
2042	47	8,890	15,022	741	741	0	16,504	0	0	0
2043	41	7,927	15,022	661	661	0	16,344	0	0	0
2044	35	6,790	15,022	566	566	0	16,154	0	0	0
2045	25	4,895	15,022	408	408	0	15,838	0	0	0
2046	16	3,062	15,022	255	255	0	15,533	0	0	0
2047	7	1,393	15,022	116	116	0	15,255	0	0	0
2048	1	118	15,022	10	10	0	15,042	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**5,359**	**595,451**	**450,671**	**49,621**	**49,621**	**25,000**	**574,912**	**255,000**	**418,404**	**673,404**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 21
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SQL-169-4
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	51,415	66,415
2019	59	3,493	3,959	291	291	0	4,542	45,000	51,415	96,415
2020	156	10,249	3,959	854	854	0	5,668	0	0	0
2021	171	12,792	3,959	1,066	1,066	0	6,091	0	0	0
2022	139	11,693	3,959	974	974	0	5,908	0	0	0
2023	114	10,688	3,959	891	891	0	5,741	0	0	0
2024	94	9,769	3,959	814	814	0	5,588	0	0	0
2025	79	8,930	3,959	744	744	0	5,448	0	0	0
2026	66	8,163	3,959	680	680	0	5,320	0	0	0
2027	57	7,461	3,959	622	622	0	5,203	0	0	0
2028	49	6,820	3,959	568	568	0	5,096	0	0	0
2029	42	6,234	3,959	519	519	0	4,998	0	0	0
2030	37	5,698	3,959	475	475	0	4,909	0	0	0
2031	33	5,209	3,959	434	434	0	4,828	0	0	0
2032	29	4,761	3,959	397	397	0	4,753	0	0	0
2033	26	4,352	3,959	363	363	0	4,685	0	0	0
2034	23	3,978	3,959	331	331	0	4,622	0	0	0
2035	21	3,636	3,959	303	303	0	4,565	0	0	0
2036	19	3,324	3,959	277	277	0	4,513	0	0	0
2037	17	3,038	3,959	253	253	0	4,466	0	0	0
2038	15	2,777	3,959	231	231	0	4,422	0	0	0
2039	14	2,538	3,959	212	212	0	4,382	0	0	0
2040	13	2,320	3,959	193	193	0	4,346	0	0	0
2041	12	2,121	3,959	177	177	0	4,313	0	0	0
2042	11	1,939	3,959	162	162	0	4,283	0	0	0
2043	10	1,772	3,959	148	148	0	4,255	0	0	0
2044	8	1,486	3,959	124	124	0	4,207	0	0	0
2045	5	994	3,959	83	83	0	4,125	0	0	0
2046	1	109	3,959	9	9	0	3,978	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1,317**	**146,342**	**110,864**	**12,195**	**12,195**	**25,000**	**160,254**	**60,000**	**102,830**	**162,830**

Notes:

1. P_F and P_C have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_F and P_C to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 22
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-168-1
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

	Potential Oil and Condensate Quantities	Potential Sales Gas Quantities	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	15,000	89,129	104,129
2016	121	3,487	19,544	291	291	0	20,125	60,000	89,129	149,129
2017	407	11,996	19,544	1,000	1,000	0	21,543	60,000	89,129	149,129
2018	807	24,876	19,544	2,073	2,073	0	23,690	60,000	89,129	149,129
2019	1,114	36,607	19,544	3,051	3,051	0	25,645	60,000	89,129	149,129
2020	1,322	47,293	19,544	3,941	3,941	0	27,426	60,000	89,129	149,129
2021	1,436	57,027	19,544	4,752	4,752	0	29,048	45,000	89,129	134,129
2022	1,435	64,120	19,544	5,343	5,343	0	30,230	0	0	0
2023	1,235	61,819	19,544	5,152	5,152	0	29,847	0	0	0
2024	1,016	56,309	19,544	4,692	4,692	0	28,929	0	0	0
2025	846	51,290	19,544	4,274	4,274	0	28,092	0	0	0
2026	713	46,719	19,544	3,893	3,893	0	27,330	0	0	0
2027	607	42,555	19,544	3,546	3,546	0	26,636	0	0	0
2028	523	38,762	19,544	3,230	3,230	0	26,004	0	0	0
2029	455	35,307	19,544	2,942	2,942	0	25,428	0	0	0
2030	400	32,160	19,544	2,680	2,680	0	24,904	0	0	0
2031	354	29,294	19,544	2,441	2,441	0	24,426	0	0	0
2032	315	26,683	19,544	2,224	2,224	0	23,991	0	0	0
2033	282	24,304	19,544	2,025	2,025	0	23,594	0	0	0
2034	254	22,138	19,544	1,845	1,845	0	23,233	0	0	0
2035	230	20,165	19,544	1,680	1,680	0	22,905	0	0	0
2036	208	18,368	19,544	1,531	1,531	0	22,605	0	0	0
2037	189	16,730	19,544	1,394	1,394	0	22,332	0	0	0
2038	172	15,239	19,544	1,270	1,270	0	22,084	0	0	0
2039	157	13,881	19,544	1,157	1,157	0	21,857	0	0	0
2040	142	12,523	19,544	1,044	1,044	0	21,631	0	0	0
2041	125	11,027	19,544	919	919	0	21,382	0	0	0
2042	101	8,845	19,544	737	737	0	21,018	0	0	0
2043	76	6,662	19,544	555	555	0	20,654	0	0	0
2044	53	4,673	19,544	389	389	0	20,323	0	0	0
2045	33	2,862	19,544	238	238	0	20,021	0	0	0
2046	0	1,242	19,544	104	104	0	19,751	0	0	0
2047	0	123	19,544	10	10	0	19,564	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**15,127**	**845,087**	**625,400**	**70,424**	**70,424**	**25,000**	**791,248**	**360,000**	**623,900**	**983,900**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

TABLE 23
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SQL-168-2
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Traneport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	36,499	51,499
2019	57	3,484	2,897	290	290	0	3,478	30,000	36,499	66,499
2020	123	8,437	2,897	703	703	0	4,303	0	0	0
2021	121	9,374	2,897	781	781	0	4,459	0	0	0
2022	98	8,525	2,897	710	710	0	4,318	0	0	0
2023	80	7,753	2,897	646	646	0	4,189	0	0	0
2024	66	7,051	2,897	588	588	0	4,072	0	0	0
2025	55	6,412	2,897	534	534	0	3,966	0	0	0
2026	46	5,832	2,897	486	486	0	3,869	0	0	0
2027	39	5,304	2,897	442	442	0	3,781	0	0	0
2028	34	4,823	2,897	402	402	0	3,701	0	0	0
2029	29	4,386	2,897	366	366	0	3,628	0	0	0
2030	25	3,989	2,897	332	332	0	3,562	0	0	0
2031	22	3,628	2,897	302	302	0	3,502	0	0	0
2032	20	3,299	2,897	275	275	0	3,447	0	0	0
2033	17	3,001	2,897	250	250	0	3,397	0	0	0
2034	15	2,729	2,897	227	227	0	3,352	0	0	0
2035	14	2,482	2,897	207	207	0	3,311	0	0	0
2036	12	2,257	2,897	188	188	0	3,273	0	0	0
2037	11	2,053	2,897	171	171	0	3,239	0	0	0
2038	10	1,867	2,897	156	156	0	3,208	0	0	0
2039	9	1,698	2,897	141	141	0	3,180	0	0	0
2040	8	1,544	2,897	129	129	0	3,154	0	0	0
2041	7	1,404	2,897	117	117	0	3,131	0	0	0
2042	7	1,277	2,897	106	106	0	3,110	0	0	0
2043	5	899	2,897	75	75	0	3,047	0	0	0
2044	2	361	2,897	32	32	0	2,960	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**935**	**103,888**	**75,320**	**8,657**	**8,657**	**25,000**	**117,635**	**45,000**	**72,999**	**117,999**

Notes:

1. P_F and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_F and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 24
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-168-3
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

	Potential Oil and Condensate Quantities	Potential Sales Gas Quantities	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	30,000	68,195	98,195
2016	173	5,268	7,662	439	439	0	8,540	60,000	68,195	128,195
2017	468	15,307	7,662	1,276	1,276	0	10,213	60,000	68,195	128,195
2018	659	24,314	7,662	2,026	2,026	0	11,714	0	0	0
2019	572	23,815	7,662	1,985	1,985	0	11,631	0	0	0
2020	465	21,660	7,662	1,805	1,805	0	11,272	0	0	0
2021	382	19,700	7,662	1,642	1,642	0	10,945	0	0	0
2022	317	17,918	7,662	1,493	1,493	0	10,648	0	0	0
2023	266	16,296	7,662	1,358	1,358	0	10,378	0	0	0
2024	225	14,822	7,662	1,235	1,235	0	10,132	0	0	0
2025	192	13,480	7,662	1,123	1,123	0	9,908	0	0	0
2026	165	12,261	7,662	1,022	1,022	0	9,705	0	0	0
2027	143	11,151	7,662	929	929	0	9,520	0	0	0
2028	125	10,142	7,662	845	845	0	9,352	0	0	0
2029	110	9,224	7,662	769	769	0	9,199	0	0	0
2030	97	8,390	7,662	699	699	0	9,060	0	0	0
2031	86	7,631	7,662	636	636	0	8,934	0	0	0
2032	77	6,940	7,662	578	578	0	8,818	0	0	0
2033	69	6,312	7,662	526	526	0	8,714	0	0	0
2034	62	5,741	7,662	478	478	0	8,619	0	0	0
2035	56	5,221	7,662	435	435	0	8,532	0	0	0
2036	50	4,749	7,662	396	396	0	8,453	0	0	0
2037	45	4,319	7,662	360	360	0	8,382	0	0	0
2038	41	3,928	7,662	327	327	0	8,316	0	0	0
2039	37	3,573	7,662	298	298	0	8,257	0	0	0
2040	30	2,914	7,662	243	243	0	8,147	0	0	0
2041	19	1,784	7,662	149	149	0	7,959	0	0	0
2042	4	407	7,662	34	34	0	7,730	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**4,935**	**277,267**	**206,868**	**23,106**	**23,106**	**25,000**	**278,079**	**150,000**	**204,586**	**354,586**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 25
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-168-4
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	15,000	87,563	102,563
2016	91	5,274	12,990	439	439	0	13,869	60,000	87,563	147,563
2017	252	15,336	12,990	1,278	1,278	0	15,546	60,000	87,563	147,563
2018	423	27,939	12,990	2,328	2,328	0	17,647	75,000	87,563	162,563
2019	530	39,431	12,990	3,286	3,286	0	19,562	0	0	0
2020	487	41,086	12,990	3,424	3,424	0	19,838	0	0	0
2021	395	37,463	12,990	3,122	3,122	0	19,234	0	0	0
2022	325	34,159	12,990	2,847	2,847	0	18,684	0	0	0
2023	270	31,146	12,990	2,596	2,596	0	18,182	0	0	0
2024	227	28,399	12,990	2,367	2,367	0	17,724	0	0	0
2025	193	25,895	12,990	2,158	2,158	0	17,306	0	0	0
2026	166	23,611	12,990	1,968	1,968	0	16,926	0	0	0
2027	144	21,529	12,990	1,794	1,794	0	16,579	0	0	0
2028	126	19,630	12,990	1,636	1,636	0	16,262	0	0	0
2029	111	17,899	12,990	1,492	1,492	0	15,974	0	0	0
2030	98	16,320	12,990	1,360	1,360	0	15,711	0	0	0
2031	88	14,881	12,990	1,240	1,240	0	15,471	0	0	0
2032	79	13,568	12,990	1,131	1,131	0	15,252	0	0	0
2033	71	12,372	12,990	1,031	1,031	0	15,052	0	0	0
2034	64	11,281	12,990	940	940	0	14,871	0	0	0
2035	58	10,286	12,990	857	857	0	14,705	0	0	0
2036	53	9,379	12,990	782	782	0	14,554	0	0	0
2037	48	8,552	12,990	713	713	0	14,416	0	0	0
2038	44	7,797	12,990	650	650	0	14,290	0	0	0
2039	40	7,110	12,990	592	592	0	14,175	0	0	0
2040	37	6,461	12,990	538	538	0	14,067	0	0	0
2041	30	5,342	12,990	445	445	0	13,881	0	0	0
2042	22	3,776	12,990	315	315	0	13,620	0	0	0
2043	12	2,048	12,990	171	171	0	13,332	0	0	0
2044	3	494	12,990	41	41	0	13,073	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**4,486**	**498,461**	**376,724**	**41,538**	**41,538**	**25,000**	**484,801**	**210,000**	**350,252**	**560,252**

Notes:

1. P_F and P_C have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_F and P_C to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 26
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-191-1
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	30,000	24,801	54,801
2019	84	5,272	2,906	439	439	0	3,784	15,000	24,801	39,801
2020	140	9,994	2,906	833	833	0	4,571	15,000	24,801	39,801
2021	113	9,105	2,906	759	759	0	4,423	0	0	0
2022	92	8,295	2,906	691	691	0	4,288	0	0	0
2023	76	7,558	2,906	630	630	0	4,165	0	0	0
2024	63	6,886	2,906	574	574	0	4,053	0	0	0
2025	53	6,273	2,906	523	523	0	3,951	0	0	0
2026	45	5,715	2,906	476	476	0	3,858	0	0	0
2027	38	5,207	2,906	434	434	0	3,773	0	0	0
2028	33	4,744	2,906	395	395	0	3,696	0	0	0
2029	29	4,322	2,906	360	360	0	3,626	0	0	0
2030	25	3,938	2,906	328	328	0	3,562	0	0	0
2031	22	3,588	2,906	299	299	0	3,504	0	0	0
2032	19	3,269	2,906	272	272	0	3,450	0	0	0
2033	17	2,978	2,906	248	248	0	3,402	0	0	0
2034	15	2,713	2,906	226	226	0	3,358	0	0	0
2035	14	2,472	2,906	206	206	0	3,318	0	0	0
2036	12	2,252	2,906	188	188	0	3,281	0	0	0
2037	11	2,052	2,906	171	171	0	3,248	0	0	0
2038	10	1,869	2,906	156	156	0	3,217	0	0	0
2039	9	1,703	2,906	142	142	0	3,189	0	0	0
2040	8	1,552	2,906	129	129	0	3,164	0	0	0
2041	7	1,414	2,906	118	118	0	3,141	0	0	0
2042	7	1,288	2,906	107	107	0	3,120	0	0	0
2043	6	1,074	2,906	89	89	0	3,085	0	0	0
2044	2	356	2,906	30	30	0	2,965	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**953**	**105,888**	**75,546**	**8,824**	**8,824**	**25,000**	**118,194**	**60,000**	**74,404**	**134,404**

Notes:

1. P_g and P_s have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_s to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 27
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-191-2
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	22,325	37,325
2019	59	3,470	2,789	289	289	0	3,367	30,000	22,325	52,325
2020	123	8,379	2,789	698	698	0	4,186	30,000	22,325	52,325
2021	114	9,245	2,789	770	770	0	4,330	0	0	0
2022	88	8,336	2,789	695	695	0	4,179	0	0	0
2023	69	7,517	2,789	626	626	0	4,042	0	0	0
2024	56	6,778	2,789	565	565	0	3,919	0	0	0
2025	46	6,112	2,789	509	509	0	3,808	0	0	0
2026	39	5,511	2,789	459	459	0	3,708	0	0	0
2027	33	4,970	2,789	414	414	0	3,617	0	0	0
2028	29	4,481	2,789	373	373	0	3,536	0	0	0
2029	26	4,041	2,789	337	337	0	3,463	0	0	0
2030	23	3,643	2,789	304	304	0	3,396	0	0	0
2031	21	3,285	2,789	274	274	0	3,337	0	0	0
2032	19	2,962	2,789	247	247	0	3,283	0	0	0
2033	17	2,671	2,789	223	223	0	3,234	0	0	0
2034	16	2,409	2,789	201	201	0	3,191	0	0	0
2035	14	2,172	2,789	181	181	0	3,151	0	0	0
2036	13	1,958	2,789	163	163	0	3,116	0	0	0
2037	12	1,766	2,789	147	147	0	3,083	0	0	0
2038	11	1,592	2,789	133	133	0	3,055	0	0	0
2039	10	1,436	2,789	120	120	0	3,028	0	0	0
2040	9	1,295	2,789	108	108	0	3,005	0	0	0
2041	7	906	2,789	75	75	0	2,940	0	0	0
2042	3	381	2,789	32	32	0	2,853	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**858**	**95,318**	**66,939**	**7,943**	**7,943**	**25,000**	**107,825**	**75,000**	**66,976**	**141,976**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 28
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-191-3
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	34,355	49,355
2019	59	3,494	3,963	291	291	0	4,545	45,000	34,355	79,355
2020	156	10,251	3,963	854	854	0	5,671	45,000	34,355	79,355
2021	171	12,796	3,963	1,066	1,066	0	6,096	0	0	0
2022	139	11,699	3,963	975	975	0	5,913	0	0	0
2023	114	10,695	3,963	891	891	0	5,746	0	0	0
2024	94	9,778	3,963	815	815	0	5,593	0	0	0
2025	78	8,940	3,963	745	745	0	5,453	0	0	0
2026	66	8,173	3,963	681	681	0	5,325	0	0	0
2027	56	7,473	3,963	623	623	0	5,208	0	0	0
2028	49	6,832	3,963	569	569	0	5,102	0	0	0
2029	42	6,246	3,963	521	521	0	5,004	0	0	0
2030	37	5,710	3,963	476	476	0	4,915	0	0	0
2031	33	5,221	3,963	435	435	0	4,833	0	0	0
2032	29	4,773	3,963	398	398	0	4,759	0	0	0
2033	26	4,364	3,963	364	364	0	4,690	0	0	0
2034	23	3,990	3,963	332	332	0	4,628	0	0	0
2035	21	3,648	3,963	304	304	0	4,571	0	0	0
2036	19	3,335	3,963	278	278	0	4,519	0	0	0
2037	17	3,049	3,963	254	254	0	4,471	0	0	0
2038	16	2,787	3,963	232	232	0	4,428	0	0	0
2039	14	2,548	3,963	212	212	0	4,388	0	0	0
2040	13	2,330	3,963	194	194	0	4,351	0	0	0
2041	12	2,130	3,963	178	178	0	4,318	0	0	0
2042	11	1,948	3,963	162	162	0	4,288	0	0	0
2043	10	1,781	3,963	148	148	0	4,260	0	0	0
2044	8	1,515	3,963	126	126	0	4,215	0	0	0
2045	6	1,035	3,963	86	86	0	4,136	0	0	0
2046	1	137	3,963	11	11	0	3,986	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1,320**	**146,677**	**110,964**	**12,223**	**12,223**	**25,000**	**160,410**	**105,000**	**103,065**	**208,065**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 29
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-191-4
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15,000	12,964	27,964
2019	53	3,444	1,722	287	287	0	2,296	15,000	12,964	27,964
2020	76	6,502	1,722	542	542	0	2,805	15,000	12,964	27,964
2021	52	5,774	1,722	481	481	0	2,684	0	0	0
2022	38	5,127	1,722	427	427	0	2,576	0	0	0
2023	30	4,553	1,722	379	379	0	2,481	0	0	0
2024	25	4,043	1,722	337	337	0	2,396	0	0	0
2025	22	3,590	1,722	299	299	0	2,320	0	0	0
2026	21	3,188	1,722	266	266	0	2,253	0	0	0
2027	20	2,831	1,722	236	236	0	2,194	0	0	0
2028	19	2,514	1,722	209	209	0	2,141	0	0	0
2029	18	2,232	1,722	186	186	0	2,094	0	0	0
2030	17	1,982	1,722	165	165	0	2,052	0	0	0
2031	17	1,760	1,722	147	147	0	2,015	0	0	0
2032	16	1,563	1,722	130	130	0	1,982	0	0	0
2033	15	1,388	1,722	116	116	0	1,953	0	0	0
2034	14	1,233	1,722	103	103	0	1,927	0	0	0
2035	13	1,095	1,722	91	91	0	1,904	0	0	0
2036	12	972	1,722	81	81	0	1,884	0	0	0
2037	11	863	1,722	72	72	0	1,866	0	0	0
2038	7	550	1,722	46	46	0	1,813	0	0	0
2039	2	144	1,722	12	12	0	1,746	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**498**	**55,348**	**36,158**	**4,612**	**4,612**	**25,000**	**70,382**	**45,000**	**38,891**	**83,891**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 30
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-169-5
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	31,838	46,838
2020	313	3,494	2,968	291	291	0	3,551	30,000	31,838	61,838
2021	688	8,474	2,968	706	706	0	4,381	30,000	31,838	61,838
2022	685	9,456	2,968	788	788	0	4,544	0	0	0
2023	563	8,647	2,968	721	721	0	4,409	0	0	0
2024	467	7,906	2,968	659	659	0	4,286	0	0	0
2025	390	7,229	2,968	602	602	0	4,173	0	0	0
2026	328	6,610	2,968	551	551	0	4,070	0	0	0
2027	279	6,044	2,968	504	504	0	3,976	0	0	0
2028	238	5,527	2,968	461	461	0	3,889	0	0	0
2029	205	5,053	2,968	421	421	0	3,810	0	0	0
2030	178	4,621	2,968	385	385	0	3,738	0	0	0
2031	155	4,225	2,968	352	352	0	3,672	0	0	0
2032	136	3,863	2,968	322	322	0	3,612	0	0	0
2033	120	3,532	2,968	294	294	0	3,557	0	0	0
2034	106	3,230	2,968	269	269	0	3,507	0	0	0
2035	95	2,953	2,968	246	246	0	3,460	0	0	0
2036	85	2,700	2,968	225	225	0	3,418	0	0	0
2037	76	2,469	2,968	206	206	0	3,380	0	0	0
2038	68	2,258	2,968	188	188	0	3,345	0	0	0
2039	61	2,064	2,968	172	172	0	3,312	0	0	0
2040	56	1,888	2,968	157	157	0	3,283	0	0	0
2041	50	1,726	2,968	144	144	0	3,256	0	0	0
2042	46	1,578	2,968	132	132	0	3,231	0	0	0
2043	41	1,443	2,968	120	120	0	3,209	0	0	0
2044	38	1,319	2,968	110	110	0	3,188	0	0	0
2045	31	1,106	2,968	92	92	0	3,153	0	0	0
2046	19	662	2,968	55	55	0	3,078	0	0	0
2047	2	81	2,968	7	7	0	2,982	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**5,519**	**110,159**	**83,110**	**9,180**	**9,180**	**25,000**	**126,470**	**75,000**	**95,515**	**170,515**

Notes:

1. P_g and P_s have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_s to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 31
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-148-1
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	42,337	57,337
2020	301	3,531	1,056	294	294	0	1,645	0	0	0
2021	238	3,299	1,056	275	275	0	1,606	0	0	0
2022	191	3,082	1,056	257	257	0	1,570	0	0	0
2023	155	2,879	1,056	240	240	0	1,536	0	0	0
2024	128	2,689	1,056	224	224	0	1,504	0	0	0
2025	108	2,512	1,056	209	209	0	1,475	0	0	0
2026	93	2,347	1,056	196	196	0	1,447	0	0	0
2027	82	2,193	1,056	183	183	0	1,421	0	0	0
2028	74	2,048	1,056	171	171	0	1,397	0	0	0
2029	68	1,914	1,056	159	159	0	1,375	0	0	0
2030	64	1,788	1,056	149	149	0	1,354	0	0	0
2031	61	1,670	1,056	139	139	0	1,334	0	0	0
2032	59	1,560	1,056	130	130	0	1,316	0	0	0
2033	57	1,458	1,056	121	121	0	1,299	0	0	0
2034	56	1,362	1,056	113	113	0	1,283	0	0	0
2035	55	1,272	1,056	106	106	0	1,268	0	0	0
2036	53	1,188	1,056	99	99	0	1,254	0	0	0
2037	52	1,110	1,056	93	93	0	1,241	0	0	0
2038	51	1,037	1,056	86	86	0	1,229	0	0	0
2039	50	969	1,056	81	81	0	1,217	0	0	0
2040	49	905	1,056	75	75	0	1,207	0	0	0
2041	47	846	1,056	70	70	0	1,197	0	0	0
2042	46	790	1,056	66	66	0	1,188	0	0	0
2043	45	738	1,056	61	61	0	1,179	0	0	0
2044	43	689	1,056	57	57	0	1,171	0	0	0
2045	42	644	1,056	54	54	0	1,163	0	0	0
2046	40	602	1,056	50	50	0	1,156	0	0	0
2047	39	562	1,056	47	47	0	1,150	0	0	0
2048	37	525	1,056	44	44	0	1,144	0	0	0
2049	35	491	1,056	41	41	0	1,138	0	0	0
2050	33	458	1,056	38	38	0	1,132	0	0	0
2051	31	428	1,056	36	36	0	1,127	0	0	0
2052	29	400	1,056	33	33	0	1,123	0	0	0
2053	22	312	1,056	26	26	0	1,108	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2,535**	**48,297**	**35,905**	**4,025**	**4,025**	**25,000**	**68,954**	**15,000**	**42,337**	**57,337**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 32
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-194-IMA
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	43,663	58,663
2020	308	3,535	1,068	295	295	0	1,657	0	0	0
2021	248	3,309	1,068	276	276	0	1,619	0	0	0
2022	201	3,097	1,068	258	258	0	1,584	0	0	0
2023	165	2,899	1,068	242	242	0	1,551	0	0	0
2024	137	2,714	1,068	226	226	0	1,520	0	0	0
2025	116	2,541	1,068	212	212	0	1,491	0	0	0
2026	101	2,379	1,068	198	198	0	1,464	0	0	0
2027	88	2,227	1,068	186	186	0	1,439	0	0	0
2028	79	2,084	1,068	174	174	0	1,415	0	0	0
2029	72	1,951	1,068	163	163	0	1,393	0	0	0
2030	67	1,827	1,068	152	152	0	1,372	0	0	0
2031	63	1,710	1,068	142	142	0	1,353	0	0	0
2032	60	1,601	1,068	133	133	0	1,335	0	0	0
2033	58	1,498	1,068	125	125	0	1,318	0	0	0
2034	56	1,403	1,068	117	117	0	1,302	0	0	0
2035	54	1,313	1,068	109	109	0	1,287	0	0	0
2036	52	1,229	1,068	102	102	0	1,273	0	0	0
2037	51	1,151	1,068	96	96	0	1,260	0	0	0
2038	50	1,077	1,068	90	90	0	1,247	0	0	0
2039	48	1,008	1,068	84	84	0	1,236	0	0	0
2040	47	944	1,068	79	79	0	1,225	0	0	0
2041	45	884	1,068	74	74	0	1,215	0	0	0
2042	44	827	1,068	69	69	0	1,206	0	0	0
2043	43	774	1,068	65	65	0	1,197	0	0	0
2044	41	725	1,068	60	60	0	1,189	0	0	0
2045	40	679	1,068	57	57	0	1,181	0	0	0
2046	38	635	1,068	53	53	0	1,174	0	0	0
2047	37	595	1,068	50	50	0	1,167	0	0	0
2048	35	557	1,068	46	46	0	1,161	0	0	0
2049	34	521	1,068	43	43	0	1,155	0	0	0
2050	32	488	1,068	41	41	0	1,149	0	0	0
2051	30	457	1,068	38	38	0	1,144	0	0	0
2052	28	427	1,068	36	36	0	1,139	0	0	0
2053	26	400	1,068	33	33	0	1,135	0	0	0
2054	22	330	1,068	28	28	0	1,123	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2,617**	**49,794**	**37,375**	**4,150**	**4,150**	**25,000**	**70,674**	**15,000**	**43,663**	**58,663**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 33
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-1
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	24,356	39,356
2020	58	3,485	2,898	290	290	0	3,479	30,000	24,356	54,356
2021	125	8,438	2,898	703	703	0	4,304	30,000	24,356	54,356
2022	121	9,375	2,898	781	781	0	4,461	0	0	0
2023	97	8,527	2,898	711	711	0	4,319	0	0	0
2024	78	7,755	2,898	646	646	0	4,191	0	0	0
2025	64	7,054	2,898	588	588	0	4,074	0	0	0
2026	53	6,415	2,898	535	535	0	3,967	0	0	0
2027	45	5,835	2,898	486	486	0	3,871	0	0	0
2028	38	5,307	2,898	442	442	0	3,783	0	0	0
2029	33	4,827	2,898	402	402	0	3,703	0	0	0
2030	29	4,390	2,898	366	366	0	3,630	0	0	0
2031	25	3,993	2,898	333	333	0	3,564	0	0	0
2032	22	3,632	2,898	303	303	0	3,503	0	0	0
2033	20	3,303	2,898	275	275	0	3,449	0	0	0
2034	18	3,004	2,898	250	250	0	3,399	0	0	0
2035	16	2,732	2,898	228	228	0	3,353	0	0	0
2036	14	2,485	2,898	207	207	0	3,312	0	0	0
2037	13	2,260	2,898	188	188	0	3,275	0	0	0
2038	12	2,056	2,898	171	171	0	3,241	0	0	0
2039	11	1,870	2,898	156	156	0	3,210	0	0	0
2040	10	1,701	2,898	142	142	0	3,182	0	0	0
2041	9	1,547	2,898	129	129	0	3,156	0	0	0
2042	8	1,407	2,898	117	117	0	3,133	0	0	0
2043	8	1,279	2,898	107	107	0	3,111	0	0	0
2044	5	909	2,898	76	76	0	3,050	0	0	0
2045	2	399	2,898	33	33	0	2,965	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**936**	**103,985**	**75,350**	**8,665**	**8,665**	**25,000**	**117,681**	**75,000**	**73,067**	**148,067**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 34
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-2
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	30,000	40,575	70,575
2020	81	5,227	1,709	436	436	0	2,580	0	0	0
2021	79	6,342	1,709	528	528	0	2,766	0	0	0
2022	58	5,659	1,709	472	472	0	2,652	0	0	0
2023	44	5,050	1,709	421	421	0	2,551	0	0	0
2024	35	4,507	1,709	376	376	0	2,460	0	0	0
2025	29	4,022	1,709	335	335	0	2,379	0	0	0
2026	24	3,589	1,709	299	299	0	2,307	0	0	0
2027	21	3,203	1,709	267	267	0	2,243	0	0	0
2028	19	2,858	1,709	238	238	0	2,185	0	0	0
2029	17	2,551	1,709	213	213	0	2,134	0	0	0
2030	15	2,276	1,709	190	190	0	2,088	0	0	0
2031	14	2,031	1,709	169	169	0	2,048	0	0	0
2032	13	1,813	1,709	151	151	0	2,011	0	0	0
2033	12	1,618	1,709	135	135	0	1,979	0	0	0
2034	11	1,443	1,709	120	120	0	1,950	0	0	0
2035	10	1,288	1,709	107	107	0	1,924	0	0	0
2036	9	1,150	1,709	96	96	0	1,901	0	0	0
2037	9	1,026	1,709	85	85	0	1,880	0	0	0
2038	8	915	1,709	76	76	0	1,862	0	0	0
2039	7	817	1,709	68	68	0	1,845	0	0	0
2040	3	358	1,709	30	30	0	1,769	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**520**	**57,744**	**35,892**	**4,812**	**4,812**	**25,000**	**70,516**	**30,000**	**40,575**	**70,575**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 35
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-3
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	13,206	28,206
2020	56	3,448	1,739	287	287	0	2,313	15,000	13,206	28,206
2021	84	6,516	1,739	543	543	0	2,825	15,000	13,206	28,206
2022	61	5,799	1,739	483	483	0	2,705	0	0	0
2023	45	5,160	1,739	430	430	0	2,599	0	0	0
2024	35	4,592	1,739	383	383	0	2,504	0	0	0
2025	29	4,087	1,739	341	341	0	2,420	0	0	0
2026	24	3,637	1,739	303	303	0	2,345	0	0	0
2027	21	3,237	1,739	270	270	0	2,278	0	0	0
2028	19	2,881	1,739	240	240	0	2,219	0	0	0
2029	17	2,564	1,739	214	214	0	2,166	0	0	0
2030	16	2,281	1,739	190	190	0	2,119	0	0	0
2031	15	2,030	1,739	169	169	0	2,077	0	0	0
2032	14	1,807	1,739	151	151	0	2,040	0	0	0
2033	13	1,608	1,739	134	134	0	2,007	0	0	0
2034	12	1,431	1,739	119	119	0	1,977	0	0	0
2035	11	1,274	1,739	106	106	0	1,951	0	0	0
2036	10	1,133	1,739	94	94	0	1,928	0	0	0
2037	9	1,009	1,739	84	84	0	1,907	0	0	0
2038	8	898	1,739	75	75	0	1,888	0	0	0
2039	7	708	1,739	59	59	0	1,857	0	0	0
2040	3	285	1,739	24	24	0	1,786	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**507**	**56,384**	**36,515**	**4,699**	**4,699**	**25,000**	**70,913**	**45,000**	**39,619**	**84,619**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

TABLE 36
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-4
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	23,610	38,610
2020	43	3,480	901	290	290	0	1,481	0	0	0
2021	29	3,155	901	263	263	0	1,427	0	0	0
2022	20	2,861	901	238	238	0	1,378	0	0	0
2023	15	2,594	901	216	216	0	1,334	0	0	0
2024	12	2,353	901	196	196	0	1,294	0	0	0
2025	11	2,133	901	178	178	0	1,257	0	0	0
2026	10	1,935	901	161	161	0	1,224	0	0	0
2027	10	1,754	901	146	146	0	1,194	0	0	0
2028	10	1,591	901	133	133	0	1,167	0	0	0
2029	11	1,443	901	120	120	0	1,142	0	0	0
2030	11	1,308	901	109	109	0	1,119	0	0	0
2031	11	1,186	901	99	99	0	1,099	0	0	0
2032	11	1,076	901	90	90	0	1,081	0	0	0
2033	11	975	901	81	81	0	1,064	0	0	0
2034	11	884	901	74	74	0	1,049	0	0	0
2035	11	802	901	67	67	0	1,035	0	0	0
2036	10	727	901	61	61	0	1,023	0	0	0
2037	10	659	901	55	55	0	1,011	0	0	0
2038	9	598	901	50	50	0	1,001	0	0	0
2039	9	542	901	45	45	0	992	0	0	0
2040	9	492	901	41	41	0	983	0	0	0
2041	8	446	901	37	37	0	976	0	0	0
2042	8	404	901	34	34	0	969	0	0	0
2043	4	201	901	17	17	0	935	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**302**	**33,600**	**21,634**	**2,800**	**2,800**	**25,000**	**52,234**	**15,000**	**23,610**	**38,610**

Notes:

1. P_g and P_s have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_s to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 37
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-1
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	30,000	56,074	86,074
2020	398	5,262	5,642	439	439	0	6,519	30,000	56,074	86,074
2021	823	11,732	5,642	978	978	0	7,597	30,000	56,074	86,074
2022	1,097	17,600	5,642	1,467	1,467	0	8,575	0	0	0
2023	976	17,660	5,642	1,472	1,472	0	8,585	0	0	0
2024	792	16,016	5,642	1,335	1,335	0	8,311	0	0	0
2025	649	14,526	5,642	1,210	1,210	0	8,063	0	0	0
2026	537	13,174	5,642	1,098	1,098	0	7,838	0	0	0
2027	449	11,948	5,642	996	996	0	7,633	0	0	0
2028	379	10,836	5,642	903	903	0	7,448	0	0	0
2029	323	9,828	5,642	819	819	0	7,280	0	0	0
2030	277	8,913	5,642	743	743	0	7,128	0	0	0
2031	240	8,084	5,642	674	674	0	6,989	0	0	0
2032	209	7,332	5,642	611	611	0	6,864	0	0	0
2033	183	6,649	5,642	554	554	0	6,750	0	0	0
2034	162	6,031	5,642	503	503	0	6,647	0	0	0
2035	143	5,469	5,642	456	456	0	6,554	0	0	0
2036	127	4,961	5,642	413	413	0	6,469	0	0	0
2037	114	4,499	5,642	375	375	0	6,392	0	0	0
2038	102	4,080	5,642	340	340	0	6,322	0	0	0
2039	91	3,701	5,642	308	308	0	6,259	0	0	0
2040	82	3,356	5,642	280	280	0	6,201	0	0	0
2041	74	3,044	5,642	254	254	0	6,149	0	0	0
2042	67	2,761	5,642	230	230	0	6,102	0	0	0
2043	56	2,351	5,642	196	196	0	6,034	0	0	0
2044	35	1,461	5,642	122	122	0	5,886	0	0	0
2045	15	629	5,642	52	52	0	5,747	0	0	0
2046	1	27	5,642	2	2	0	5,646	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**8,400**	**201,931**	**152,333**	**16,828**	**16,828**	**25,000**	**210,988**	**90,000**	**168,222**	**258,222**

Notes:

1. $P_{\bar{x}}$ and P_n have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of $P_{\bar{x}}$ and P_n to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 38
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-2
GAS PROSPECT

(All monetary values are expresaed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	26,560	41,560
2020	254	3,472	2,806	289	289	0	3,384	30,000	26,560	56,560
2021	540	8,388	2,806	699	699	0	4,204	30,000	26,560	56,560
2022	517	9,265	2,806	772	772	0	4,350	0	0	0
2023	409	8,366	2,806	697	697	0	4,200	0	0	0
2024	328	7,554	2,806	629	629	0	4,065	0	0	0
2025	267	6,820	2,806	568	568	0	3,942	0	0	0
2026	220	6,158	2,806	513	513	0	3,832	0	0	0
2027	184	5,561	2,806	463	463	0	3,732	0	0	0
2028	156	5,021	2,806	418	418	0	3,643	0	0	0
2029	133	4,533	2,806	378	378	0	3,561	0	0	0
2030	115	4,093	2,806	341	341	0	3,488	0	0	0
2031	100	3,696	2,806	308	308	0	3,422	0	0	0
2032	88	3,337	2,806	278	278	0	3,362	0	0	0
2033	78	3,013	2,806	251	251	0	3,308	0	0	0
2034	69	2,721	2,806	227	227	0	3,259	0	0	0
2035	62	2,457	2,806	205	205	0	3,215	0	0	0
2036	56	2,218	2,806	185	185	0	3,175	0	0	0
2037	50	2,003	2,806	167	167	0	3,140	0	0	0
2038	45	1,808	2,806	151	151	0	3,107	0	0	0
2039	41	1,633	2,806	136	136	0	3,078	0	0	0
2040	37	1,474	2,806	123	123	0	3,051	0	0	0
2041	33	1,331	2,806	111	111	0	3,028	0	0	0
2042	26	1,041	2,806	87	87	0	2,979	0	0	0
2043	15	593	2,806	49	49	0	2,904	0	0	0
2044	0	18	2,806	1	1	0	2,809	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**3,824**	**96,573**	**70,143**	**8,048**	**8,048**	**25,000**	**111,239**	**75,000**	**79,679**	**154,679**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 39
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-3
GAS PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15,000	20,272	35,272
2020	263	3,493	1,969	291	291	0	2,552	15,000	20,272	35,272
2021	434	6,687	1,969	557	557	0	3,084	15,000	20,272	35,272
2022	345	6,113	1,969	509	509	0	2,988	0	0	0
2023	278	5,589	1,969	466	466	0	2,901	0	0	0
2024	227	5,109	1,969	426	426	0	2,821	0	0	0
2025	188	4,671	1,969	389	389	0	2,748	0	0	0
2026	157	4,270	1,969	356	356	0	2,681	0	0	0
2027	134	3,904	1,969	325	325	0	2,620	0	0	0
2028	115	3,569	1,969	297	297	0	2,564	0	0	0
2029	100	3,262	1,969	272	272	0	2,513	0	0	0
2030	88	2,983	1,969	249	249	0	2,466	0	0	0
2031	78	2,727	1,969	227	227	0	2,424	0	0	0
2032	70	2,493	1,969	208	208	0	2,385	0	0	0
2033	63	2,279	1,969	190	190	0	2,349	0	0	0
2034	57	2,083	1,969	174	174	0	2,317	0	0	0
2035	52	1,904	1,969	159	159	0	2,287	0	0	0
2036	48	1,741	1,969	145	145	0	2,260	0	0	0
2037	44	1,592	1,969	133	133	0	2,235	0	0	0
2038	40	1,455	1,969	121	121	0	2,212	0	0	0
2039	37	1,330	1,969	111	111	0	2,191	0	0	0
2040	34	1,216	1,969	101	101	0	2,172	0	0	0
2041	31	1,112	1,969	93	93	0	2,155	0	0	0
2042	29	1,016	1,969	85	85	0	2,139	0	0	0
2043	27	929	1,969	77	77	0	2,124	0	0	0
2044	25	849	1,969	71	71	0	2,111	0	0	0
2045	19	656	1,969	55	55	0	2,079	0	0	0
2046	7	251	1,969	21	21	0	2,011	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2,990**	**73,283**	**53,172**	**6,107**	**6,107**	**25,000**	**90,386**	**45,000**	**60,815**	**105,815**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 40
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-148-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	30,000	25,337	55,337
2012	1,050	0	4,329	3,674	1,575	0	9,578	30,000	25,337	55,337
2013	2,334	0	4,329	8,169	3,501	0	15,999	30,000	25,337	55,337
2014	3,136	0	4,329	10,975	4,704	0	20,008	15,000	25,337	40,337
2015	2,827	0	4,329	9,893	4,241	0	18,463	0	25,337	25,337
2016	2,548	0	4,329	8,918	3,822	0	17,069	0	0	0
2017	2,297	0	4,329	8,039	3,446	0	15,814	0	0	0
2018	2,070	0	4,329	7,246	3,105	0	14,680	0	0	0
2019	1,866	0	4,329	6,532	2,799	0	13,660	0	0	0
2020	1,682	0	4,329	5,888	2,523	0	12,740	0	0	0
2021	1,516	0	4,329	5,307	2,274	0	11,910	0	0	0
2022	1,367	0	4,329	4,784	2,051	0	11,164	0	0	0
2023	1,232	0	4,329	4,312	1,848	0	10,489	0	0	0
2024	1,111	0	4,329	3,887	1,667	0	9,883	0	0	0
2025	1,001	0	4,329	3,504	1,502	0	9,335	0	0	0
2026	902	0	4,329	3,159	1,353	0	8,841	0	0	0
2027	813	0	4,329	2,847	1,220	0	8,396	0	0	0
2028	733	0	4,329	2,566	1,100	0	7,995	0	0	0
2029	661	0	4,329	2,313	992	0	7,634	0	0	0
2030	596	0	4,329	2,085	894	0	7,308	0	0	0
2031	537	0	4,329	1,880	806	0	7,015	0	0	0
2032	484	0	4,329	1,694	726	0	6,749	0	0	0
2033	436	0	4,329	1,527	654	0	6,510	0	0	0
2034	314	0	4,329	1,098	471	0	5,898	0	0	0
2035	144	0	4,329	504	216	0	5,049	0	0	0
2036	14	0	4,329	48	21	0	4,398	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**31,671**	**0**	**108,225**	**110,849**	**47,507**	**25,000**	**291,581**	**105,000**	**126,684**	**231,684**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 41
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	60,000	101,260	161,260
2012	1,754	0	16,495	6,138	2,631	0	25,264	60,000	101,260	161,260
2013	4,341	0	16,495	15,193	6,512	0	38,200	60,000	101,260	161,260
2014	6,661	0	16,495	23,312	9,992	0	49,799	60,000	101,260	161,260
2015	8,740	0	16,495	30,592	13,110	0	60,197	60,000	101,260	161,260
2016	10,606	0	16,495	37,119	15,909	0	69,523	15,000	0	15,000
2017	11,216	0	16,495	39,257	16,824	0	72,576	0	0	0
2018	10,057	0	16,495	35,200	15,086	0	66,781	0	0	0
2019	9,018	0	16,495	31,562	13,527	0	61,584	0	0	0
2020	8,086	0	16,495	28,301	12,129	0	56,925	0	0	0
2021	7,250	0	16,495	25,376	10,875	0	52,746	0	0	0
2022	6,501	0	16,495	22,754	9,752	0	49,001	0	0	0
2023	5,829	0	16,495	20,402	8,744	0	45,641	0	0	0
2024	5,227	0	16,495	18,294	7,841	0	42,630	0	0	0
2025	4,687	0	16,495	16,404	7,031	0	39,930	0	0	0
2026	4,202	0	16,495	14,708	6,303	0	37,506	0	0	0
2027	3,768	0	16,495	13,189	5,652	0	35,336	0	0	0
2028	3,379	0	16,495	11,826	5,069	0	33,390	0	0	0
2029	3,030	0	16,495	10,604	4,545	0	31,644	0	0	0
2030	2,717	0	16,495	9,508	4,076	0	30,079	0	0	0
2031	2,436	0	16,495	8,525	3,654	0	28,674	0	0	0
2032	2,184	0	16,495	7,644	3,276	0	27,415	0	0	0
2033	1,813	0	16,495	6,346	2,720	0	25,561	0	0	0
2034	1,349	0	16,495	4,721	2,024	0	23,240	0	0	0
2035	933	0	16,495	3,265	1,400	0	21,160	0	0	0
2036	560	0	16,495	1,958	840	0	19,293	0	0	0
2037	225	0	15,546	787	338	0	16,671	0	0	0
2038	6	0	16,495	28	9	0	16,532	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**126,575**	**0**	**444,416**	**443,013**	**189,863**	**25,000**	**1,102,292**	**315,000**	**506,300**	**821,300**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 42
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-2
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30,000	56,351	86,351
2013	1,046	0	9,802	3,662	1,569	0	15,033	60,000	56,351	116,351
2014	3,023	0	9,802	10,581	4,535	0	24,918	60,000	56,351	116,351
2015	5,467	0	9,802	19,135	8,201	0	37,138	30,000	56,351	86,351
2016	6,947	0	9,802	24,313	10,421	0	44,536	0	56,351	56,351
2017	6,546	0	9,802	22,912	9,819	0	42,533	0	0	0
2018	5,853	0	9,802	20,485	8,780	0	39,067	0	0	0
2019	5,233	0	9,802	18,314	7,850	0	35,966	0	0	0
2020	4,678	0	9,802	16,374	7,017	0	33,193	0	0	0
2021	4,182	0	9,802	14,639	6,273	0	30,714	0	0	0
2022	3,739	0	9,802	13,088	5,609	0	28,499	0	0	0
2023	3,343	0	9,802	11,701	5,015	0	26,518	0	0	0
2024	2,989	0	9,802	10,461	4,484	0	24,747	0	0	0
2025	2,672	0	9,802	9,353	4,008	0	23,163	0	0	0
2026	2,389	0	9,802	8,362	3,584	0	21,748	0	0	0
2027	2,136	0	9,802	7,476	3,204	0	20,482	0	0	0
2028	1,910	0	9,802	6,684	2,865	0	19,351	0	0	0
2029	1,707	0	9,802	5,975	2,561	0	18,338	0	0	0
2030	1,526	0	9,802	5,342	2,289	0	17,433	0	0	0
2031	1,365	0	9,802	4,776	2,048	0	16,626	0	0	0
2032	1,220	0	9,802	4,270	1,830	0	15,902	0	0	0
2033	1,059	0	9,802	3,707	1,589	0	15,098	0	0	0
2034	799	0	9,802	2,796	1,199	0	13,797	0	0	0
2035	458	0	9,802	1,604	687	0	12,093	0	0	0
2036	147	0	9,802	515	221	0	10,538	0	0	0
2037	5	0	9,802	15	8	0	9,825	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**70,439**	**0**	**245,050**	**246,540**	**105,659**	**25,000**	**622,249**	**180,000**	**281,756**	**461,756**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 43
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-3
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60,000	55,580	115,580
2013	1,751	0	9,889	6,128	2,627	0	18,644	60,000	55,580	115,580
2014	4,325	0	9,889	15,138	6,488	0	31,515	60,000	55,580	115,580
2015	6,623	0	9,889	23,181	9,935	0	43,005	0	55,580	55,580
2016	6,923	0	9,889	24,232	10,385	0	44,506	0	55,580	55,580
2017	6,180	0	9,889	21,631	9,270	0	40,790	0	0	0
2018	5,517	0	9,889	19,309	8,276	0	37,474	0	0	0
2019	4,925	0	9,889	17,236	7,388	0	34,513	0	0	0
2020	4,396	0	9,889	15,386	6,594	0	31,869	0	0	0
2021	3,924	0	9,889	13,734	5,886	0	29,509	0	0	0
2022	3,503	0	9,889	12,260	5,255	0	27,404	0	0	0
2023	3,127	0	9,889	10,944	4,691	0	25,524	0	0	0
2024	2,791	0	9,889	9,769	4,187	0	23,845	0	0	0
2025	2,492	0	9,889	8,720	3,738	0	22,347	0	0	0
2026	2,224	0	9,889	7,784	3,336	0	21,009	0	0	0
2027	1,985	0	9,889	6,949	2,978	0	19,816	0	0	0
2028	1,772	0	9,889	6,203	2,658	0	18,750	0	0	0
2029	1,582	0	9,889	5,537	2,373	0	17,799	0	0	0
2030	1,412	0	9,889	4,943	2,118	0	16,950	0	0	0
2031	1,261	0	9,889	4,412	1,892	0	16,193	0	0	0
2032	1,125	0	9,889	3,938	1,688	0	15,515	0	0	0
2033	904	0	9,889	3,164	1,356	0	14,409	0	0	0
2034	533	0	9,889	1,864	800	0	12,553	0	0	0
2035	199	0	9,889	697	299	0	10,885	0	0	0
2036	1	0	9,889	7	2	0	9,898	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**69,475**	**0**	**237,336**	**243,166**	**104,213**	**25,000**	**609,715**	**180,000**	**277,900**	**457,900**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 44
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-149-4
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30,000	41,572	71,572
2013	690	0	7,404	2,417	1,035	0	10,856	60,000	41,572	101,572
2014	2,367	0	7,404	8,284	3,551	0	19,239	60,000	41,572	101,572
2015	4,874	0	7,404	17,059	7,311	0	31,774	0	41,572	41,572
2016	5,360	0	7,404	18,762	8,040	0	34,206	0	41,572	41,572
2017	4,784	0	7,404	16,742	7,176	0	31,322	0	0	0
2018	4,269	0	7,404	14,940	6,404	0	28,748	0	0	0
2019	3,809	0	7,404	13,333	5,714	0	26,451	0	0	0
2020	3,399	0	7,404	11,898	5,099	0	24,401	0	0	0
2021	3,033	0	7,404	10,617	4,550	0	22,571	0	0	0
2022	2,707	0	7,404	9,475	4,061	0	20,940	0	0	0
2023	2,416	0	7,404	8,455	3,624	0	19,483	0	0	0
2024	2,156	0	7,404	7,545	3,234	0	18,183	0	0	0
2025	1,924	0	7,404	6,733	2,886	0	17,023	0	0	0
2026	1,717	0	7,404	6,008	2,576	0	15,988	0	0	0
2027	1,532	0	7,404	5,362	2,298	0	15,064	0	0	0
2028	1,367	0	7,404	4,785	2,051	0	14,240	0	0	0
2029	1,220	0	7,404	4,270	1,830	0	13,504	0	0	0
2030	1,089	0	7,404	3,810	1,634	0	12,848	0	0	0
2031	971	0	7,404	3,400	1,457	0	12,261	0	0	0
2032	867	0	7,404	3,034	1,301	0	11,739	0	0	0
2033	719	0	7,404	2,517	1,079	0	11,000	0	0	0
2034	513	0	7,404	1,796	770	0	9,970	0	0	0
2035	182	0	7,404	636	273	0	8,313	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**51,965**	**0**	**170,292**	**181,878**	**77,948**	**25,000**	**455,118**	**150,000**	**207,860**	**357,860**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 45
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-172-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60,000	37,200	97,200
2013	1,751	0	6,689	6,129	2,627	0	15,445	60,000	37,200	97,200
2014	4,327	0	6,689	15,143	6,491	0	28,323	30,000	37,200	67,200
2015	4,876	0	6,689	17,065	7,314	0	31,068	0	37,200	37,200
2016	4,354	0	6,689	15,240	6,531	0	28,460	0	37,200	37,200
2017	3,889	0	6,689	13,610	5,834	0	26,133	0	0	0
2018	3,473	0	6,689	12,154	5,210	0	24,053	0	0	0
2019	3,101	0	6,689	10,854	4,652	0	22,195	0	0	0
2020	2,770	0	6,689	9,694	4,155	0	20,538	0	0	0
2021	2,473	0	6,689	8,657	3,710	0	19,056	0	0	0
2022	2,209	0	6,689	7,731	3,314	0	17,734	0	0	0
2023	1,973	0	6,689	6,904	2,960	0	16,553	0	0	0
2024	1,762	0	6,689	6,166	2,643	0	15,498	0	0	0
2025	1,573	0	6,689	5,506	2,360	0	14,555	0	0	0
2026	1,405	0	6,689	4,918	2,108	0	13,715	0	0	0
2027	1,255	0	6,689	4,392	1,883	0	12,964	0	0	0
2028	1,121	0	6,689	3,922	1,682	0	12,293	0	0	0
2029	1,001	0	6,689	3,503	1,502	0	11,694	0	0	0
2030	894	0	6,689	3,128	1,341	0	11,158	0	0	0
2031	798	0	6,689	2,793	1,197	0	10,679	0	0	0
2032	713	0	6,689	2,495	1,070	0	10,254	0	0	0
2033	553	0	6,689	1,935	830	0	9,454	0	0	0
2034	224	0	6,689	786	336	0	7,811	0	0	0
2035	5	0	6,689	28	8	0	6,725	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**46,500**	**0**	**153,847**	**162,753**	**69,750**	**25,000**	**411,350**	**150,000**	**186,000**	**336,000**

Notes:

1. P_{10} and $P_{\bar{x}}$ have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and $P_{\bar{x}}$ to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 46
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-172-2
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	15,000	27,806	42,806
2013	1,751	0	4,979	6,128	2,627	0	13,734	30,000	27,806	57,806
2014	3,620	0	4,979	12,670	5,430	0	23,079	75,000	27,806	102,806
2015	3,567	0	4,979	12,485	5,351	0	22,815	0	27,806	27,806
2016	3,184	0	4,979	11,146	4,776	0	20,901	0	27,806	27,806
2017	2,843	0	4,979	9,950	4,265	0	19,194	0	0	0
2018	2,538	0	4,979	8,882	3,807	0	17,668	0	0	0
2019	2,266	0	4,979	7,929	3,399	0	16,307	0	0	0
2020	2,022	0	4,979	7,079	3,033	0	15,091	0	0	0
2021	1,805	0	4,979	6,319	2,708	0	14,006	0	0	0
2022	1,612	0	4,979	5,641	2,418	0	13,038	0	0	0
2023	1,439	0	4,979	5,036	2,159	0	12,174	0	0	0
2024	1,284	0	4,979	4,496	1,926	0	11,401	0	0	0
2025	1,147	0	4,979	4,013	1,721	0	10,713	0	0	0
2026	1,024	0	4,979	3,583	1,536	0	10,098	0	0	0
2027	914	0	4,979	3,198	1,371	0	9,548	0	0	0
2028	816	0	4,979	2,855	1,224	0	9,058	0	0	0
2029	728	0	4,979	2,549	1,092	0	8,620	0	0	0
2030	650	0	4,979	2,275	975	0	8,229	0	0	0
2031	580	0	4,979	2,031	870	0	7,880	0	0	0
2032	518	0	4,979	1,813	777	0	7,569	0	0	0
2033	364	0	4,979	1,275	546	0	6,800	0	0	0
2034	85	0	4,979	295	128	0	5,402	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**34,757**	**0**	**109,538**	**121,648**	**52,136**	**25,000**	**308,322**	**120,000**	**139,028**	**259,028**

Notes:

1. P_{10} and P_{90} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and P_{90} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 47
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-172-3
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	15,000	64,246	79,246
2013	693	0	10,675	2,425	1,040	0	14,140	60,000	64,246	124,246
2014	2,378	0	10,675	8,325	3,567	0	22,567	60,000	64,246	124,246
2015	4,910	0	10,675	17,186	7,365	0	35,226	75,000	64,246	139,246
2016	7,186	0	10,675	25,152	10,779	0	46,606	0	64,246	64,246
2017	7,477	0	10,675	26,170	11,216	0	48,061	0	0	0
2018	6,722	0	10,675	23,528	10,083	0	44,286	0	0	0
2019	6,044	0	10,675	21,153	9,066	0	40,894	0	0	0
2020	5,434	0	10,675	19,017	8,151	0	37,843	0	0	0
2021	4,885	0	10,675	17,097	7,328	0	35,100	0	0	0
2022	4,392	0	10,675	15,371	6,588	0	32,634	0	0	0
2023	3,948	0	10,675	13,819	5,922	0	30,416	0	0	0
2024	3,550	0	10,675	12,424	5,325	0	28,424	0	0	0
2025	3,191	0	10,675	11,170	4,787	0	26,632	0	0	0
2026	2,869	0	10,675	10,042	4,304	0	25,021	0	0	0
2027	2,580	0	10,675	9,028	3,870	0	23,573	0	0	0
2028	2,319	0	10,675	8,117	3,479	0	22,271	0	0	0
2029	2,085	0	10,675	7,297	3,128	0	21,100	0	0	0
2030	1,874	0	10,675	6,561	2,811	0	20,047	0	0	0
2031	1,685	0	10,675	5,898	2,528	0	19,101	0	0	0
2032	1,515	0	10,675	5,303	2,273	0	18,251	0	0	0
2033	1,362	0	10,675	4,767	2,043	0	17,485	0	0	0
2034	1,199	0	10,675	4,195	1,799	0	16,669	0	0	0
2035	1,000	0	10,675	3,500	1,500	0	15,675	0	0	0
2036	657	0	10,675	2,298	986	0	13,959	0	0	0
2037	313	0	10,675	1,096	470	0	12,241	0	0	0
2038	40	0	10,675	136	60	0	10,871	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**80,308**	**0**	**277,550**	**281,075**	**120,462**	**25,000**	**704,087**	**210,000**	**321,232**	**531,232**

Notes:

1. $P_{ç}$ and P_{v} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of $P_{ç}$ and P_{v} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 48
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-196-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

	Potential Oil and Condensate Quantities	Potential Sales Gas Quantities	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30,000	72,018	102,018
2015	692	0	11,944	2,422	1,038	0	15,404	150,000	72,018	222,018
2016	2,374	0	11,944	8,308	3,561	0	23,813	120,000	72,018	192,018
2017	4,895	0	11,944	17,132	7,343	0	36,419	0	72,018	72,018
2018	7,155	0	11,944	25,041	10,733	0	47,718	0	72,018	72,018
2019	8,474	0	11,944	29,658	12,711	0	54,313	0	0	0
2020	7,931	0	11,944	27,759	11,897	0	51,600	0	0	0
2021	7,108	0	11,944	24,878	10,662	0	47,484	0	0	0
2022	6,371	0	11,944	22,297	9,557	0	43,798	0	0	0
2023	5,710	0	11,944	19,983	8,565	0	40,492	0	0	0
2024	5,117	0	11,944	17,910	7,676	0	37,530	0	0	0
2025	4,586	0	11,944	16,052	6,879	0	34,875	0	0	0
2026	4,110	0	11,944	14,386	6,165	0	32,495	0	0	0
2027	3,684	0	11,944	12,893	5,526	0	30,363	0	0	0
2028	3,302	0	11,944	11,556	4,953	0	28,453	0	0	0
2029	2,959	0	11,944	10,357	4,439	0	26,740	0	0	0
2030	2,652	0	11,944	9,282	3,978	0	25,204	0	0	0
2031	2,377	0	11,944	8,319	3,566	0	23,829	0	0	0
2032	2,130	0	11,944	7,456	3,195	0	22,595	0	0	0
2033	1,909	0	11,944	6,682	2,864	0	21,490	0	0	0
2034	1,711	0	11,944	5,989	2,567	0	20,500	0	0	0
2035	1,534	0	11,944	5,367	2,301	0	19,612	0	0	0
2036	1,306	0	11,944	4,573	1,959	0	18,476	0	0	0
2037	1,000	0	11,944	3,498	1,500	0	16,942	0	0	0
2038	619	0	11,944	2,167	929	0	15,040	0	0	0
2039	278	0	11,944	973	417	0	13,334	0	0	0
2040	39	0	11,944	141	59	0	12,144	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**90,023**	**0**	**310,544**	**315,079**	**135,035**	**25,000**	**785,658**	**300,000**	**360,092**	**660,092**

Notes:

1. P_{10} and $P_{\bar{x}}$ have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and $P_{\bar{x}}$ to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 49
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-218-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	60,000	193,498	253,498
2015	1,754	0	24,403	6,139	2,631	0	33,173	150,000	193,498	343,498
2016	4,342	0	24,403	15,197	6,513	0	46,113	150,000	193,498	343,498
2017	6,663	0	24,403	23,322	9,995	0	57,720	150,000	193,498	343,498
2018	8,746	0	24,403	30,610	13,119	0	68,132	150,000	193,498	343,498
2019	10,613	0	24,403	37,147	15,920	0	77,470	150,000	0	150,000
2020	12,289	0	24,403	43,011	18,434	0	85,848	45,000	0	45,000
2021	13,791	0	24,403	48,270	20,687	0	93,360	0	0	0
2022	15,139	0	24,403	52,988	22,709	0	100,100	0	0	0
2023	16,348	0	24,403	57,219	24,522	0	106,144	0	0	0
2024	17,433	0	24,403	61,015	26,150	0	111,568	0	0	0
2025	16,652	0	24,403	58,281	24,978	0	107,662	0	0	0
2026	14,936	0	24,403	52,276	22,404	0	99,083	0	0	0
2027	13,397	0	24,403	46,890	20,096	0	91,389	0	0	0
2028	12,017	0	24,403	42,060	18,026	0	84,489	0	0	0
2029	10,779	0	24,403	37,726	16,169	0	78,298	0	0	0
2030	9,668	0	24,403	33,840	14,502	0	72,745	0	0	0
2031	8,672	0	24,403	30,353	13,008	0	67,764	0	0	0
2032	7,779	0	24,403	27,226	11,669	0	63,298	0	0	0
2033	6,977	0	24,403	24,421	10,466	0	59,290	0	0	0
2034	6,259	0	24,403	21,905	9,389	0	55,697	0	0	0
2035	5,614	0	24,403	19,648	8,421	0	52,472	0	0	0
2036	4,909	0	24,403	17,182	7,364	0	48,949	0	0	0
2037	4,126	0	24,403	14,443	6,189	0	45,035	0	0	0
2038	3,424	0	24,403	11,986	5,136	0	41,525	0	0	0
2039	2,795	0	24,403	9,782	4,193	0	38,378	0	0	0
2040	2,230	0	24,403	7,805	3,345	0	35,553	0	0	0
2041	1,723	0	24,403	6,032	2,585	0	33,020	0	0	0
2042	1,269	0	24,403	4,441	1,904	0	30,748	0	0	0
2043	861	0	24,403	3,015	1,292	0	28,710	0	0	0
2044	496	0	24,403	1,735	744	0	26,882	0	0	0
2045	171	0	24,403	587	257	0	25,247	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**241,872**	**0**	**756,493**	**846,552**	**362,808**	**25,000**	**1,990,853**	**855,000**	**967,488**	**1,822,488**

Notes:

1. P_{10} and P_{90} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and P_{90} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 50
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-174-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	60,000	55,885	115,885
2015	1,751	0	9,914	6,129	2,627	0	18,670	60,000	55,885	115,885
2016	4,327	0	9,914	15,145	6,491	0	31,550	60,000	55,885	115,885
2017	6,628	0	9,914	23,199	9,942	0	43,055	60,000	55,885	115,885
2018	6,932	0	9,914	24,262	10,398	0	44,574	0	55,885	55,885
2019	6,192	0	9,914	21,671	9,288	0	40,873	0	0	0
2020	5,531	0	9,914	19,357	8,297	0	37,568	0	0	0
2021	4,940	0	9,914	17,290	7,410	0	34,614	0	0	0
2022	4,412	0	9,914	15,443	6,618	0	31,975	0	0	0
2023	3,941	0	9,914	13,794	5,912	0	29,620	0	0	0
2024	3,520	0	9,914	12,321	5,280	0	27,515	0	0	0
2025	3,144	0	9,914	11,005	4,716	0	25,635	0	0	0
2026	2,809	0	9,914	9,830	4,214	0	23,958	0	0	0
2027	2,509	0	9,914	8,780	3,764	0	22,458	0	0	0
2028	2,241	0	9,914	7,842	3,362	0	21,118	0	0	0
2029	2,001	0	9,914	7,005	3,002	0	19,921	0	0	0
2030	1,788	0	9,914	6,257	2,682	0	18,853	0	0	0
2031	1,597	0	9,914	5,589	2,396	0	17,899	0	0	0
2032	1,426	0	9,914	4,992	2,139	0	17,045	0	0	0
2033	1,274	0	9,914	4,459	1,911	0	16,284	0	0	0
2034	1,138	0	9,914	3,983	1,707	0	15,604	0	0	0
2035	939	0	9,914	3,287	1,409	0	14,610	0	0	0
2036	572	0	9,914	2,001	858	0	12,773	0	0	0
2037	234	0	9,914	820	351	0	11,085	0	0	0
2038	10	0	9,914	36	15	0	9,965	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**69,856**	**0**	**237,936**	**244,497**	**104,784**	**25,000**	**612,217**	**240,000**	**279,424**	**519,424**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 51
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-216-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30,000	18,669	48,669
2015	1,046	0	3,340	3,661	1,569	0	8,570	30,000	18,669	48,669
2016	2,316	0	3,340	8,107	3,474	0	14,921	15,000	18,669	33,669
2017	2,405	0	3,340	8,418	3,608	0	15,366	0	18,669	18,669
2018	2,149	0	3,340	7,521	3,224	0	14,085	0	18,669	18,669
2019	1,920	0	3,340	6,719	2,880	0	12,939	0	0	0
2020	1,715	0	3,340	6,003	2,573	0	11,916	0	0	0
2021	1,532	0	3,340	5,363	2,298	0	11,001	0	0	0
2022	1,369	0	3,340	4,792	2,054	0	10,186	0	0	0
2023	1,223	0	3,340	4,281	1,835	0	9,456	0	0	0
2024	1,093	0	3,340	3,825	1,640	0	8,805	0	0	0
2025	976	0	3,340	3,417	1,464	0	8,221	0	0	0
2026	872	0	3,340	3,053	1,308	0	7,701	0	0	0
2027	779	0	3,340	2,728	1,169	0	7,237	0	0	0
2028	696	0	3,340	2,437	1,044	0	6,821	0	0	0
2029	622	0	3,340	2,177	933	0	6,450	0	0	0
2030	556	0	3,340	1,945	834	0	6,119	0	0	0
2031	497	0	3,340	1,738	746	0	5,824	0	0	0
2032	444	0	3,340	1,553	666	0	5,559	0	0	0
2033	396	0	3,340	1,387	594	0	5,321	0	0	0
2034	354	0	3,340	1,239	531	0	5,110	0	0	0
2035	271	0	3,340	949	407	0	4,696	0	0	0
2036	105	0	3,340	365	158	0	3,863	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**23,336**	**0**	**73,480**	**81,678**	**35,004**	**25,000**	**215,162**	**75,000**	**93,344**	**168,344**

Notes:

1. P_{10} and P_{90} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and P_{90} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 52
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-216-2
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30,000	105,796	135,796
2015	1,754	0	17,081	6,137	2,631	0	25,849	150,000	105,796	255,796
2016	4,340	0	17,081	15,189	6,510	0	38,780	150,000	105,796	255,796
2017	6,658	0	17,081	23,303	9,987	0	50,371	120,000	105,796	225,796
2018	8,736	0	17,081	30,576	13,104	0	60,761	0	105,796	105,796
2019	10,599	0	17,081	37,096	15,899	0	70,076	0	0	0
2020	11,563	0	17,081	40,469	17,345	0	74,895	0	0	0
2021	10,701	0	17,081	37,454	16,052	0	70,587	0	0	0
2022	9,592	0	17,081	33,574	14,388	0	65,043	0	0	0
2023	8,599	0	17,081	30,095	12,899	0	60,075	0	0	0
2024	7,708	0	17,081	26,977	11,562	0	55,620	0	0	0
2025	6,909	0	17,081	24,182	10,364	0	51,627	0	0	0
2026	6,193	0	17,081	21,677	9,290	0	48,048	0	0	0
2027	5,552	0	17,081	19,431	8,328	0	44,840	0	0	0
2028	4,977	0	17,081	17,418	7,466	0	41,965	0	0	0
2029	4,461	0	17,081	15,613	6,692	0	39,386	0	0	0
2030	3,999	0	17,081	13,996	5,999	0	37,076	0	0	0
2031	3,585	0	17,081	12,546	5,378	0	35,005	0	0	0
2032	3,213	0	17,081	11,246	4,820	0	33,147	0	0	0
2033	2,880	0	17,081	10,081	4,320	0	31,482	0	0	0
2034	2,582	0	17,081	9,037	3,873	0	29,991	0	0	0
2035	2,314	0	17,081	8,100	3,471	0	28,652	0	0	0
2036	1,914	0	17,081	6,698	2,871	0	26,650	0	0	0
2037	1,439	0	17,081	5,035	2,159	0	24,275	0	0	0
2038	1,013	0	17,081	3,545	1,520	0	22,146	0	0	0
2039	631	0	17,081	2,209	947	0	20,237	0	0	0
2040	289	0	17,081	1,011	434	0	18,526	0	0	0
2041	44	0	17,081	159	66	0	17,306	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**132,245**	**0**	**461,187**	**462,854**	**198,368**	**25,000**	**1,147,409**	**450,000**	**528,980**	**978,980**

Notes:

1. P_{10} and P_{90} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and P_{90} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 53
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-194-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	15,000	25,878	40,878
2015	695	0	4,416	2,431	1,043	0	7,890	90,000	25,878	115,878
2016	2,386	0	4,416	8,351	3,579	0	16,346	0	25,878	25,878
2017	3,175	0	4,416	11,114	4,763	0	20,293	0	25,878	25,878
2018	2,869	0	4,416	10,040	4,304	0	18,760	0	25,878	25,878
2019	2,591	0	4,416	9,070	3,887	0	17,373	0	0	0
2020	2,341	0	4,416	8,193	3,512	0	16,121	0	0	0
2021	2,115	0	4,416	7,402	3,173	0	14,991	0	0	0
2022	1,910	0	4,416	6,686	2,865	0	13,967	0	0	0
2023	1,726	0	4,416	6,040	2,589	0	13,045	0	0	0
2024	1,559	0	4,416	5,457	2,339	0	12,212	0	0	0
2025	1,408	0	4,416	4,929	2,112	0	11,457	0	0	0
2026	1,272	0	4,416	4,453	1,908	0	10,777	0	0	0
2027	1,149	0	4,416	4,023	1,724	0	10,163	0	0	0
2028	1,038	0	4,416	3,634	1,557	0	9,607	0	0	0
2029	938	0	4,416	3,283	1,407	0	9,106	0	0	0
2030	847	0	4,416	2,966	1,271	0	8,653	0	0	0
2031	765	0	4,416	2,679	1,148	0	8,243	0	0	0
2032	692	0	4,416	2,420	1,038	0	7,874	0	0	0
2033	625	0	4,416	2,186	938	0	7,540	0	0	0
2034	564	0	4,416	1,975	846	0	7,237	0	0	0
2035	510	0	4,416	1,784	765	0	6,965	0	0	0
2036	461	0	4,416	1,612	692	0	6,720	0	0	0
2037	392	0	4,416	1,370	588	0	6,374	0	0	0
2038	278	0	4,416	972	417	0	5,805	0	0	0
2039	42	0	4,416	148	63	0	4,627	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**32,348**	**0**	**110,400**	**113,218**	**48,522**	**25,000**	**297,140**	**105,000**	**129,392**	**234,392**

Notes:

1. $P_{ç}$ and P_{v} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of $P_{ç}$ and P_{v} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 54
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-194-2
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	15,000	21,909	36,909
2015	688	0	4,089	2,409	1,032	0	7,530	75,000	21,909	96,909
2016	2,357	0	4,089	8,250	3,536	0	15,875	0	21,909	21,909
2017	3,097	0	4,089	10,841	4,646	0	19,576	0	21,909	21,909
2018	2,747	0	4,089	9,614	4,121	0	17,824	0	21,909	21,909
2019	2,436	0	4,089	8,527	3,654	0	16,270	0	0	0
2020	2,161	0	4,089	7,562	3,242	0	14,893	0	0	0
2021	1,916	0	4,089	6,707	2,874	0	13,670	0	0	0
2022	1,700	0	4,089	5,948	2,550	0	12,587	0	0	0
2023	1,507	0	4,089	5,276	2,261	0	11,626	0	0	0
2024	1,337	0	4,089	4,679	2,006	0	10,774	0	0	0
2025	1,186	0	4,089	4,150	1,779	0	10,018	0	0	0
2026	1,052	0	4,089	3,680	1,578	0	9,347	0	0	0
2027	933	0	4,089	3,264	1,400	0	8,753	0	0	0
2028	827	0	4,089	2,895	1,241	0	8,225	0	0	0
2029	734	0	4,089	2,567	1,101	0	7,757	0	0	0
2030	651	0	4,089	2,277	977	0	7,343	0	0	0
2031	577	0	4,089	2,019	866	0	6,974	0	0	0
2032	512	0	4,089	1,791	768	0	6,648	0	0	0
2033	454	0	4,089	1,588	681	0	6,358	0	0	0
2034	346	0	4,089	1,210	519	0	5,818	0	0	0
2035	168	0	4,089	595	252	0	4,936	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**27,386**	**0**	**85,869**	**95,849**	**41,079**	**25,000**	**247,797**	**90,000**	**109,544**	**199,544**

Notes:

1. P_x and P_r have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_x and P_r to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 55
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-151-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

	Potential Oil and Condensate Quantities	Potential Sales Gas Quantities	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	15,000	83,168	98,168
2015	693	0	13,400	2,424	1,040	0	16,864	90,000	83,168	173,168
2016	2,377	0	13,400	8,319	3,566	0	25,285	90,000	83,168	173,168
2017	4,905	0	13,400	17,167	7,358	0	37,925	90,000	83,168	173,168
2018	7,175	0	13,400	25,114	10,763	0	49,277	75,000	83,168	158,168
2019	9,214	0	13,400	32,250	13,821	0	59,471	0	0	0
2020	9,291	0	13,400	32,518	13,937	0	59,855	0	0	0
2021	8,344	0	13,400	29,203	12,516	0	55,119	0	0	0
2022	7,493	0	13,400	26,226	11,240	0	50,866	0	0	0
2023	6,729	0	13,400	23,553	10,094	0	47,047	0	0	0
2024	6,044	0	13,400	21,152	9,066	0	43,618	0	0	0
2025	5,427	0	13,400	18,996	8,141	0	40,537	0	0	0
2026	4,874	0	13,400	17,060	7,311	0	37,771	0	0	0
2027	4,377	0	13,400	15,321	6,566	0	35,287	0	0	0
2028	3,931	0	13,400	13,759	5,897	0	33,056	0	0	0
2029	3,531	0	13,400	12,357	5,297	0	31,054	0	0	0
2030	3,171	0	13,400	11,097	4,757	0	29,254	0	0	0
2031	2,847	0	13,400	9,966	4,271	0	27,637	0	0	0
2032	2,557	0	13,400	8,950	3,836	0	26,186	0	0	0
2033	2,297	0	13,400	8,038	3,446	0	24,884	0	0	0
2034	2,062	0	13,400	7,219	3,093	0	23,712	0	0	0
2035	1,852	0	13,400	6,483	2,778	0	22,661	0	0	0
2036	1,622	0	13,400	5,678	2,433	0	21,511	0	0	0
2037	1,358	0	13,400	4,752	2,037	0	20,189	0	0	0
2038	953	0	13,400	3,337	1,430	0	18,167	0	0	0
2039	579	0	13,400	2,027	869	0	16,296	0	0	0
2040	243	0	13,400	851	365	0	14,616	0	0	0
2041	14	0	13,400	43	21	0	13,464	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**103,960**	**0**	**361,800**	**363,860**	**155,940**	**25,000**	**906,600**	**360,000**	**415,840**	**775,840**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 56
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-151-2
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

	Potential Oil and Condensate Quantities	Potential Sales Gas Quantities	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30,000	60,823	90,823
2015	691	0	10,437	2,418	1,037	0	13,892	150,000	60,823	210,823
2016	2,369	0	10,437	8,292	3,554	0	22,283	90,000	60,823	150,823
2017	4,881	0	10,437	17,083	7,322	0	34,842	0	60,823	60,823
2018	7,126	0	10,437	24,940	10,689	0	46,066	0	60,823	60,823
2019	7,380	0	10,437	25,831	11,070	0	47,338	0	0	0
2020	6,595	0	10,437	23,084	9,893	0	43,414	0	0	0
2021	5,894	0	10,437	20,630	8,841	0	39,908	0	0	0
2022	5,267	0	10,437	18,436	7,901	0	36,774	0	0	0
2023	4,707	0	10,437	16,476	7,061	0	33,974	0	0	0
2024	4,207	0	10,437	14,724	6,311	0	31,472	0	0	0
2025	3,760	0	10,437	13,158	5,640	0	29,235	0	0	0
2026	3,360	0	10,437	11,759	5,040	0	27,236	0	0	0
2027	3,003	0	10,437	10,509	4,505	0	25,451	0	0	0
2028	2,683	0	10,437	9,392	4,025	0	23,854	0	0	0
2029	2,398	0	10,437	8,393	3,597	0	22,427	0	0	0
2030	2,143	0	10,437	7,501	3,215	0	21,153	0	0	0
2031	1,915	0	10,437	6,703	2,873	0	20,013	0	0	0
2032	1,712	0	10,437	5,990	2,568	0	18,995	0	0	0
2033	1,530	0	10,437	5,353	2,295	0	18,085	0	0	0
2034	1,367	0	10,437	4,784	2,051	0	17,272	0	0	0
2035	1,185	0	10,437	4,147	1,778	0	16,362	0	0	0
2036	969	0	10,437	3,393	1,454	0	15,284	0	0	0
2037	605	0	10,437	2,118	908	0	13,463	0	0	0
2038	265	0	10,437	926	398	0	11,761	0	0	0
2039	17	0	10,437	60	26	0	10,523	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**76,029**	**0**	**260,925**	**266,100**	**114,044**	**25,000**	**666,069**	**270,000**	**304,116**	**574,116**

Notes:

1. P_{10} and P_{90} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and P_{90} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 57
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-169-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30,000	18,511	48,511
2014	1,046	0	3,326	3,660	1,569	0	8,555	90,000	18,511	108,511
2015	2,314	0	3,326	8,100	3,471	0	14,897	0	18,511	18,511
2016	2,401	0	3,326	8,404	3,602	0	15,332	0	18,511	18,511
2017	2,143	0	3,326	7,501	3,215	0	14,042	0	18,511	18,511
2018	1,913	0	3,326	6,695	2,870	0	12,891	0	0	0
2019	1,707	0	3,326	5,976	2,561	0	11,863	0	0	0
2020	1,524	0	3,326	5,334	2,286	0	10,946	0	0	0
2021	1,360	0	3,326	4,761	2,040	0	10,127	0	0	0
2022	1,214	0	3,326	4,249	1,821	0	9,396	0	0	0
2023	1,084	0	3,326	3,793	1,626	0	8,745	0	0	0
2024	967	0	3,326	3,385	1,451	0	8,162	0	0	0
2025	863	0	3,326	3,022	1,295	0	7,643	0	0	0
2026	771	0	3,326	2,697	1,157	0	7,180	0	0	0
2027	688	0	3,326	2,407	1,032	0	6,765	0	0	0
2028	614	0	3,326	2,149	921	0	6,396	0	0	0
2029	548	0	3,326	1,918	822	0	6,066	0	0	0
2030	489	0	3,326	1,712	734	0	5,772	0	0	0
2031	437	0	3,326	1,528	656	0	5,510	0	0	0
2032	390	0	3,326	1,364	585	0	5,275	0	0	0
2033	348	0	3,326	1,217	522	0	5,065	0	0	0
2034	241	0	3,326	844	362	0	4,532	0	0	0
2035	77	0	3,326	270	116	0	3,712	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**23,139**	**0**	**73,172**	**80,986**	**34,709**	**25,000**	**213,867**	**120,000**	**92,556**	**212,556**

Notes:

1. P_{ξ} and P_{c} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{ξ} and P_{c} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 58
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-169-2
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30,000	25,377	55,377
2014	694	0	4,379	2,429	1,041	0	7,849	90,000	25,377	115,377
2015	2,383	0	4,379	8,340	3,575	0	16,294	90,000	25,377	115,377
2016	3,167	0	4,379	11,084	4,751	0	20,214	0	25,377	25,377
2017	2,855	0	4,379	9,992	4,283	0	18,654	0	25,377	25,377
2018	2,574	0	4,379	9,009	3,861	0	17,249	0	0	0
2019	2,321	0	4,379	8,122	3,482	0	15,983	0	0	0
2020	2,092	0	4,379	7,322	3,138	0	14,839	0	0	0
2021	1,886	0	4,379	6,602	2,829	0	13,810	0	0	0
2022	1,700	0	4,379	5,952	2,550	0	12,881	0	0	0
2023	1,533	0	4,379	5,366	2,300	0	12,045	0	0	0
2024	1,382	0	4,379	4,838	2,073	0	11,290	0	0	0
2025	1,246	0	4,379	4,361	1,869	0	10,609	0	0	0
2026	1,123	0	4,379	3,932	1,685	0	9,996	0	0	0
2027	1,013	0	4,379	3,545	1,520	0	9,444	0	0	0
2028	913	0	4,379	3,196	1,370	0	8,945	0	0	0
2029	823	0	4,379	2,881	1,235	0	8,495	0	0	0
2030	742	0	4,379	2,598	1,113	0	8,090	0	0	0
2031	669	0	4,379	2,342	1,004	0	7,725	0	0	0
2032	603	0	4,379	2,111	905	0	7,395	0	0	0
2033	544	0	4,379	1,904	816	0	7,099	0	0	0
2034	490	0	4,379	1,716	735	0	6,830	0	0	0
2035	442	0	4,379	1,547	663	0	6,589	0	0	0
2036	344	0	4,379	1,203	516	0	6,098	0	0	0
2037	182	0	4,379	631	273	0	5,283	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**31,721**	**0**	**105,096**	**111,023**	**47,582**	**25,000**	**288,701**	**210,000**	**126,884**	**336,884**

Notes:

1. $P_{ç}$ and P_{v} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of $P_{ç}$ and P_{v} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 59
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-169-3
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30,000	60,285	90,285
2014	691	0	10,398	2,417	1,037	0	13,852	150,000	60,285	210,285
2015	2,368	0	10,398	8,286	3,552	0	22,236	150,000	60,285	210,285
2016	4,876	0	10,398	17,066	7,314	0	34,778	150,000	60,285	210,285
2017	7,116	0	10,398	24,905	10,674	0	45,977	45,000	60,285	105,285
2018	7,364	0	10,398	25,774	11,046	0	47,218	0	0	0
2019	6,574	0	10,398	23,011	9,861	0	43,270	0	0	0
2020	5,870	0	10,398	20,543	8,805	0	39,746	0	0	0
2021	5,240	0	10,398	18,341	7,860	0	36,599	0	0	0
2022	4,678	0	10,398	16,374	7,017	0	33,789	0	0	0
2023	4,177	0	10,398	14,618	6,266	0	31,282	0	0	0
2024	3,729	0	10,398	13,051	5,594	0	29,043	0	0	0
2025	3,329	0	10,398	11,652	4,994	0	27,044	0	0	0
2026	2,972	0	10,398	10,402	4,458	0	25,258	0	0	0
2027	2,653	0	10,398	9,287	3,980	0	23,665	0	0	0
2028	2,369	0	10,398	8,291	3,554	0	22,243	0	0	0
2029	2,115	0	10,398	7,402	3,173	0	20,973	0	0	0
2030	1,888	0	10,398	6,608	2,832	0	19,838	0	0	0
2031	1,686	0	10,398	5,900	2,529	0	18,827	0	0	0
2032	1,505	0	10,398	5,267	2,258	0	17,923	0	0	0
2033	1,344	0	10,398	4,702	2,016	0	17,116	0	0	0
2034	1,150	0	10,398	4,027	1,725	0	16,150	0	0	0
2035	912	0	10,398	3,191	1,368	0	14,957	0	0	0
2036	541	0	10,398	1,894	812	0	13,104	0	0	0
2037	207	0	10,398	724	311	0	11,433	0	0	0
2038	2	0	10,398	13	3	0	10,414	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**75,356**	**0**	**259,950**	**263,746**	**113,034**	**25,000**	**661,730**	**525,000**	**301,424**	**826,424**

Notes:

1. P_{10} and P_{90} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and P_{90} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 60
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-169-5
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities ($10^6 ft^3$)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30,000	47,241	77,241
2014	1,047	0	8,311	3,663	1,571	0	13,545	150,000	47,241	197,241
2015	3,025	0	8,311	10,586	4,538	0	23,435	150,000	47,241	197,241
2016	5,471	0	8,311	19,149	8,207	0	35,667	75,000	47,241	122,241
2017	5,908	0	8,311	20,677	8,862	0	37,850	0	47,241	47,241
2018	5,285	0	8,311	18,498	7,928	0	34,737	0	0	0
2019	4,728	0	8,311	16,549	7,092	0	31,952	0	0	0
2020	4,230	0	8,311	14,806	6,345	0	29,462	0	0	0
2021	3,784	0	8,311	13,246	5,676	0	27,233	0	0	0
2022	3,386	0	8,311	11,850	5,079	0	25,240	0	0	0
2023	3,029	0	8,311	10,602	4,544	0	23,457	0	0	0
2024	2,710	0	8,311	9,485	4,065	0	21,861	0	0	0
2025	2,424	0	8,311	8,485	3,636	0	20,432	0	0	0
2026	2,169	0	8,311	7,591	3,254	0	19,156	0	0	0
2027	1,940	0	8,311	6,791	2,910	0	18,012	0	0	0
2028	1,736	0	8,311	6,076	2,604	0	16,991	0	0	0
2029	1,553	0	8,311	5,436	2,330	0	16,077	0	0	0
2030	1,389	0	8,311	4,863	2,084	0	15,258	0	0	0
2031	1,243	0	8,311	4,351	1,865	0	14,527	0	0	0
2032	1,112	0	8,311	3,892	1,668	0	13,871	0	0	0
2033	995	0	8,311	3,482	1,493	0	13,286	0	0	0
2034	867	0	8,311	3,035	1,301	0	12,647	0	0	0
2035	645	0	8,311	2,256	968	0	11,535	0	0	0
2036	329	0	8,311	1,152	494	0	9,957	0	0	0
2037	46	0	8,311	160	69	0	8,540	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**59,051**	**0**	**199,464**	**206,681**	**88,577**	**25,000**	**519,722**	**405,000**	**236,204**	**641,204**

Notes:

1. P_{ξ} and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{ξ} and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 61
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-GUA
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60,000	39,290	99,290
2013	1,755	0	6,866	6,143	2,633	0	15,642	75,000	39,290	114,290
2014	4,348	0	6,866	15,217	6,522	0	28,605	0	39,290	39,290
2015	4,922	0	6,866	17,228	7,383	0	31,477	0	39,290	39,290
2016	4,422	0	6,866	15,478	6,633	0	28,977	0	39,290	39,290
2017	3,973	0	6,866	13,906	5,960	0	26,732	0	0	0
2018	3,570	0	6,866	12,494	5,355	0	24,715	0	0	0
2019	3,207	0	6,866	11,225	4,811	0	22,902	0	0	0
2020	2,881	0	6,866	10,085	4,322	0	21,273	0	0	0
2021	2,589	0	6,866	9,061	3,884	0	19,811	0	0	0
2022	2,326	0	6,866	8,141	3,489	0	18,496	0	0	0
2023	2,090	0	6,866	7,314	3,135	0	17,315	0	0	0
2024	1,877	0	6,866	6,571	2,816	0	16,253	0	0	0
2025	1,687	0	6,866	5,904	2,531	0	15,301	0	0	0
2026	1,516	0	6,866	5,304	2,274	0	14,444	0	0	0
2027	1,362	0	6,866	4,766	2,043	0	13,675	0	0	0
2028	1,223	0	6,866	4,282	1,835	0	12,983	0	0	0
2029	1,099	0	6,866	3,847	1,649	0	12,362	0	0	0
2030	987	0	6,866	3,456	1,481	0	11,803	0	0	0
2031	887	0	6,866	3,105	1,331	0	11,302	0	0	0
2032	797	0	6,866	2,790	1,196	0	10,852	0	0	0
2033	716	0	6,866	2,506	1,074	0	10,446	0	0	0
2034	590	0	6,866	2,065	885	0	9,816	0	0	0
2035	270	0	6,866	944	405	0	8,215	0	0	0
2036	19	0	6,866	65	29	0	6,960	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**49,113**	**0**	**164,784**	**171,897**	**73,670**	**25,000**	**435,351**	**135,000**	**196,452**	**331,452**

Notes:

1. P_{10} and $P_{\bar{x}}$ have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and $P_{\bar{x}}$ to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 62
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-TAQ
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	15,000	22,462	37,462
2013	689	0	4,139	2,413	1,034	0	7,586	60,000	22,462	82,462
2014	2,362	0	4,139	8,266	3,543	0	15,948	0	22,462	22,462
2015	3,110	0	4,139	10,884	4,665	0	19,688	0	22,462	22,462
2016	2,766	0	4,139	9,681	4,149	0	17,969	0	22,462	22,462
2017	2,461	0	4,139	8,612	3,692	0	16,443	0	0	0
2018	2,189	0	4,139	7,660	3,284	0	15,083	0	0	0
2019	1,947	0	4,139	6,814	2,921	0	13,874	0	0	0
2020	1,732	0	4,139	6,061	2,598	0	12,798	0	0	0
2021	1,540	0	4,139	5,392	2,310	0	11,841	0	0	0
2022	1,370	0	4,139	4,796	2,055	0	10,990	0	0	0
2023	1,219	0	4,139	4,266	1,829	0	10,234	0	0	0
2024	1,084	0	4,139	3,795	1,626	0	9,560	0	0	0
2025	964	0	4,139	3,375	1,446	0	8,960	0	0	0
2026	858	0	4,139	3,003	1,287	0	8,429	0	0	0
2027	763	0	4,139	2,671	1,145	0	7,955	0	0	0
2028	679	0	4,139	2,376	1,019	0	7,534	0	0	0
2029	604	0	4,139	2,113	906	0	7,158	0	0	0
2030	537	0	4,139	1,880	806	0	6,825	0	0	0
2031	478	0	4,139	1,672	717	0	6,528	0	0	0
2032	401	0	4,139	1,404	602	0	6,145	0	0	0
2033	282	0	4,139	987	423	0	5,549	0	0	0
2034	43	0	4,139	153	65	0	4,357	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**28,078**	**0**	**91,058**	**98,274**	**42,117**	**25,000**	**256,449**	**75,000**	**112,312**	**187,312**

Notes:

1. P_{if} and P_r have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{if} and P_r to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 63
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30,000	25,156	55,156
2013	694	0	4,362	2,428	1,041	0	7,831	60,000	25,156	85,156
2014	2,381	0	4,362	8,335	3,572	0	16,269	0	25,156	25,156
2015	3,163	0	4,362	11,070	4,745	0	20,177	0	25,156	25,156
2016	2,849	0	4,362	9,971	4,274	0	18,607	0	25,156	25,156
2017	2,566	0	4,362	8,981	3,849	0	17,192	0	0	0
2018	2,311	0	4,362	8,090	3,467	0	15,919	0	0	0
2019	2,082	0	4,362	7,287	3,123	0	14,772	0	0	0
2020	1,875	0	4,362	6,564	2,813	0	13,739	0	0	0
2021	1,689	0	4,362	5,912	2,534	0	12,808	0	0	0
2022	1,521	0	4,362	5,325	2,282	0	11,969	0	0	0
2023	1,370	0	4,362	4,797	2,055	0	11,214	0	0	0
2024	1,234	0	4,362	4,320	1,851	0	10,533	0	0	0
2025	1,112	0	4,362	3,892	1,668	0	9,922	0	0	0
2026	1,002	0	4,362	3,505	1,503	0	9,370	0	0	0
2027	902	0	4,362	3,157	1,353	0	8,872	0	0	0
2028	813	0	4,362	2,844	1,220	0	8,426	0	0	0
2029	732	0	4,362	2,562	1,098	0	8,022	0	0	0
2030	659	0	4,362	2,307	989	0	7,658	0	0	0
2031	594	0	4,362	2,078	891	0	7,331	0	0	0
2032	535	0	4,362	1,872	803	0	7,037	0	0	0
2033	482	0	4,362	1,686	723	0	6,771	0	0	0
2034	434	0	4,362	1,519	651	0	6,532	0	0	0
2035	323	0	4,362	1,131	485	0	5,978	0	0	0
2036	122	0	4,362	423	183	0	4,968	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**31,445**	**0**	**104,688**	**110,056**	**47,168**	**25,000**	**286,912**	**90,000**	**125,780**	**215,780**

Notes:

1. $P_{\#}$ and P_r have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of $P_{\#}$ and P_r to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 64
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-2
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30,000	18,280	48,280
2013	1,045	0	3,305	3,657	1,568	0	8,530	30,000	18,280	48,280
2014	2,311	0	3,305	8,090	3,467	0	14,862	0	18,280	18,280
2015	2,395	0	3,305	8,383	3,593	0	15,281	0	18,280	18,280
2016	2,135	0	3,305	7,472	3,203	0	13,980	0	18,280	18,280
2017	1,903	0	3,305	6,660	2,855	0	12,820	0	0	0
2018	1,696	0	3,305	5,936	2,544	0	11,785	0	0	0
2019	1,512	0	3,305	5,290	2,268	0	10,863	0	0	0
2020	1,347	0	3,305	4,715	2,021	0	10,041	0	0	0
2021	1,201	0	3,305	4,203	1,802	0	9,310	0	0	0
2022	1,070	0	3,305	3,746	1,605	0	8,656	0	0	0
2023	954	0	3,305	3,338	1,431	0	8,074	0	0	0
2024	850	0	3,305	2,976	1,275	0	7,556	0	0	0
2025	758	0	3,305	2,652	1,137	0	7,094	0	0	0
2026	675	0	3,305	2,364	1,013	0	6,682	0	0	0
2027	602	0	3,305	2,107	903	0	6,315	0	0	0
2028	536	0	3,305	1,878	804	0	5,987	0	0	0
2029	478	0	3,305	1,674	717	0	5,696	0	0	0
2030	426	0	3,305	1,492	639	0	5,436	0	0	0
2031	380	0	3,305	1,329	570	0	5,204	0	0	0
2032	339	0	3,305	1,185	509	0	4,999	0	0	0
2033	198	0	3,305	694	297	0	4,296	0	0	0
2034	39	0	3,305	135	59	0	3,499	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**22,850**	**0**	**72,710**	**79,976**	**34,275**	**25,000**	**211,961**	**60,000**	**91,400**	**151,400**

Notes:

1. P_R and P_C have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_R and P_C to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 65
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-3
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30,000	9,110	39,110
2013	690	0	1,639	2,415	1,035	0	5,089	0	9,110	9,110
2014	1,305	0	1,639	4,566	1,958	0	8,163	0	9,110	9,110
2015	1,162	0	1,639	4,068	1,743	0	7,450	0	9,110	9,110
2016	1,036	0	1,639	3,624	1,554	0	6,817	0	9,110	9,110
2017	923	0	1,639	3,229	1,385	0	6,253	0	0	0
2018	822	0	1,639	2,877	1,233	0	5,749	0	0	0
2019	732	0	1,639	2,563	1,098	0	5,300	0	0	0
2020	652	0	1,639	2,284	978	0	4,901	0	0	0
2021	581	0	1,639	2,035	872	0	4,546	0	0	0
2022	518	0	1,639	1,813	777	0	4,229	0	0	0
2023	461	0	1,639	1,615	692	0	3,946	0	0	0
2024	411	0	1,639	1,439	617	0	3,695	0	0	0
2025	366	0	1,639	1,282	549	0	3,470	0	0	0
2026	326	0	1,639	1,142	489	0	3,270	0	0	0
2027	291	0	1,639	1,018	437	0	3,094	0	0	0
2028	259	0	1,639	907	389	0	2,935	0	0	0
2029	231	0	1,639	808	347	0	2,794	0	0	0
2030	206	0	1,639	720	309	0	2,668	0	0	0
2031	183	0	1,639	641	275	0	2,555	0	0	0
2032	159	0	1,639	556	239	0	2,434	0	0	0
2033	73	0	1,639	254	110	0	2,003	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**11,387**	**0**	**34,419**	**39,856**	**17,081**	**25,000**	**116,356**	**30,000**	**45,548**	**75,548**

Notes:

1. P_{ξ} and P_{ζ} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{ξ} and P_{ζ} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 66
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-170-4
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30,000	12,700	42,700
2013	687	0	2,390	2,404	1,031	0	5,825	30,000	12,700	42,700
2014	1,648	0	2,390	5,767	2,472	0	10,629	0	12,700	12,700
2015	1,788	0	2,390	6,258	2,682	0	11,330	0	12,700	12,700
2016	1,579	0	2,390	5,527	2,369	0	10,286	0	12,700	12,700
2017	1,395	0	2,390	4,881	2,093	0	9,364	0	0	0
2018	1,232	0	2,390	4,311	1,848	0	8,549	0	0	0
2019	1,088	0	2,390	3,807	1,632	0	7,829	0	0	0
2020	961	0	2,390	3,362	1,442	0	7,194	0	0	0
2021	848	0	2,390	2,970	1,272	0	6,632	0	0	0
2022	749	0	2,390	2,623	1,124	0	6,137	0	0	0
2023	662	0	2,390	2,316	993	0	5,699	0	0	0
2024	584	0	2,390	2,046	876	0	5,312	0	0	0
2025	516	0	2,390	1,807	774	0	4,971	0	0	0
2026	456	0	2,390	1,596	684	0	4,670	0	0	0
2027	403	0	2,390	1,409	605	0	4,404	0	0	0
2028	356	0	2,390	1,245	534	0	4,169	0	0	0
2029	314	0	2,390	1,099	471	0	3,960	0	0	0
2030	277	0	2,390	971	416	0	3,777	0	0	0
2031	212	0	2,390	741	318	0	3,449	0	0	0
2032	118	0	2,390	414	177	0	2,981	0	0	0
2033	2	0	2,390	8	3	0	2,401	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**15,875**	**0**	**50,190**	**55,562**	**23,813**	**25,000**	**154,565**	**60,000**	**63,500**	**123,500**

Notes:

1. P_x and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_x and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 67
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-192-1
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60,000	104,542	164,542
2013	1,753	0	16,485	6,135	2,630	0	25,250	150,000	104,542	254,542
2014	3,629	0	16,485	12,703	5,444	0	34,632	150,000	104,542	254,542
2015	5,338	0	16,485	18,683	8,007	0	43,175	150,000	104,542	254,542
2016	7,545	0	16,485	26,407	11,318	0	54,210	75,000	104,542	179,542
2017	9,520	0	16,485	33,321	14,280	0	64,086	0	0	0
2018	11,289	0	16,485	39,511	16,934	0	72,930	0	0	0
2019	11,119	0	16,485	38,918	16,679	0	72,082	0	0	0
2020	9,954	0	16,485	34,840	14,931	0	66,256	0	0	0
2021	8,911	0	16,485	31,190	13,367	0	61,042	0	0	0
2022	7,978	0	16,485	27,922	11,967	0	56,374	0	0	0
2023	7,142	0	16,485	24,996	10,713	0	52,194	0	0	0
2024	6,393	0	16,485	22,377	9,590	0	48,452	0	0	0
2025	5,724	0	16,485	20,032	8,586	0	45,103	0	0	0
2026	5,124	0	16,485	17,933	7,686	0	42,104	0	0	0
2027	4,587	0	16,485	16,054	6,881	0	39,420	0	0	0
2028	4,106	0	16,485	14,372	6,159	0	37,016	0	0	0
2029	3,676	0	16,485	12,866	5,514	0	34,865	0	0	0
2030	3,291	0	16,485	11,518	4,937	0	32,940	0	0	0
2031	2,946	0	16,485	10,311	4,419	0	31,215	0	0	0
2032	2,637	0	16,485	9,231	3,956	0	29,672	0	0	0
2033	2,347	0	16,485	8,214	3,521	0	28,220	0	0	0
2034	1,885	0	16,485	6,598	2,828	0	25,911	0	0	0
2035	1,509	0	16,485	5,280	2,264	0	24,029	0	0	0
2036	1,115	0	16,485	3,902	1,673	0	22,060	0	0	0
2037	721	0	16,485	2,525	1,082	0	20,092	0	0	0
2038	369	0	16,485	1,292	554	0	18,331	0	0	0
2039	69	0	16,485	238	104	0	16,827	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**130,677**	**0**	**445,095**	**457,369**	**196,016**	**25,000**	**1,123,480**	**585,000**	**522,708**	**1,107,708**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 68
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
P-SOL-169-4
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30,000	15,593	45,593
2014	695	0	2,641	2,432	1,043	0	6,116	60,000	15,593	75,593
2015	1,679	0	2,641	5,876	2,519	0	11,036	0	15,593	15,593
2016	1,856	0	2,641	6,495	2,784	0	11,920	0	15,593	15,593
2017	1,677	0	2,641	5,870	2,516	0	11,027	0	15,593	15,593
2018	1,516	0	2,641	5,305	2,274	0	10,220	0	0	0
2019	1,370	0	2,641	4,795	2,055	0	9,491	0	0	0
2020	1,238	0	2,641	4,333	1,857	0	8,831	0	0	0
2021	1,119	0	2,641	3,916	1,679	0	8,236	0	0	0
2022	1,011	0	2,641	3,539	1,517	0	7,697	0	0	0
2023	914	0	2,641	3,199	1,371	0	7,211	0	0	0
2024	826	0	2,641	2,891	1,239	0	6,771	0	0	0
2025	746	0	2,641	2,613	1,119	0	6,373	0	0	0
2026	675	0	2,641	2,361	1,013	0	6,015	0	0	0
2027	610	0	2,641	2,134	915	0	5,690	0	0	0
2028	551	0	2,641	1,929	827	0	5,397	0	0	0
2029	498	0	2,641	1,743	747	0	5,131	0	0	0
2030	450	0	2,641	1,575	675	0	4,891	0	0	0
2031	407	0	2,641	1,424	611	0	4,676	0	0	0
2032	368	0	2,641	1,287	552	0	4,480	0	0	0
2033	332	0	2,641	1,163	498	0	4,302	0	0	0
2034	300	0	2,641	1,051	450	0	4,142	0	0	0
2035	271	0	2,641	950	407	0	3,998	0	0	0
2036	228	0	2,641	796	342	0	3,779	0	0	0
2037	136	0	2,641	477	204	0	3,322	0	0	0
2038	18	0	2,641	66	27	0	2,734	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**19,491**	**0**	**66,025**	**68,220**	**29,237**	**25,000**	**188,482**	**90,000**	**77,964**	**167,964**

Notes:

1. P_{κ} and P_{c} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{κ} and P_{c} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 69
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
GROLSCH
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

	Potential Oil and Condensate Quantities	Potential Sales Gas Quantities	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
Year	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240,000	600,000	840,000
2016	8,537	0	87,500	29,881	0	0	117,381	240,000	720,000	960,000
2017	20,468	0	87,500	71,640	0	0	159,140	240,000	120,000	360,000
2018	30,410	0	87,500	106,438	0	0	193,938	240,000	120,000	360,000
2019	38,694	0	87,500	135,433	0	0	222,933	180,000	120,000	300,000
2020	43,873	0	87,500	153,560	0	0	241,060	0	90,000	90,000
2021	39,761	0	87,500	139,168	0	0	226,668	0	0	0
2022	33,131	0	87,500	115,962	0	0	203,462	0	0	0
2023	27,606	0	87,500	96,624	0	0	184,124	0	0	0
2024	23,003	0	87,500	80,513	0	0	168,013	0	0	0
2025	19,167	0	87,500	67,087	0	0	154,587	0	0	0
2026	15,971	0	87,500	55,900	0	0	143,400	0	0	0
2027	13,308	0	87,500	46,580	0	0	134,080	0	0	0
2028	11,089	0	87,500	38,813	0	0	126,313	0	0	0
2029	9,240	0	87,500	32,341	0	0	119,841	0	0	0
2030	7,699	0	87,500	26,947	0	0	114,447	0	0	0
2031	6,415	0	87,500	22,453	0	0	109,953	0	0	0
2032	5,346	0	87,500	18,712	0	0	106,212	0	0	0
2033	4,454	0	87,500	15,589	0	0	103,089	0	0	0
2034	3,712	0	87,500	12,992	0	0	100,492	0	0	0
2035	3,093	0	87,500	10,826	0	0	98,326	0	0	0
2036	2,577	0	87,500	9,020	0	0	96,520	0	0	0
2037	2,083	0	87,500	7,291	0	0	94,791	0	0	0
2038	1,481	0	87,500	5,184	0	0	92,684	0	0	0
2039	967	0	87,500	3,385	0	0	90,885	0	0	0
2040	539	0	87,500	1,886	0	0	89,386	0	0	0
2041	191	0	87,500	669	0	0	88,169	0	0	0
2042	10	0	87,500	35	0	0	87,535	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**372,825**	**0**	**2,362,500**	**1,304,929**	**0**	**25,000**	**3,692,429**	**1,140,000**	**1,770,000**	**2,910,000**

Notes:

1. P_R and P_C have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_R and P_C to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 70
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
KILKENNY
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240,000	650,000	890,000
2016	8,547	0	105,000	29,916	0	0	134,916	240,000	720,000	960,000
2017	20,518	0	105,000	71,815	0	0	176,815	240,000	120,000	360,000
2018	30,525	0	105,000	106,841	0	0	211,841	240,000	120,000	360,000
2019	38,888	0	105,000	136,112	0	0	241,112	240,000	120,000	360,000
2020	45,879	0	105,000	160,582	0	0	265,582	180,000	120,000	300,000
2021	49,996	0	105,000	174,992	0	0	279,992	0	90,000	90,000
2022	44,999	0	105,000	157,501	0	0	262,501	0	0	0
2023	37,611	0	105,000	131,643	0	0	236,643	0	0	0
2024	31,437	0	105,000	110,033	0	0	215,033	0	0	0
2025	26,276	0	105,000	91,969	0	0	196,969	0	0	0
2026	21,962	0	105,000	76,869	0	0	181,869	0	0	0
2027	18,357	0	105,000	64,251	0	0	169,251	0	0	0
2028	15,343	0	105,000	53,702	0	0	158,702	0	0	0
2029	12,824	0	105,000	44,886	0	0	149,886	0	0	0
2030	10,719	0	105,000	37,518	0	0	142,518	0	0	0
2031	8,959	0	105,000	31,358	0	0	136,358	0	0	0
2032	7,488	0	105,000	26,209	0	0	131,209	0	0	0
2033	6,259	0	105,000	21,907	0	0	126,907	0	0	0
2034	5,231	0	105,000	18,309	0	0	123,309	0	0	0
2035	4,373	0	105,000	15,306	0	0	120,306	0	0	0
2036	3,655	0	105,000	12,793	0	0	117,793	0	0	0
2037	3,041	0	105,000	10,644	0	0	115,644	0	0	0
2038	2,335	0	105,000	8,173	0	0	113,173	0	0	0
2039	1,684	0	105,000	5,894	0	0	110,894	0	0	0
2040	1,140	0	105,000	3,990	0	0	108,990	0	0	0
2041	685	0	105,000	2,398	0	0	107,398	0	0	0
2042	305	0	105,000	1,068	0	0	106,068	0	0	0
2043	47	0	105,000	164	0	0	105,164	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**459,083**	**0**	**2,940,000**	**1,606,843**	**0**	**25,000**	**4,571,843**	**1,380,000**	**1,940,000**	**3,320,000**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 71
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
DUVEL
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240,000	600,000	840,000
2016	8,563	0	87,500	29,971	0	0	117,471	240,000	720,000	960,000
2017	20,603	0	87,500	72,113	0	0	159,613	240,000	120,000	360,000
2018	30,718	0	87,500	107,516	0	0	195,016	240,000	120,000	360,000
2019	39,217	0	87,500	137,264	0	0	224,764	60,000	120,000	180,000
2020	41,146	0	87,500	144,016	0	0	231,516	0	30,000	30,000
2021	34,570	0	87,500	120,999	0	0	208,499	0	0	0
2022	29,044	0	87,500	101,657	0	0	189,157	0	0	0
2023	24,402	0	87,500	85,410	0	0	172,910	0	0	0
2024	20,502	0	87,500	71,759	0	0	159,259	0	0	0
2025	17,225	0	87,500	60,289	0	0	147,789	0	0	0
2026	14,472	0	87,500	50,654	0	0	138,154	0	0	0
2027	12,159	0	87,500	42,558	0	0	130,058	0	0	0
2028	10,215	0	87,500	35,754	0	0	123,254	0	0	0
2029	8,582	0	87,500	30,038	0	0	117,538	0	0	0
2030	7,211	0	87,500	25,239	0	0	112,739	0	0	0
2031	6,058	0	87,500	21,204	0	0	108,704	0	0	0
2032	5,090	0	87,500	17,816	0	0	105,316	0	0	0
2033	4,276	0	87,500	14,966	0	0	102,466	0	0	0
2034	3,593	0	87,500	12,576	0	0	100,076	0	0	0
2035	3,019	0	87,500	10,567	0	0	98,067	0	0	0
2036	2,536	0	87,500	8,876	0	0	96,376	0	0	0
2037	2,131	0	87,500	7,459	0	0	94,959	0	0	0
2038	1,729	0	87,500	6,052	0	0	93,552	0	0	0
2039	1,198	0	87,500	4,193	0	0	91,693	0	0	0
2040	738	0	87,500	2,583	0	0	90,083	0	0	0
2041	352	0	87,500	1,232	0	0	88,732	0	0	0
2042	50	0	87,500	175	0	0	87,675	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**349,399**	**0**	**2,362,500**	**1,222,936**	**0**	**25,000**	**3,610,436**	**1,020,000**	**1,710,000**	**2,730,000**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 72
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
WINDHOEK
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	600,000	900,000	1,500,000
2016	17,773	0	87,500	62,208	0	0	149,708	1,200,000	1,800,000	3,000,000
2017	67,713	0	175,000	237,003	0	0	412,003	1,200,000	1,800,000	3,000,000
2018	123,426	0	262,500	432,005	0	0	694,505	1,200,000	1,800,000	3,000,000
2019	169,968	0	350,000	594,907	0	0	944,907	1,200,000	1,800,000	3,000,000
2020	208,850	0	437,500	730,998	0	0	1,168,498	0	600,000	600,000
2021	204,123	0	437,500	714,453	0	0	1,151,953	0	0	0
2022	170,525	0	437,500	596,856	0	0	1,034,356	0	0	0
2023	142,457	0	437,500	498,615	0	0	936,115	0	0	0
2024	119,009	0	437,500	416,545	0	0	854,045	0	0	0
2025	99,421	0	437,500	347,985	0	0	785,485	0	0	0
2026	83,056	0	437,500	290,705	0	0	728,205	0	0	0
2027	69,386	0	437,500	242,859	0	0	680,359	0	0	0
2028	57,965	0	437,500	202,884	0	0	640,384	0	0	0
2029	48,424	0	437,500	169,489	0	0	606,989	0	0	0
2030	40,454	0	437,500	141,593	0	0	579,093	0	0	0
2031	33,795	0	437,500	118,286	0	0	555,786	0	0	0
2032	28,233	0	437,500	98,819	0	0	536,319	0	0	0
2033	23,586	0	437,500	82,554	0	0	520,054	0	0	0
2034	19,704	0	437,500	68,966	0	0	506,466	0	0	0
2035	16,460	0	437,500	57,612	0	0	495,112	0	0	0
2036	13,751	0	437,500	48,130	0	0	485,630	0	0	0
2037	11,464	0	437,500	40,125	0	0	477,625	0	0	0
2038	9,045	0	437,500	31,658	0	0	469,158	0	0	0
2039	6,369	0	437,500	22,292	0	0	459,792	0	0	0
2040	3,983	0	437,500	13,941	0	0	451,441	0	0	0
2041	1,990	0	437,500	6,965	0	0	444,465	0	0	0
2042	384	0	437,500	1,344	0	0	438,844	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1,791,314**	**0**	**10,937,500**	**6,269,797**	**0**	**25,000**	**17,232,297**	**5,400,000**	**8,700,000**	**14,100,000**

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 73
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
GUINESS
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240,000	650,000	890,000
2016	8,544	0	105,000	29,905	0	0	134,905	600,000	600,000	1,200,000
2017	29,733	0	105,000	104,069	0	0	209,069	180,000	120,000	300,000
2018	47,305	0	105,000	165,573	0	0	270,573	0	300,000	300,000
2019	42,717	0	105,000	149,514	0	0	254,514	0	90,000	90,000
2020	35,676	0	105,000	124,870	0	0	229,870	0	0	0
2021	29,796	0	105,000	104,289	0	0	209,289	0	0	0
2022	24,885	0	105,000	87,100	0	0	192,100	0	0	0
2023	20,784	0	105,000	72,746	0	0	177,746	0	0	0
2024	17,358	0	105,000	60,755	0	0	165,755	0	0	0
2025	14,497	0	105,000	50,741	0	0	155,741	0	0	0
2026	12,108	0	105,000	42,379	0	0	147,379	0	0	0
2027	10,112	0	105,000	35,393	0	0	140,393	0	0	0
2028	8,446	0	105,000	29,562	0	0	134,562	0	0	0
2029	7,054	0	105,000	24,690	0	0	129,690	0	0	0
2030	5,891	0	105,000	20,619	0	0	125,619	0	0	0
2031	4,920	0	105,000	17,221	0	0	122,221	0	0	0
2032	4,109	0	105,000	14,382	0	0	119,382	0	0	0
2033	3,432	0	105,000	12,012	0	0	117,012	0	0	0
2034	2,866	0	105,000	10,031	0	0	115,031	0	0	0
2035	2,394	0	105,000	8,379	0	0	113,379	0	0	0
2036	1,999	0	105,000	6,997	0	0	111,997	0	0	0
2037	1,648	0	105,000	5,768	0	0	110,768	0	0	0
2038	1,144	0	105,000	4,004	0	0	109,004	0	0	0
2039	411	0	105,000	1,438	0	0	106,438	0	0	0
2040	33	0	105,000	116	0	0	105,116	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25,000	25,000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**337,862**	**0**	**2,625,000**	**1,182,553**	**0**	**25,000**	**3,832,553**	**1,020,000**	**1,760,000**	**2,780,000**

Notes:

1. P_{10} and P_{1} have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_{10} and P_{1} to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 74
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
in the
NEGRA MODELO
OIL PROSPECT

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses, 10^3 U.S.$					Potential Capital Costs, 10^3 U.S.$		
			Fixed	Variable	Transport	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010 (Sep)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	600,000	650,000	1,250,000
2016	17,789	0	105,000	62,263	0	0	167,263	1,200,000	1,250,000	2,450,000
2017	67,835	0	210,000	237,430	0	0	447,430	600,000	1,200,000	1,800,000
2018	104,328	0	210,000	365,160	0	0	575,160	300,000	300,000	600,000
2019	109,919	0	210,000	384,729	0	0	594,729	0	750,000	750,000
2020	95,307	0	210,000	333,585	0	0	543,585	0	0	0
2021	79,848	0	210,000	279,477	0	0	489,477	0	0	0
2022	66,897	0	210,000	234,147	0	0	444,147	0	0	0
2023	56,047	0	210,000	196,171	0	0	406,171	0	0	0
2024	46,956	0	210,000	164,351	0	0	374,351	0	0	0
2025	39,340	0	210,000	137,694	0	0	347,694	0	0	0
2026	32,959	0	210,000	115,360	0	0	325,360	0	0	0
2027	27,613	0	210,000	96,648	0	0	306,648	0	0	0
2028	23,135	0	210,000	80,975	0	0	290,975	0	0	0
2029	19,382	0	210,000	67,839	0	0	277,839	0	0	0
2030	16,239	0	210,000	56,838	0	0	266,838	0	0	0
2031	13,605	0	210,000	47,619	0	0	257,619	0	0	0
2032	11,398	0	210,000	39,894	0	0	249,894	0	0	0
2033	9,549	0	210,000	33,423	0	0	243,423	0	0	0
2034	8,001	0	210,000	28,004	0	0	238,004	0	0	0
2035	6,703	0	210,000	23,461	0	0	233,461	0	0	0
2036	5,616	0	210,000	19,657	0	0	229,657	0	0	0
2037	4,705	0	210,000	16,468	0	0	226,468	0	0	0
2038	3,655	0	210,000	12,793	0	0	222,793	0	0	0
2039	2,075	0	210,000	7,263	0	0	217,263	0	0	0
2040	720	0	210,000	2,520	0	0	212,520	0	0	0
2041	105	0	210,000	367	0	0	210,367	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	50,000	50,000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**869,726**	**0**	**5,355,000**	**3,044,136**	**0**	**50,000**	**8,449,136**	**2,700,000**	**4,150,000**	**6,850,000**

Notes:

1. P_R and P_C have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_R and P_C to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 75
SUMMARY of CONCEPTUAL DEVELOPMENT PLAN ASSUMPTIONS
as of
AUGUST 31, 2010
for
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
for
CERTAIN Oil and GAS PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and NAMIBIA

Basins / Prospect	Mean Estimate Oil 10^6bbl	Mean Estimate Gas 10^9ft^3	Facility Capacity Oil 10^3BPD	Facility Capacity Gas 10^6ft^{3}PD	Production Life Years	Number of Wells	Well Cost Estimate $10^3$$	Capex Oil $/bbl	Capex Gas $/$10^3$ft^3	Fixed Opex $10^3$$	Opex Variable Costs Oil $/bbl	Opex Variable Costs Gas $/$10^3$ft^3	Opex Transport Costs Oil $/bbl	Opex Transport Costs Gas $/$10^3$ft^3
Solimoes Basin														
Juruá Cluster														
P-SOL-168-1-Gas Project	0	845	0	176	32	24	15,000	0.00	0.67	625,400	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-168-2-Gas Project	0	104	0	26	26	3	15,000	0.00	0.67	75,320	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-168-3-Gas Project	0	277	0	67	27	10	15,000	0.00	0.67	206,868	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-168-4-Gas Project	0	498	0	113	29	14	15,000	0.00	0.67	376,724	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-191-1-Gas Project	0	106	0	28	26	4	15,000	0.00	0.67	75,546	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-191-2-Gas Project	0	95	0	25	24	5	15,000	0.00	0.67	66,939	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-191-3-Gas Project	0	147	0	35	28	7	15,000	0.00	0.67	110,964	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-191-4-Gas Project	0	55	0	18	21	3	15,000	0.00	0.67	36,158	0.00	0.08	0.00	0.08
Tefé Cluster														
P-SOL-169-1-Gas Project	0	143	0	35	27	4	15,000	0.00	0.67	105,983	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-169-1-Oil Project	23	0	7	0	22	8	15,000	4.00	0.00	73,172	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-169-2-Gas Project	0	295	0	65	30	10	15,000	0.00	0.67	226,090	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-169-2-Oil Project	32	0	9	0	24	14	15,000	4.00	0.00	105,096	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-169-3-Gas Project	0	595	0	132	30	17	15,000	0.00	0.67	450,671	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-169-3-Oil Project	75	0	20	0	25	35	15,000	4.00	0.00	259,950	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-169-4-Gas Project	0	146	0	35	28	4	15,000	0.00	0.67	110,864	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-169-4-Oil Project	19	0	5	0	25	6	15,000	4.00	0.00	66,025	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-169-5-Gas Project	0	110	0	26	28	5	15,000	0.00	0.67	83,110	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-169-5-Oil Project	59	0	16	0	24	27	15,000	4.00	0.00	199,464	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-170-GUA-Oil Project	49	0	14	0	24	9	15,000	4.00	0.00	164,784	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-170-TAO-Oil Project	28	0	9	0	22	5	15,000	4.00	0.00	91,058	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-170-1-Gas Project	0	202	0	49	27	6	15,000	0.00	0.67	152,333	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-170-1-Oil Project	31	0	9	0	24	6	15,000	4.00	0.00	104,688	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-170-2-Gas Project	0	97	0	26	25	5	15,000	0.00	0.67	70,143	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-170-2-Oil Project	23	0	7	0	22	4	15,000	4.00	0.00	72,710	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-170-3-Gas Project	0	73	0	18	27	3	15,000	0.00	0.67	53,172	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-170-3-Oil Project	11	0	4	0	21	2	15,000	4.00	0.00	34,419	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-170-4-Oil Project	16	0	5	0	21	4	15,000	4.00	0.00	50,190	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-192-1-Gas Project	0	753	0	165	30	22	15,000	0.00	0.67	546,835	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-192-1-Oil Project	131	0	31	0	27	39	15,000	4.00	0.00	445,095	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-194-IMA-Gas Project	0	50	0	10	35	1	15,000	0.00	0.67	37,375	0.00	0.08	0.00	0.08
Aruã Cluster														
P-SOL-148-1-Gas Project	0	48	0	10	34	1	15,000	0.00	0.67	35,905	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-148-1-Oil Project	32	0	9	0	25	7	15,000	4.00	0.00	108,225	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-149-1-Gas Project	0	104	0	26	26	5	15,000	0.00	0.67	75,350	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-149-1-Oil Project	127	0	31	0	27	21	15,000	4.00	0.00	444,416	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-149-2-Gas Project	0	58	0	18	21	2	15,000	0.00	0.67	35,892	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-149-2-Oil Project	70	0	19	0	25	12	15,000	4.00	0.00	245,050	3.50	0.00	1.50	0.00

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 75 – SUMMARY of CONCEPTUAL DEVELOPMENT PLAN ASSUMPTIONS – *(Continued)*

Basins / Prospect	Mean Estimate Oil 10^6bbl	Mean Estimate Gas 10^9ft^3	Facility Capacity Oil 10^3BPD	Facility Capacity Gas 10^6ft^{3}PD	Production Life Years	Number of Wells	Well Cost Estimate 10^3S	Capex Oil $/bbl	Capex Gas $/$10^3$ft^3	Fixed Opex 10^3S	Opex Variable Costs Oil $/bbl	Opex Variable Costs Gas $/$10^3$ft^3	Opex Transport Costs Oil $/bbl	Opex Transport Costs Gas $/$10^3$ft^3
P-SOL-149-3-Gas Project	0	56	0	18	21	3	15,000	0.00	0.67	36,515	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-149-3-Oil Project	69	0	19	0	24	12	15,000	4.00	0.00	237,336	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-149-4-Gas Project	0	34	0	10	24	1	15,000	0.00	0.67	21,634	0.00	0.08	0.00	0.08
P-SOL-149-4-Oil Project	52	0	15	0	23	10	15,000	4.00	0.00	170,292	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-172-1-Oil Project	47	0	14	0	23	10	15,000	4.00	0.00	153,847	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-172-2-Oil Project	35	0	10	0	22	8	15,000	4.00	0.00	109,538	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-172-3-Oil Project	80	0	21	0	26	14	15,000	4.00	0.00	277,550	3.50	0.00	1.50	0.00
Coari Cluster														
P-SOL-151-1-Oil Project	104	0	26	0	27	24	15,000	4.00	0.00	361,800	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-151-2-Oil Project	76	0	20	0	25	18	15,000	4.00	0.00	260,925	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-174-1-Oil Project	70	0	19	0	24	16	15,000	4.00	0.00	237,936	3.50	0.00	1.50	0.00
Coari Grande Cluster														
P-SOL-194-2-Oil Project	27	0	9	0	21	6	15,000	4.00	0.00	85,869	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-196-1-Oil Project	90	0	23	0	26	20	15,000	4.00	0.00	310,544	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-218-1-Oil Project	242	0	48	0	31	57	15,000	4.00	0.00	756,493	3.50	0.00	1.50	0.00
Tapauá Cluster														
P-SOL-194-1-Oil Project	32	0	9	0	25	7	15,000	4.00	0.00	110,400	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-216-1-Oil Project	23	0	7	0	22	5	15,000	4.00	0.00	73,480	3.50	0.00	1.50	0.00
P-SOL-216-2-Oil Project	132	0	32	0	27	30	15,000	4.00	0.00	461,187	3.50	0.00	1.50	0.00
Walvis Basin Namibia														
Grolsch-Oil Project	373	0	120	0	27	19	60,000	7.81	0.00	2,362,500	2.50	0.00	1.00	0.00
Kilkenny-Oil Project	459	0	137	0	28	23	60,000	7.23	0.00	2,940,000	2.50	0.00	1.00	0.00
Duvel-Oil Project	349	0	113	0	27	17	60,000	7.81	0.00	2,362,500	2.50	0.00	1.00	0.00
Windhoek-Oil Project	1,791	0	572	0	27	90	60,000	7.87	0.00	10,937,500	2.50	0.00	1.00	0.00
Guiness-Oil Project	338	0	130	0	25	17	60,000	8.23	0.00	2,625,000	2.50	0.00	1.00	0.00
Negra Modelo-Oil Project	870	0	301	0	26	45	60,000	7.87	0.00	5,355,000	2.50	0.00	1.00	0.00

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
   and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas quantities in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda 1

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAT. JUCERJA N.º 162 - CPF 297096447-34

TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Eu, abaixo assinado, Tradutor Público Juramentado, nomeado pelo Presidente da Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro, certifico que me foi apresentado um documento exarado em idioma Inglês, a fim de traduzi-lo para o vernáculo, o que fiz como segue:

Tradução n° 18.960-2010

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

Escritório de Traduções
Rua Santa Luzia, n° 799 - Conj. 402 Cinelândia - Rio de Janeiro - RJ
Tel/Fax: (21) 2240-9271 - Tel. (21) 2262-1793

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAT. JUCERJA N.º 162 - CPF 297096447-34

Esta é uma representação digital de um estudo da DeGolyer and MacNaughton.

Este arquivo tem o objetivo de ser uma manifestação de certos dados no estudo em questão e como tais estão sujeitos às mesmas condições do mesmo. As informações e dados contidos neste arquivo poderão estar sujeitos à interpretação errônea; portanto, a cópia assinada e anexada a este estudo deve ser considerada a única fonte autorizada de tais informações.

Escritório de Traduções
Rua Santa Luzia, nº 799 - Conj. 402 Cinelândia - Rio de Janeiro - RJ
Tel/Fax: (21) 2240-9271 - Tel. (21) 2262-1793

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAT. JUCERJA N.º 162 - CPF 297096447-34

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

ESTUDO

de

31 de Agosto de 2010

sobre

RECURSOS POTENCIAIS

atribuíveis a

CERTOS PROSPECTOS e *LEADS*

de propriedade de

HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA

em

VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS

BRASIL e NAMÍBIA

Escritório de Traduções
Rua Santa Luzia, nº 799 - Conj. 402 Cinelândia - Rio de Janeiro - RJ
Tel/Fax: (21) 2240-9271 - Tel. (21) 2262-1793

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ÍNDICE

Página

APRESENTAÇÃO.....1

Escopo de Investigação.....1

Autoridade.....4

Fonte de Informações.....4

GEOLOGIA.....5

Brasil.....5

Bacia do Solimões.....5

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-148-1.....7

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-149-1.....7

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-149-2.....7

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-149-3.....8

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-149-4.....8

Prospecto de Óleo P-SOL-151-1.....8

Prospecto de Óleo P-SOL-151-2.....8

Prospecto de Gás P-SOL-168-1.....9

Prospecto de Gás P-SOL-168-2.....9

Prospecto de Gás P-SOL-168-3.....9

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

Prospecto de Gás P-SOL-168-4.....9

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-169-1.....10

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-169-2.....10

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-169-3.....10

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-169-4.....10

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-169-5.....11

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-170-1.....11

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-170-2.....11

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-170-3.....11

Prospecto de Óleo P-SOL-170-4.....12

Prospecto de Óleo P-SOL-170-GUA.....12

Prospecto de Óleo P-SOL-170-TAQ.....12

Prospecto de Óleo P-SOL-172-1.....12

Prospecto de Óleo P-SOL-172-2.....13

Prospecto de Óleo P-SOL-172-3.....13

Prospecto de Óleo P-SOL-174-1.....13

Prospecto de Gás P-SOL-191-1.....13

Prospecto de Gás P-SOL-191-2.....14

Prospecto de Gás P-SOL-191-3.....14

Prospecto de Gás P-SOL-191-4.....14

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de Óleo e Gás P-SOL-192-1.....14

Prospecto de Óleo P-SOL-194-1.....15

Prospecto de Óleo P-SOL-194-2.....15

Prospecto de Gás P-SOL-194-IMA.....15

Prospecto de Gás P-SOL-196-1.....16

Prospecto de Gás P-SOL-214-1.....16

Prospecto de Gás P-SOL-216-1.....16

Prospecto de Óleo P-SOL-216-2.....16

Prospecto de Óleo P-SOL-218-1.....17

Plano Potencial de Desenvolvimento: Bacia do Solimões 17

Página

Namíbia.....19

Prospecto de óleo Grolsch.....21

Prospecto de óleo Kilkenny.....21

Prospecto de óleo Duvel.....21

Prospecto de óleo Windhoek.....21

Prospecto de óleo Guiness.....22

Prospecto de óleo Negra Modelo.....22

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR - Rio de Janeiro

Plano Potencial de Desenvolvimento: Bacias da Namibia 22

DEFINIÇÃO de RECURSOS POTENCIAIS.....24

ESTIMATIVA de RECURSOS.....28

Avaliação de Risco Quantitativo e Aplicação de P_g.....29

Aplicação de P_e.....30

AVALIAÇÃO de RECURSOS.....32

RESUMO e CONCLUSÕES.....36

GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS

TABELAS

Tabela P1 - Resumo de Portfólio de Prospecto

Tabela 1 - Estimativa de Recursos Prospectivos Brutos de Óleo

Tabela 2 - Estimativa de Recursos Prospectivos Líquidos de Óleo

Tabela 3 - Estimativa de Recursos Prospectivos Brutos de Gás

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

Tabela 4 - Estimativa de Recursos Prospectivos Líquidos de Gás

Tabela 5 - Estimativa de Recursos Prospectivos Brutos de Gás em Solução

Tabela 6 - Estimativa de Recursos Prospectivos Líquidos de Gás em Solução

Tabela 7 - Estimativa de Recursos Prospectivos Brutos Condensados

Tabela 8 - Estimativa de Recursos Prospectivos Líquidos Condensados

Tabela 9 - Estimativa de Recursos Prospectivos Brutos de Óleo Truncados e Ajustados para TEFS

Tabela 10 - Estimativa de Recursos Prospectivos Líquidos de Óleo Truncados e Ajustados para TEFS

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 11 - Estimativa de Recursos Prospectivos Brutos de Gás Truncados e Ajustados para TEFS

Tabela 12 - Estimativa de Recursos Prospectivos Líquidos de Gás Truncados e Ajustados para TEFS

Tabela 13 - Recursos Prospectivos de Óleo, Distribuições de Probabilidade

Tabela 14 - Recursos Prospectivos de Gás, Distribuições de Probabilidade

Tabela 15 - Valor Presente Potencial a 10 Por Cento, Recursos Prospectivos Líquidos de Óleo

Tabela 16 - Valor Presente Potencial a 10 Por Cento, Recursos Prospectivos Líquidos de Gás

Tabela 17 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-192-1, Prospecto de Gás

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 18 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-1, Prospecto de Gás

Tabela 19 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-2, Prospecto de Gás

Tabela 20 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-3, Prospecto de Gás

Tabela 21 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-4, Prospecto de Gás

Tabela 22 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-168-1, Prospecto de Gás

Tabela 23 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-168-2, Prospecto de Gás

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 24 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-168-3, Prospecto de Gás

Tabela 25 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-168-4, Prospecto de Gás

Tabela 26 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-191-1, Prospecto de Gás

Tabela 27 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-191-2, Prospecto de Gás

Tabela 28 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-191-3, Prospecto de Gás

Tabela 29 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-191-4, Prospecto de Gás

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 30 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-5, Prospecto de Gás

Tabela 31 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-148-1, Prospecto de Gás

Tabela 32 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-194-IMA, Prospecto de Gás

Tabela 33 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-1, Prospecto de Gás

Tabela 34 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-2, Prospecto de Gás

Tabela 35 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-3, Prospecto de Gás

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 36 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-4, Prospecto de Gás

Tabela 37 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-170-1, Prospecto de Gás

Tabela 38 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-170-2, Prospecto de Gás

Tabela 39 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-170-3, Prospecto de Gás

Tabela 40 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-148-1, Prospecto de óleo

Tabela 41 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-1, Prospecto de óleo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 42 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-2, Prospecto de óleo

Tabela 43 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-3, Prospecto de óleo

Tabela 44 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-149-4, Prospecto de óleo

Tabela 45 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-172-1, Prospecto de óleo

Tabela 46 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-172-2, Prospecto de óleo

Tabela 47 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-172-3, Prospecto de óleo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 48 – Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-196-1, Prospecto de óleo

Tabela 49 – Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-218-1, Prospecto de óleo

Tabela 50 – Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-174-1, Prospecto de óleo

Tabela 51 – Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-216-1, Prospecto de óleo

Tabela 52 – Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, SOL-T-216-2, Prospecto de óleo

Tabela 53 – Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-194-1, Prospecto de óleo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 54 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-194-2, Prospecto de óleo

Tabela 55 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-151-1, Prospecto de óleo

Tabela 56 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-151-2, Prospecto de óleo

Tabela 57 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-1, Prospecto de óleo

Tabela 58 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-2, Prospecto de óleo

Tabela 59 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-3, Prospecto de óleo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 60 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-5, Prospecto de óleo

Tabela 61 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-170-GUA, Prospecto de óleo

Tabela 62 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-170-TAQ, Prospecto de óleo

Tabela 63 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-170-1, Prospecto de óleo

Tabela 64 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-170-2, Prospecto de óleo

Tabela 65 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-170-3, Prospecto de óleo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 66 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-170-4, Prospecto de óleo

Tabela 67 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-192-1, Prospecto de óleo

Tabela 68 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, P-SOL-169-4, Prospecto de óleo

Tabela 69 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, Grolsch, Prospecto de óleo

Tabela 70 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, Kilkenny, Prospecto de óleo

Tabela 71 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, Duvel, Prospecto de óleo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 72 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, Windhoek, Prospecto de óleo

Tabela 73 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, Guiness, Prospecto de óleo

Tabela 74 - Quantidades, Despesas e Custos Brutos em Potencial, Negra Modelo, Prospecto de óleo

Tabela 75 - Sumário de Desenvolvimento de Pressuposições de Plano de Desenvolvimento

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR

ESTUDO

de

31 de Agosto de 2010

sobre

RECURSOS PROSPECTIVOS

atribuíveis a

CERTOS PROSPECTOS e *LEADS*

de propriedade de

HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA

em

VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS

BRASIL e NAMÍBIA

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

APRESENTAÇÃO

Escopo de Investigação

Este estudo apresenta estimativas, de 31 de Agosto de 2010, dos recursos prospectivos de petróleo de 64 prospectos e *leads* localizados em vários blocos licenciados em bacias do Brasil e Namíbia. Este estudo está sendo preparado em nome de HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda (HRT). HRT possui atualmente várias participações nestes prospectos sob os termos das licenças de exploração e produção emitidas (Tabela P1). Um estudo detalhado de viabilidade estava além do escopo deste estudo.

HRT declarou que mediante a conclusão do prazo principal de qualquer licença de exploração e/ou produção

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

atual, a mesma pretende assegurar uma prorrogação ou licença adicional para qualquer prospecto descoberto. Ainda, HRT pretende proceder com o desenvolvimento e operação de qualquer prospecto descoberto. Com base nestas declarações, nós incluímos como recursos, certas quantidades que podem ser produzidas após o fim da vigência da licença principal atual.

As estimativas de recursos prospectivos apresentados neste estudo foram preparadas de acordo com o Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo (PRMS) aprovado em Março de 2007 pela Sociedade dos Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo. As definições dos recursos prospectivos foram discutidas em detalhes na

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

seção Definição de Recursos prospectivos deste estudo.

As quantidades dos recursos prospectivos neste estudo foram expressas como recursos prospectivos brutos e líquidos. Recursos prospectivos brutos são definidos como total do petróleo estimado que seja potencialmente recuperável após 31 de Agosto de 2010. Recursos prospectivos líquidos são definidos como o produto dos recursos prospectivos brutos e participação líquida da HRT. Os prospectos e *leads* estão localizados em vários blocos licenciados em bacias do Brasil e da Namíbia.

Os recursos prospectivos aqui estimados são aquelas quantidades de petróleo que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações a serem descobertas. Devido à incerteza de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

comercialização e falta de perfuração exploratória suficiente, os recursos prospectivos aqui estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. As estimativas de recursos prospectivos neste estudo não são fornecidas como meio de comparação para recursos contingentes ou reservas. Tabelas de 1 a 75 resumem os recursos prospectivos estimados para 64 prospectos e *leads* até 31 de Agosto de 2010.

Mediante solicitação da HRT, um modelo foi preparado para estimar valores potenciais que possam ser alcançados a partir de recursos aqui estimados caso tais recursos sejam descobertos e desenvolvidos com sucesso. Há uma possibilidade de que os prospectos não resultarão em descobertas e desenvolvimento bem-sucedidos, em cujo caso não poderia haver qualquer valor presente potencial.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será descoberta. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para produzir qualquer parte dos recursos prospectivos avaliados.

Os valores potenciais dos recursos prospectivos aqui estimados estão expressos em termos de valor presente potencial. O valor presente potencial é definido como receita líquida futura potencial descontada a uma taxa de desconto mensal composta arbitrária em relação ao período estimado de realização. Receita líquida futura potencial é aquela receita que pode ser derivada da venda dos recursos prospectivos estimados totais recuperáveis após 31 de Agosto de 2010, após deduções para despesas operacionais, custos de capital, impostos e *royalties*. Neste estudo,

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

valores do valor presente potencial foram estimados utilizando uma taxa de desconto de 10 por cento. Valores do valor presente potencial a 10 por cento foram estimados pelo cenário com base em modelagem econômica probabilística e determinística, analogia de campo, análises estatísticas e experiência regional. Um valor presente potencial por metodologia de quantidade de recursos prospectivos foi utilizado para desenvolver uma estimativa de valor presente potencial para os recursos prospectivos modelados probabilisticamente. Esta metodologia é discutida em mais detalhes na seção Avaliação de Recursos deste estudo. Gás em solução e condensado estão incluídos na estimativa de valor presente potencial por distribuição de barril aplicado aos fluxos primários; portanto, estas estimativas não estão resumidas nas tabelas de valor presente potencial, ajustado-

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TEFS e truncado. Nenhum valor potencial é estimado para quaisquer *leads*.

Estimativas de valor presente potencial são mostradas neste estudo para os recursos prospectivos após ajuste para a probabilidade de sucesso econômico e geológico na descoberta e desenvolvimento de um campo comercialmente viável. As estimativas de valor presente potencial são fornecidas como meio de comparação para estimativas de valor presente potencial de outros recursos e não fornecem um meio de comparação direta com as estimativas de valor presente atribuíveis a reservas ou recursos contingentes. O processo de ajuste de probabilidade considera a probabilidade de uma descoberta economicamente viável e a probabilidade de desenvolvimento do prospecto de petróleo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Essas estimativas de valor presente potencial não levam em consideração as incertezas associadas com condições políticas e de mercado. As estimativas estão expressas em termos de valor presente potencial descontado a 10 por cento. Todas as estimativas de valor presente potencial apresentadas neste estudo estão expressas em dólares dos Estados Unidos (US$). O cenário de falha total para estimativa de valor presente potencial reconhece a chance que zero poços encontrem recursos prospectivos econômicos. Esta probabilidade de nenhum valor presente positivo é intrínseca a todos os portfólios de prospecto.

Estimativas de recursos prospectivos, quantidades e valores, devem ser consideradas somente como estimativas que podem mudar à medida que informações

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

adicionais sejam disponibilizadas. Não apenas tais estimativas de recursos prospectivos, quantidades e valores estão baseadas nessas informações que estão disponíveis atualmente, mas tais estimativas também estão sujeitas às incertezas inerentes na aplicação de fatores de julgamento na interpretação de tais informações. Estimativas de quantidades de recursos prospectivos não devem ser confundidas com aquelas quantidades que estejam associadas com recursos contingentes ou reservas devido aos riscos adicionais envolvidos. As quantidades que possam ser realmente recuperadas caso sejam descobertas e desenvolvidas podem diferir significativamente das estimativas aqui apresentadas.

PAULO FERNANDO SANTOS DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Autoridade

Este estudo foi autorizado por Nilo C. Azambuja Filho, Diretor Técnico, HRT.

Fonte de Informações

Na preparação deste estudo nós confiamos, sem verificação independente, nas informações, incluindo mapas e dados sísmicos disponíveis, fornecidos por ou em nome da HRT com relação a participação patrimonial a ser avaliada, dados de sub-superfície conforme os mesmos estejam relacionados aos objetivos alvo e prospectos, e várias outras informações e dados técnicos que foram aceitos como representados. Este estudo está baseado nos dados disponíveis em 31° de Agosto de 2010.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRA... Rio de Janeiro

GEOLOGIA

Cinquenta e oito prospectos e seis *leads* (P-SOL-217-1-Oil, P-SOL-214-1, P-SOL-214-2-Gas, P-SOL-214-3-Gas, Kokanee-Oil, e Boemia-Oil) foram identificados na Bacia do Solimões do Brasil e em certos blocos licenciados na Namíbia. A seguir uma descrição geológica.

Brasil

Bacia do Solimões

A Bacia do Solimões é uma das quatro maiores bacias cratônicas no Brasil. A bacia está localizada no norte do Brasil. A Bacia do Solimões abrange uma área de cerca de 480.000 quilômetros quadrados. Na

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

bacia, uma dorsal estrutural cortando de noroeste a sudeste, o Arco Carauari, divide a bacia nas sub-bacias Jandiatuba (à oeste) e Juruá (à leste). A Sub-bacia do Juruá, a mais oriental, detém a maioria dos depósitos de petróleo encontrados na Bacia do Solimões. Todas as áreas dos recursos prospectivos da Bacia do Solimões avaliadas neste estudo estão localizadas na Sub-bacia do Juruá.

O primeiro campo de gás na Bacia do Solimões foi descoberto em 1978 pela Petrobrás (Juruá). O primeiro campo de óleo na Bacia do Solimões foi descoberto em 1986 pela Petrobrás (Urucu). Desde então, 15 campos de gás e 3 campos de gás e óleo foram descobertos nos arenitos da Formação Juruá. Um total 256 poços foram perfurados na Bacia do Solimões.

O reservatório alvo é o Grupo Tefé, Formação Juruá, e é de idade

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Bashkirian-Muscovian. Fácies eólicas e de barra de maré apresentam a melhor qualidade de reservatório: porosidade média de 18 por cento e permeabilidade que varia de 50 milidarcys a 1,4 darcys. Os reservatórios potenciais estão estratigraficamente situados na base do Pensilvaniano compreendendo a parasequência clástica basal denominada S1. O arenito é classificado como subarcóseo e pode ter uma espessura de intervalo total de até 165 pés.

Os campos de gás e óleo são abastecidos pelo potencial de geração de hidrocarbonetos do folhelho preto marinho Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba, que pode ter teor orgânico total (TOC) tão alto quanto 8 por cento. A maioria dos campos de óleo e gás da Bacia do Solimões é considerada como alimentada pelos sedimentos Frasnianos, depositados no centro da Sub-bacia

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

Juruá. A rocha fonte tem até 40 metros de espessura na porção norte-central da área. Se o *play* de gás não convencional do folhelho Marcellus for usado como um análogo, o potencial efetivo de gás de folhelho não convencional nos blocos de propriedade da HRT poderia variar entre 35 e 175 trilhões de pés cúbicos de gás. Esta faixa não está ajustada pelo êxito geológico ou econômico. Além disso, esta faixa de volumes não foi avaliada neste estudo. Esta faixa volumétrica não deveria ser classificada como recursos prospectivos ou contingentes. A HRT atualmente não desenvolveu ou forneceu um modelo de exploração ou de produção para este *play* de gás de folhelho potencial. A capacidade de produção deste gás de folhelho potencial não foi determinada na Bacia do Solimões.

Rotas de migração primária na Bacia do Solimões são interpretadas como sendo da rocha fonte Frasniana diretamente

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

aos reservatórios de idade Pensilvaniana, e migração secundária por meio de falhas e camadas carreadoras Devonianas. Mais ainda, a HRT informou ter realizado um estudo de geoquímica de superfície regional ao longo dos rios principais, incluindo os blocos mais ao sul, que resultou na identificação de anomalias termogênicas de exsudações de gás. De acordo com a HRT esta informação será usada para elevar o grau dos seus esforços de avaliação e exploração.

As litofácies de vedação superior efetivas e regionais são de sal, diabásio, folhelho e anidrita, que se correlacionam com paraseqüência S2, recobrindo o reservatório alvo da paraseqüência S1. A Formação Carauari (idade Kasimoviana) tem mais de 1.000 metros de espessura total com 10 a 100 metros de espessura líquida de reservatório na

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

porção basal do intervalo estratigráfico. Trapas são estruturais e foram mapeados como anticlinais ou anticlinais falhados (falhas reversas). Muitos dos prospectos falhados têm fechamentos de mergulho em três direções. As falhas de trapa se orientam de nordeste a sudoeste. A evolução tectônica das trapas é interpretada como resultado de transpressão Mesozóica associada com a abertura do Oceano Atlântico ("Tectônica Juruá"). Não há rochas Triássicas ou Jurássicas devido à erosão associada com a Orogenia Herciniana. Vulcanismo Triássico está documentado na seção estratigráfica. A HRT conduziu um novo levantamento gravimétrico e magnetométrico regional através dos blocos do Solimões e um levantamento gradiométrico através dos blocos 168, 169, 191 e 192, que de acordo com a HRT, indicaram excelentes resultados para identificar potenciais culminações estruturais.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Todos os prospectos descritos abaixo estão localizados no sistema petrolífero da Bacia do Solimões onde análogos diretos de campo são utilizados como modelos de exploração: Juruá, Nordeste de Juruá, Sudoeste de Juruá, Igarapé Pucá, São Mateus, Urucu, Leste de Urucu, Sudoeste de Urucu, Cupiúba e Carapanaúba. O óleo do Campo de Urucu tem uma densidade específica média de 42 graus API. Composições de gás natural variam de 70 a 95 por cento de metano nos campos de gás. O óleo atualmente produzido na bacia do Solimões é de alta qualidade e isento de enxofre e nitrogênio. Óleo leve é de interesse estratégico no mercado brasileiro, pois ele pode ser usado para misturar com a produção de óleo predominantemente pesado do Brasil.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-148-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos do Juruá Superior e Inferior da Formação Juruá (Grupo Tefé). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são folhelhos pretos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-149-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por basalto, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-149-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-149-3

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-149-4

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-151-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

(verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-151-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de gás P-SOL-168-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Superior e Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural alongada na direção nordeste a sudoeste. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de Gás P-SOL-168-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de Gás P-SOL-168-3

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

arenitos Juruá Superior e Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de Gás P-SOL-168-4

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana)

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-169-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-169-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes,

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-169-3

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-169-4

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-169-5

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-170-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-170-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-170-3

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-170-4

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são o Devoniano. O prospecto é uma trapa estrutural.Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

(verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-170-GUA

Os alvos de prospecção de óleo são o Devoniano. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de óleo P-SOL-170-TAQ

Os alvos de prospecção de óleo são o Devoniano. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-172-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-172-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana)

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-172-3

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Devoniano e Juruá inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-174-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

(verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de Gás P-SOL-191-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de Gás P-SOL-191-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de Gás P-SOL-191-3

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de Gás P-SOL-191-4

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo e Gás P-SOL-192-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo e gás são

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

os arenitos Devoniano, Juruá Superior e Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-194-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana)

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-194-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de Gás P-SOL-194-IMA

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Superior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

(verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de Gás P-SOL-196-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de Gás P-SOL-214-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de Gás P-SOL-216-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de gás são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-216-2

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-218-1

Os objetivos potenciais para este prospecto de óleo são os arenitos Juruá Inferior. O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são de folhelho preto marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana)

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão vedados por sal, diabásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Kasimoviana). A rota de migração é interpretada como sendo ao longo de falhas normais, superfícies discordantes, limites de camada (verticais primárias) e outros intervalos porosos. As profundidades alvo esperadas estão entre 1.000 e 3.000 metros abaixo do nível do mar.

Plano Potencial de desenvolvimento: Bacia do Solimões.

A HRT declarou que no término do primeiro período de qualquer fase atual exploratória de seus contratos de concessão, que perduram de 6 a 7 anos para a Bacia do Solimões a partir da data do contrato da concessão, ela pretende obter uma prorrogação de prazo da licença para a avaliação

FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

do desenvolvimento e fase de produção que poderá durar até 27 anos mediante a aprovação da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

A HRT informou que pretende prosseguir com o desenvolvimento e operação de qualquer prospecto descoberto, sempre que seja comercialmente viável. Baseado nestas declarações incluímos como recursos determinadas quantidades estimadas que possam vir a ser produzidas após a expiração de qualquer licença de produção primária concedida.

Os cenários potenciais de desenvolvimento apresentados neste estudo são planos conceituais, baseados na descoberta bem-sucedida de quantidades econômicas para cada prospecto. Visto que estes planos conceituais de desenvolvimento estão baseados em estimativas de quantidades de recursos prospectivos, esses

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

planos não deveriam ser mal interpretados como planos de desenvolvimento, baseados em reservas. Os planos reais de desenvolvimento, no caso de uma descoberta bem-sucedida, podem divergir de modo significativo dos planos de desenvolvimento conceituais potenciais aqui apresentados. As despesas operacionais potenciais, custos potenciais de capital e quantidades de produção potencial vinculadas com os recursos prospectivos estimados neste estudo recorreram a dados de campos análogos em bacias respectivas, com condições de produção e ambientais similares. A aplicação de P_g e/ou P_e não constitui uma equivalência de previsões de produção potencial de recursos para reservas. Futuras mudanças no regime fiscal e/ou na infraestrutura da área podem mudar estes esquemas de modo significativo. Mudanças no modelo geológico de exploração e os novos dados técnicos podem também modificar a programação

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

dessas acumulações potenciais e seus respectivos cenários de desenvolvimento potenciais.

A HRT planeja realizar a perfuração de 1 poço exploratório em cada bloco na Bacia do Solimões, para cumprir os compromissos da fase exploratória. Poços de delimitação adicionais necessários para aprofundar a avaliação dos prospectos atualmente mapeados serão perfurados conforme for necessário. Para tal plano de perfuração, a HRT informou que começará empregando quatro sondas heli-transportáveis, capazes de perfurar de 12 a 15 poços por ano e contratar novas sondas, de acordo com os resultados exploratórios. Além disso, a HRT pretende adquirir dados sísmicos (2-D) bidimensionais para cobrir blocos com poucas linhas sísmicas e para melhor abranger prospectos já definidos. Campos descobertos serão cobertos com dados sísmicos tridimensionais (3-D).

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

A campanha de perfuração exploratória está programada para começar no fim de 2010. Quatro sondas foram contratadas de dois fornecedores de sondas. As primeiras duas sondas são previstas para estarem disponíveis no local do poço em meados de dezembro de 2010. A produção poderia ter início em meados de 2011 se a perfuração for bem-sucedida.

A segunda fase de exploração sob o contrato de concessão foi prorrogada em Março de 2010 pela ANP até março de 2012 para três blocos exploratórios, e até Maio de 2012 para cinco blocos exploratórios. Portanto, o compromisso consiste em perfurar oito poços exploratórios até 2012. O compromisso total atingirá 21 poços caso a HRT e quaisquer parceiros atuais e/ou potenciais decidirem continuar a confirmar os resultados da exploração.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Conforme enfocado pela HRT, a estratégia atual é de desenvolver recursos nos 21 blocos de Solimões, agrupando acumulações potenciais em sete Pólos: Pólos de Tefé, Aruã, Coari, Sul de Juruá, Tapauá, Coari Grande e Juruá. Determinadas áreas dos polos podem ter potencialmente concentrações mais altas de óleo leve, condensado e gás. A HRT acredita que a organização de áreas de polos lhe possibilitará que (i) de criar uma infraestrutura eficiente para explorar e desenvolver descobertas potenciais de óleo e de gás natural, (ii) de maximizar os esforços de exploração e de desenvolvimento dentro de uma determinada área de interesse, (iii) reduzir qualquer impacto ambiental em potencial, (iv) prover flexibilidade de produção de acordo com a demanda de gás no mercado, e (v) alavancar a infraestrutura existente na área da cidade de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tefé (principais oleodutos, tubulações e facilidades de produção existentes).

Inicialmente, a HRT planeja desenvolver os pólos de Tefé que inclui a construção de um terminal de porto e uma tubulação de alimentação, localizada estrategicamente próxima do Rio Tefé para transportar o óleo do polo de Tefe. A partir deste terminal de porto, a HRT planeja aproveitar o sistema fluvial extenso já existente na região Amazônica, empregando barcaças fluviais para transportar a produção potencial de óleo até a refinaria na cidade de Manaus. A HRT informou que tubulações de óleo e gás natural estão planejadas para interligar pólos de produção para outras tubulações e terminais, conforme necessário. A HRT defende que o plano de desenvolvimento em potencial foi elaborado, visando assegurar o mínimo impacto ambiental, de modo semelhante ao que a HRT

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

observou ter sido feito pela Petrobras nesta região. Além disso, a HRT informou que a superfície dos locais dos poços são planejadas para minimizar o desflorestamento. O capital inicial para os gastos com o Pólo Tefé está estimado em US$ 1,2 bilhões (bruto). Os seis polos remanescentes serão desenvolvidos após a avaliação dos resultados da exploração e das perfurações. Qualquer atraso nos prazos de desenvolvimento terá impacto negativo sobre o valor potencial aqui estimado.

A HRT encomendou um estudo sobre as opções de mercado para quaisquer descobertas potenciais de óleo, condensado e gás natural através da empresa Gas Energy Assessoria Empresarial Ltda. (Gas Energy). A Gas Energy é uma empresa de consultoria que fornece análises de mercado para empresas de energia no Brasil e na América Latina. As análises da Gas Energy

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

sugerem que quaisquer descobertas potenciais de gás natural poderiam ser usadas no local para gerar energia na região e para o desenvolvimento de indústrias químicas e petroquímicas. Além disso, a Gas Energy alega que a futura produção potencial de gás poderia ser transportada por barcaças, sendo transportada em forma de gás natural comprimido (CNG). A HRT utilizou dados de campo próximo e dados análogos de bacia na engenharia e no desenvolvimento do planejamento dos recursos potenciais da Bacia do Solimões. A Tabela 75 apresenta um sumário das pressuposições do plano de desenvolvimento potencial da HRT.

Namíbia

O litoral da Namíbia pode ser subdividido em três bacias sedimentares principais: as sub-bacias Walvis, Lüderitz e Orange, que estão todas separadas por altos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

estruturais. Todas as bacias pertencem à área ao sul da Dorsal Walvis, onde nenhum evaporito está presente na seqüência transicional entre as fases de deriva e rifte.

Nestas sub-bacias, cinco pacotes sedimentares evolucionários reconhecíveis ocorrem e estes são diretamente comparáveis através do Atlântico Sul a partir da margem Namibiana até a Brasileira. Cada uma destas mega-seqüências está limitada por discordâncias regionais principais.

A seqüência pré-rifte (1) inclui rochas sedimentares Jurássicas e Paleozóicas. A fase de rifte ativo inicial (2) consiste de blocos de falha basculados de sedimentos de idade Barremiana Inferior a Neocomiana (resultado direto da abertura do Atlântico Sul). O processo estrutural envolveu a

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

rotação de blocos (horst) e meio-Graben exibindo uma orientação de noroeste a sudeste.

A fase de sag (3) resulta de subsidência flexural da margem durante o período de resfriamento que seguiu o rifte ativo. Uma discordância regional separa isto do evento do rifte anterior. A sedimentação primária durante este período foi clástica não marinha e rochas vulcânicas (Barremiano Superior até Aptiano Inferior). Este período representa a primeira evidência de incursão marinha nas bacias. No lado Brasileiro do Atlântico Sul as condições restritivas criadas pela Dorsal Walvis levaram à precipitação de evaporitos nas bacias da Grande Campos.

Uma fase marinha transgressiva (4) variou em idade Aptiano Superior ao Albiano Médio quando uma transgressão marinha regional nas bacias

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

resultou no depósito de folhelhos e carbonatos marinhos.

A fase de deriva (5) é caracterizada por um aumento geral do nível relativo do mar eustático e ambientes deposicionais predominantemente siliciclásticos variando de arenitos proximais a folhelhos distais da idade Albiano Médio ao Terciário Inferior.

Nas Bacias do Atlântico Sul, o vulcanismo era muito importante em ambas as fases de sag e rifte ativas devido ao espalhamento do leito marinho e a ocorrência de rochas vulcânicas, que estão comprovadas em dados sísmicos por refletores que mergulham para o mar. Outra característica importante destas bacias durante a idade Albiana a Cenomaniana é a predominância de sedimentação siliciclástica quando comparadas às bacias localizadas ao norte

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

da Dorsal Walvis, onde carbonatos dominam a seqüência deposicional.

As fontes de hidrocarbonetos devem ser: 1) folhelhos/ calcários argilosos transicionais e lacustres da idade Barremiana a Aptiana sin-rifte, e 2) rochas fonte marinhas da idade Albiana/Cenomaniana. Estas são análogas às rochas fonte ao longo da margem conjugada do Atlântico Sul nas bacias de Campos e Santos, no litoral do Brasil. Estudos geoquímicos de alta resolução, realizados em condensados obtidos dos poços Kudu-4 e Kudu-5 indicam a presença de hidrocarbonetos mistos de dois sistemas petrolíferos bastante diferenciados: (1) um condensado altamente craqueado, obtido de rochas fonte lacustre de idade Barremiana e (2) um óleo derivado de rochas fonte marinha de idade albiana/cenomaniana. Pelas interpretações atuais, existe uma ampla rocha fonte potencial

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

na Namíbia, baseado nos dados análogos das bacias de Campos e de Santos no Brasil. As ocorrências de uma acumulação de gás-condensado em Kudu e vestígios regionais de óleo, a partir de muitos poucos poços perfurados na porção marinha da Namíbia até agora, indicam que houve uma maturação térmica adequada de áreas da rocha-fonte proximal para terem gerado óleo e gás.

A HRT planeja adquirir dados sísmicos em 3-D de outubro de 2010 até dezembro de 2010. O primeiro poço exploratório está planejado para o início de 2012.

Prospecto de óleo Grolsch

O prospecto Grolsch é uma trapa mista (fechamento em três direções, estratigráfico). Estes alvos potenciais são os

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

carbonatos e arenitos do reservatório Aptiano. Estas zonas potenciais seriam vedadas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo abastecida pelos folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de folhelho/ marga transicionais. A migração vertical ocorre por falhas. As profundidades esperadas para os objetivos estão entre 2.000 e 6.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Kilkenny

O prospecto Kilkenny é uma trapa mista (fechamento em três direções, estratigráfico). Estes alvos potenciais são os carbonatos e arenitos do reservatório Aptiano. Estas zonas potenciais seriam vedadas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo abastecida pelos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de folhelho/ marga transicionais. A migração vertical ocorre por falhas. As profundidades esperadas para os objetivos estão entre 2.000 e 6.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Duvel

O prospecto Duvel é uma trapa de combinação (fechamento em quatro direções, estratigráfico). Estes alvos potenciais são os arenitos turbidíticos do Santoniano. Estas zonas potenciais seriam vedadas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo abastecida pelos folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de folhelho/ marga transicionais. A migração vertical ocorre por falhas. As profundidades alvo esperadas estão

PAULO FERNANDO S DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

entre 2.000 e 6.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Windhoek

O prospecto Windhoek é uma trapa mista (fechamento em três direções, estratigráfico). Estes alvos potenciais são os arenitos turbidíticos Terciários e arenitos marinhos Albianos. Estas zonas potenciais seriam vedadas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo abastecida pelos folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de folhelho / marga transicionais. A migração vertical ocorre por falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2.000 e 6.000 metros abaixo do nível do mar.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto de óleo Guiness

O prospecto Guiness é uma trapa mista (fechamento em três direções, estratigráfico). Estes alvos potenciais são arenitos turbidíticos Terciários e carbonatos e arenitos do reservatório Aptiano. Estas zonas potenciais seriam vedadas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo abastecida pelos folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de folhelho / marga transicionais. A migração vertical ocorre por falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2.000 e 6.000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Negra Modelo

O prospecto Negra Modelo é uma trapa mista (fechamento em quatro direções, estratigráfico). Estes alvos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

potenciais são arenitos turbidíticos do Santoniano e carbonatos e arenitos do reservatório Aptiano. Estas zonas potenciais seriam vedadas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo abastecida por folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de folhelho / marga transicionais. A migração vertical ocorre por falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2.000 e 6.000 metros abaixo do nível do mar.

Plano de Desenvolvimento Potencial: Bacia da Namíbia.

A HRT pretende prosseguir com o desenvolvimento e a operação de qualquer prospecto descoberto, sempre que comercialmente

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

viável. Baseado nessas declarações, nós incluímos como recursos prospectivos determinadas quantidades que podem ser produzidas após a expiração da atual licença primária.

A HRT planeja perfurar um poço exploratório em cada prospecto na Namíbia e em poços adicionais de delimitação necessários para a avaliação seqüencial dos prospectos conforme seja necessário. Para tal plano de perfuração, a HRT informou que pretende começar a usar uma plataforma de perfuração para perfurar de um a dois poços por ano, começando em princípio de 2012, e contratar novas sondas de acordo com os resultados exploratórios. Além disso, a HRT informa que adquirirá dados sísmicos em 3-D para aperfeiçoar o delineamento de prospectos já identificados, mapeados com sísmica 2-D.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Os cenários de desenvolvimento apresentados neste estudo são planos conceituais, baseados na descoberta bem-sucedida de quantidades econômicas para cada prospecto. Visto que estes planos conceituais de desenvolvimento estão baseados em estimativas de quantidades de recursos prospectivos, esses planos não deveriam ser mal interpretados como planos de desenvolvimento, baseado em reservas. Os planos de desenvolvimento reais, no caso de uma descoberta bem-sucedida, podem divergir de modo significativo dos planos de desenvolvimento conceituais aqui apresentados. Devido a esta incerteza a produção foi considerada para ter início em 2016 para este estudo. Qualquer atraso neste cronograma de desenvolvimento impactará negativamente o valor potencial aqui estimado.

As despesas operacionais potenciais, custos potenciais de capital e produção potencial

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

vinculados com os recursos prospectivos de óleo estimados neste estudo, empregam dados disponíveis de campos análogos em bacias marinhas comparáveis, com condições de produção e ambientais similares. A aplicação de P_g e/ou P_e não constitui uma equivalência de previsões potencial de produção de recursos prospectivos para reservas. Futuras mudanças no regime fiscal e/ou na infraestrutura da parte marinha da Namíbia podem mudar estes esquemas de modo significativo. Mudanças no modelo geológico de exploração e os novos dados técnicos podem também modificar a programação dessas acumulações potenciais e seus respectivos cenários potenciais de desenvolvimento.

As quantidades de recursos prospectivos de óleo que, caso descobertas e se puderem ser economicamente desenvolvidas, recorreriam ao uso de embarcações de armazenagem de produção

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

flutuante e de descarga (FPSO) que variam na capacidade de produção desde 100.000 barris de óleo por dia (BOPD) até 200.000 BOPD. Poços de desenvolvimento poderiam produzir através de estruturas submersas, conectadas ao FPSO. A Tabela 75 apresenta um sumário das pressuposições do plano de desenvolvimento potencial.

DEFINIÇÃO DE RECURSOS PROSPECTIVOS

Recursos de petróleo incluídos neste estudo são classificados como recursos prospectivos e foram preparados de acordo com o PRMS aprovado em Março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros do Petróleo, Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos do Petróleo, e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação do Petróleo. Os recursos prospectivos aqui estimados não podem

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Os recursos de petróleo estão classificados a seguir:

Recursos Prospectivos - Tais quantidades de petróleo que são estimadas a partir de uma certa data, como sendo potencialmente recuperáveis de acumulações não descobertas por aplicação de projetos de desenvolvimento futuros.

A estimativa de quantidades de recursos para um prospecto está sujeita a incertezas comerciais e técnicas e, em geral, pode ser cotada como um intervalo. O intervalo de incerteza reflete uma variação razoável de volumes estimados potencialmente recuperáveis. Em todos os casos, o intervalo de incerteza depende da quantidade e qualidade de dados comerciais e técnicos que estejam

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

disponíveis e que possam mudar a medida que mais dados são disponibilizados.

Estimativas Baixas, Melhores, Altas e Médias – Estimativas de recursos de petróleo neste estudo estão expressas utilizando os termos estimativa baixa, melhor estimativa, estimativa alta, e estimativa média para refletir a variação de incerteza.

Uma explicação detalhada de termos probabilísticos aqui utilizados e identificados com um asterisco (*) está incluída no Glossário de Termos Probabilísticos no apêndice anexado a este estudo. Para estimativas probabilísticas de recursos de petróleo, a estimativa baixa aqui informada é a quantidade P_{90}* derivada de análise probabilística. Isto significa que há no mínimo uma probabilidade de 90% que, caso o prospecto

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou excederão a estimativa baixa. A melhor estimativa (mediana) é a quantidade P_{50}* derivada de análise probabilística. Isto significa que há no mínimo uma probabilidade de 50% que, caso o prospecto seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou excederão a melhor estimativa (mediana). A estimativa alta é a quantidade P_{10}* derivada de análise probabilística. Isto significa que há no mínimo uma probabilidade de 10% que, caso o prospecto seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou excederão a estimativa alta. O valor esperado* (EV), um resultado da análise probabilística, é utilizado para a estimativa média.

Incertezas Relacionadas a Recursos Prospectivos - O volume de petróleo descoberto por perfuração

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

de exploração depende do número de prospectos que seja bem-sucedidas assim como o volume de que cada sucesso contenha. Previsões confiáveis destes volumes dependem, portanto, de previsões precisas do número de descobertas que sejam prováveis de serem feitas caso o portfólio completo de prospectos seja perfurado. A precisão desta previsão depende do tamanho do portfólio e de uma avaliação precisa da probabilidade de sucesso geológico* (P_g).

Probabilidade de Sucesso Geológico – P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios com vazão de petróleo a uma taxa mensurável. P_g é estimada mediante a quantificação da probabilidade de cada um dos seguintes fatores geológicos individuais: trapa, fonte, reservatório e migração. O produto destas quatro probabilidades ou fatores de risco é computado como P_g.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Neste estudo, estimativas de recursos prospectivos são ambos apresentadas, antes e depois, de ajuste para P_g. As estimativas de recursos prospectivos totais estão baseadas na soma probabilística dos volumes para o inventário total de prospecções.

A aplicação de P_g para estimar os volumes de recursos prospectivos ajustados P_g não se iguala a recursos prospectivos com reservas ou recursos contingentes. Volumes de recursos prospectivos ajustados P_g não podem ser comparados diretamente com ou agregados a reservas ou recursos contingentes. Estimativas de P_g são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. Aquisição de dados futuros, tais como aquisição sísmica ou de perfuração adicional, pode ter um efeito significativo sobre a estimativa P_g.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Estes dados adicionais não estão confinados à área de estudo, mas também incluem dados de configurações geológicas semelhantes ou avanços tecnológicos que poderiam afetar a estimativa de P_g.

Previsibilidade versus Tamanho de Portfólio – A precisão de previsões do número de descobertas que venham a ser feitas é restringida pelo número de prospectos no portfólio de exploração. O tamanho do portfólio e P_g juntos ajuda na medição dos limites sobre a confiabilidade destas previsões. Uma P_g alta que indique uma alta chance de descoberta de petróleo mensurável, pode não exigir um grande portfólio a fim de garantir que no mínimo uma descoberta será feita (assumindo que a P_g não mude durante a perfuração de alguns dos prospectos). Contrariamente, uma P_g baixa, que indique uma pequena chance de descoberta de petróleo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

mensurável, poderia exigir um maior número de prospectos para garantir um nível alto de confiança de fazer até mesmo uma única descoberta. A relação entre tamanho de portfólio, P_g, e a probabilidade de um programa de perfuração totalmente mal sucedido que resulte em uma série de poços sem encontrar hidrocarbonetos mensuráveis é aqui mencionada como a relação de tamanho de portfólio *versus* previsibilidade* (PPS). É crucial estar ciente da PPS, já que um programa de perfuração mal sucedido, que resulte em uma série de poços que não encontrem hidrocarbonetos mensuráveis, pode afetar adversamente qualquer esforço de exploração, resultando em um valor presente negativo.

Para um portfólio de prospecto maior, a estimativa média ajustada P_g do volume de recursos prospectivos deve ser uma estimativa

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

razoável das quantidades de petróleo recuperáveis encontradas caso todos os prospectos sejam perfurados. Quando o número de prospectos no portfólio for pequeno e a P_g for baixa, o petróleo recuperável realmente encontrado poderá ser considerado menor do que a melhor estimativa ajustada P_g indicaria. Segue-se que a probabilidade de todos os prospectos serem mal sucedidos é menor quando um grande inventário de prospectos exista.

Estágio de Avaliação Técnica de Prospectos - Um prospecto pode geralmente ser sub-categorizado com base em seu estágio atual de avaliação técnica. Os diferentes estágios de avaliação técnica se referem à quantidade de dados petrofísicos, de engenharia, geofísicos e geológicos assim como a qualidade de dados disponíveis.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto - Um prospecto é uma acumulação potencial que seja suficientemente bem definida como sendo um alvo de perfuração viável. Para um prospecto, dados suficientes e análises existem para identificar e quantificar as incertezas técnicas, para determinar variações razoáveis de fatores de risco geológicos e parâmetros petrofísicos e de engenharia e para estimar recursos prospectivos.

Lead - *Lead* é bem menos definido e requer dados adicionais e/ou avaliação para ser classificado como prospecto. Um exemplo seria um fechamento mal definido mapeado utilizando dados sísmicos regionais esparsos em uma bacia contendo reservatório(s) e rocha fonte favoráveis. Um *lead* pode ou não ser elevado a *status* de prospecto dependendo dos resultados de trabalho técnico adicional. Um *lead* deve ter um P_g igual

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ou menor que 0,05 para refletir a incerteza técnica inerente.

Play – Um projeto associado com um conjunto de prospectos potenciais prospectivos, mas que requerem mais aquisição de dados e/ou avaliação a fim de definir *leads* específicos ou prospectos.

Limite Econômico para Tamanho de Campo – O limite econômico para tamanho de campo (TEFS) é a quantidade mínima de petróleo produzível exigido para recuperar o capital total e despesa operacional utilizados para estabelecer a acumulação potencial como tendo valor presente potencial igual a zero.

Probabilidade de Sucesso Econômico – A probabilidade de sucesso econômico (P_e) é definida como a probabilidade de que uma dada

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

descoberta será economicamente viável. Leva em conta P_g, TEFS, P_{TEFS}, custos de capital, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise de fluxo de caixa descontado) e outros fatores econômicos e comerciais. P_e é calculada a seguir:

$$P_e = P_g \times P_{TEFS}$$

Probabilidade de Limite econômico para Tamanho de Campo – A probabilidade de limite econômico para tamanho de campo (P_{TEFS}) é definida como a probabilidade de descoberta de uma acumulação que seja grande o suficiente para ser economicamente viável. P_{TEFS} é estimada mediante a utilização da distribuição de quantidades recuperáveis de recursos prospectivos potenciais em conjunto com TEFS. A probabilidade associada a TEFS pode ser determinada graficamente a

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

partir da distribuição de quantidades recuperáveis potenciais totais.

ESTIMATIVA de RECURSOS

Estimativas de recursos prospectivos foram preparadas pelo uso de métodos de engenharia e geológicos padrão geralmente aceitos pela indústria do petróleo. O método ou combinação de métodos utilizados na análise dos reservatórios foi equilibrado pela experiência com reservatórios semelhantes, estágio de desenvolvimento, e qualidade e plenitude de dados básicos.

A análise probabilística dos recursos prospectivos neste estudo considerou a incerteza na quantidade de petróleo que pode ser descoberta e a P_g. A análise de incerteza aborda a variação de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

possibilidades para qualquer parâmetro volumétrico dado. Estimativas baixas, melhores, altas e médias de recursos prospectivos foram preparados para abordar esta incerteza. A análise P_g aborda a probabilidade de que o prospecto identificado irá conter petróleo em uma vazão mensurável. A análise P_e aborda a probabilidade de que recursos prospectivos serão economicamente viáveis.

Métodos

probabilísticos padrões foram utilizados na análise de incerteza. Distribuições de probabilidade foram estimadas a partir de valores de porosidade, saturação de petróleo, espessura líquida de hidrocarbonetos, fator de correção geométrica*, eficiência de recuperação, propriedades de fluido, e área produtiva para cada prospecto. Estes valores foram preparados com base em dados conhecidos, analogia, e outros

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

métodos de estimativa padrão incluindo experiência. Medidas estatísticas descrevendo as distribuições de probabilidade destes valores foram identificadas e inseridas em uma simulação Monte Carlo para produzir recursos prospectivos de estimativa baixa, melhor estimativa, estimativa alta e estimativa média para cada prospecto.

Neste estudo, 64 acumulações potenciais são denominadas como prospectos e *leads* para refletir o estágio atual de avaliação técnica.

Neste estudo, volumes de gás foram identificados pelo tipo de reservatório a partir do qual o gás é ou será produzido. Gás não associado é gás em condições iniciais de reservatório sem óleo cru presente no reservatório. Gás em solução é gás dissolvido

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

em óleo cru em condições iniciais de reservatório.

Risco Quantitativo

Avaliação e Aplicação de P_g Representações mínimas, modais e máximas de área produtiva foram interpretadas a partir de mapas, dados sísmicos disponíveis e/ou por analogias. Representações baixas, médias e altas para os parâmetros petrofísicos (porosidade, saturação de petróleo, e espessura efetiva de hidrocarbonetos), e parâmetros de engenharia (eficiência de recuperação e propriedades de fluido) também foram feitas com base em dados de poços disponíveis, dados regionais, dados de campo análogos, e experiência global. Distribuições de probabilidade individual para volume líquido de rocha e parâmetros de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

engenharia e petrofísicos foram produzidos a partir destas representações e estão resumidas nas Tabelas 13 e 14.

As distribuições para as variáveis resultaram de (1) interpretações com base em cenários, (2) os dados geológicos, geofísicos, petrofísicos e de engenharia disponíveis, (3) conhecimento local, regional e global e (4) estudos de caso e de campo na literatura. Os parâmetros utilizados para modelar os volumes recuperáveis foram área produtiva, espessura efetiva de hidrocarbonetos, fator de correção geométrica, porosidade, saturação de petróleo, fator de volume de formação, e eficiência de recuperação. Representações mínimas, médias e máximas foram utilizadas para modelar estatisticamente e moldar os parâmetros P_{90}, P_{50} e P_{10} de entrada. Área produtiva e espessura efetiva de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

hidrocarbonetos foram modeladas utilizando distribuições log-normais truncadas. Distribuições triangulares e normais truncadas foram utilizadas para modelar fator de correção geométrico, fator de volume de formação, e eficiência de recuperação. Porosidade e saturação de petróleo foram modelados utilizando distribuições normais truncadas. Amostragem hiper-cúbica latina foi utilizada para melhor representar os extremos das distribuições.

Cada parâmetro volumétrico individual foi investigado utilizando uma abordagem probabilística com atenção à variabilidade. Dados determinísticos foram utilizados para ancorar e moldar as várias distribuições. Os parâmetros de volume líquido de rocha tiveram o maior intervalo de variabilidade, e portanto tiveram o maior impacto sobre a incerteza da simulação. A

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

variabilidade de parâmetro volumétrico baseou-se em incertezas estratigráficas e estruturais devido ao ambiente deposicional e a qualidade dos dados sísmicos. Dados de campo análogos foram incorporados estatisticamente para derivar limites de incerteza e restrições sobre o volume líquido de poro. Incerteza associada com a conversão de profundidade, interpretação sísmica, mapeamento de espessura total de areia, premissas de espessura efetiva de hidrocarbonetos também resultaram de estudos de reservatórios análogos, múltiplos cenários interpretativos, e análises de sensibilidade.

Uma análise P_g foi aplicada para estimar os volumes que possam realmente resultar da perfuração destes prospectos. Na análise P_g, as estimativas P_g foram feitas para cada prospecto a partir do produto das probabilidades dos quatro fatores de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

risco geológicos: trapa, reservatório, migração e fonte.

Estimativas totais e efetivas de recursos prospectivos de óleo, gás, gás em solução e condensado e as estimativas P_g, de 31 de Agosto de 2010, aqui avaliadas são mostradas nas Tabelas 1 a 8. Os recursos prospectivos de óleo e recursos prospectivos de gás estão organizados a nível de prospecto. Os recursos prospectivos de gás em solução e recursos prospectivos de condensado estão organizados a nível de reservatório. A estimativa média ajustada-P_g dos recursos prospectivos foi então resultante do produto probabilístico de P_g e das distribuições de recursos para o prospecto. Estes resultados foram então somados estocasticamente (dependência zero) para produzir os recursos prospectivos de estimativa média ajustada-P_g.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

A aplicação do fator P_g para estimar os volumes de recursos prospectivos ajustados-P_g não se iguala a recursos prospectivos com reservas ou recursos contingentes. Estimativas ajustadas-P_g de volumes de recursos prospectivos não podem ser comparadas diretamente com ou agregadas a reservas ou recursos contingentes. Estimativas de P_g são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. Aquisição de dados futuros, tais como aquisição sísmica ou de perfuração adicional, pode ter um efeito significativo sobre a estimativa P_g. Estes dados adicionais não estão confinados à área de estudo, mas também incluem dados de configurações geológicas semelhantes ou avanços tecnológicos que poderiam afetar a estimativa de P_g.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Aplicação de P_e

TEFS exigido para sucesso do prospecto também foi estimado. TEFS foi utilizado para truncar e redistribuir as distribuições de probabilidade de recursos prospectivos estimados. As estimativas ajustadas-P_e, ajustadas-TEFS e truncadas dos recursos prospectivos foram então estimadas pelo produto probabilístico de P_e e pelas distribuições de recursos prospectivos ajustados-TEFS, truncados para cada um dos prospectos individuais. Estes resultados foram então somados estocasticamente (dependência zero) e redistribuídos para produzir as estimativas de recursos prospectivos ajustados-P_e, ajustados-TEFS.

Estimativas de 31 de Agosto de 2010 dos recursos prospectivos de gás

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

e óleo efetivos e totais ajustados-P_e, ajustados-TEFS, truncados, aqui avaliadas estão resumidas nas Tabelas 9 a 12.

A aplicação do fator P_e para estimar os volumes de recursos prospectivos ajustados-P_e não se iguala a recursos prospectivos com recursos contingentes ou reservas. Estimativas de P_e são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. Aquisição de dados futuros, desenvolvimentos técnicos ou cenários econômicos favoráveis podem ter um efeito significativo sobre a estimativa P_e. Estes dados adicionais não estão confinados à área de estudo, mas também incluem dados de configurações geológicas semelhantes ou avanços tecnológicos que poderiam afetar a estimativa de P_e.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

AVALIAÇÃO de RECURSOS

As estimativas de valor presente potencial de receita líquida futura descontada a 10 por cento que poderia ser realizada para os recursos prospectivos estimados neste estudo dependem da descoberta bem-sucedida e desenvolvimento dos prospectos aqui avaliados. O valor presente potencial estimado dos recursos prospectivos avaliados neste estudo deve ser utilizado para comparação e classificação destes recursos prospectivos contra outros recursos prospectivos apenas. O valor presente potencial estimado para os recursos prospectivos não pode ser comparado diretamente a, igualado a, ou agregado às estimativas de valor presente que poderiam ser realizadas a partir de recursos contingentes ou reservas, nem as estimativas de valor presente

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

potencial são uma avaliação do valor de mercado justo das propriedades aqui avaliadas.

Mediante solicitação da HRT, metodologias probabilísticas e determinísticas foram utilizadas para estimar o valor presente potencial que poderia ser realizado caso os recursos prospectivos aqui estimados sejam descobertos e desenvolvidos com sucesso.

Métodos

probabilísticos foram utilizados para estimar quantidades de recursos prospectivos. Modelos determinísticos incorporaram vários fatores econômicos e práticas de desenvolvimento com base nas quantidades estimadas de recursos prospectivos probabilísticos potenciais. Os seguintes foram estimados deterministicamente: despesas operacionais, custos de capital, preços

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

(US$ 60,00 estimativa baixa, US$ 80,00 estimativa média, US$ 100,00 estimativa alta por barril para óleo cru Brent, não aumentado em US$ de 2010, e US$ 3,00 estimativa baixa, US$ 4,00 estimativa média, e US$ 5,00 estimativa alta por mil pés cúbicos para gás, não aumentado em US$ de 2010), produção potencial, depreciação, impostos, valor temporário de dinheiro, vida em campo, custos exploração do poço, tempo de desenvolvimento, e custos de abandono com consideração de outros fatores. Estes fatores econômicos e práticas de desenvolvimento estão resumidos nas Tabelas 17 a 75. Os dados da HRT foram modelados utilizando uma taxa de desconto do valor presente potencial de 10% para vários tamanhos de campo e maturidade de desenvolvimento de campo. Estes dados contêm inerentemente variação nas premissas econômicas, transporte, perfuração, e outros custos de instalação de infra-estrutura. Os cronogramas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

econômicos deterministicamente estimados permitidos para a estimativa determinista do valor presente potencial por unidade de recursos baseada em três estimativas de quantidade de recursos prospectivos: baixa, média e alta. Estes três valores presentes potenciais com base determinística por unidade de recursos estimativos (baixa, média e alta) foi utilizado para construir valor presente potencial por unidade de distribuições de recursos. Estas distribuições foram utilizadas para atribuir valor potencial supondo a descoberta e desenvolvimento bem-sucedido de cada prospecto respectivo. Gás em solução e condensado estão incluídos na estimativa de valor presente potencial por distribuição de barril aplicado às correntes primárias: portanto, estas estimativas não estão resumidas nas tabelas de valor presente potencial, ajustado-TEFS e truncado.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Valores potenciais não foram estimados para *leads*.

As estimativas de valor presente potencial que poderiam ser realizadas para os recursos prospectivos de estimativa média, ajustados-TEFS, truncados são apresentadas depois de ajuste para P_e. O valor presente potencial por barril foi utilizado na avaliação de risco quantitativo em conjunto com os recursos prospectivos ajustados P_e, ajustados-TEFS, truncados para estimar valor presente potencial. (O Glossário de Termos Probabilísticos anexado a esta avaliação apresenta equações e definições relevantes).

A metodologia de valor presente potencial por barril é uma estimativa probabilística. Portanto, o valor presente potencial por barril é expresso como distribuição ao invés de um valor individual.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Resultados probabilísticos envolvem milhares de iterações utilizando distribuições. Estimativas determinísticas e operações matemáticas relacionadas (adição, subtração, multiplicação e divisão) não podem ser realizadas sobre distribuições de recursos prospectivos ou valor presente potencial por distribuições de barris. Qualquer um destes cálculos produz resultados inválidos que não são comparáveis aos resultados probabilísticos aqui estimados. Tais cálculos e comparações a estes resultados probabilísticos devem ser evitados.

Valor presente potencial para os recursos prospectivos brutos ajustados-P_e, ajustados-TEFS, truncados foi estimado pela derivação de um valor presente potencial a 10 por cento *versus* desenvolvimentos de campo de diversos tamanhos com base em resultados de modelagem econômica. Valor presente potencial estimado para os recursos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

prospectivos brutos considerou o tempo e custos de exploração, avaliação e custos de desenvolvimento, e outras informações dependendo do prospecto.

Estimativa de valor presente potencial considera sucesso exploratório potencial contra falha exploratória potencial. Sucesso de exploração mescla probabilisticamente TEFS, volumes ajustados-Pe, participação líquida, e valor presente potencial por barril. Falha de exploração mescla probabilisticamente a probabilidade de falha econômica e o custo de poço seco. A estimativa resultante de volumes, probabilidades de sucesso econômico e falha, participação, e custos de perfuração de exploração pode variar de valor presente potencial positivo a valor potencial negativo. Por exemplo, um valor presente potencial negativo poderia resultar em um

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

prospecto com volume ajustado-TEFS, truncado e pequeno, uma P_e baixa, um valor presente potencial positivo de baixo a moderado por barril de óleo equivalente, e um alto custo de poço exploratório. Consideração de "*failure leg*" para qualquer estimativa de avaliação de exploração é prática padrão da indústria. Uma explicação detalhada das variáveis relevantes e fórmula é apresentada sob a definição de Valor Presente Potencial no Glossário de Termos Probabilísticos anexado a este estudo.

Os TEFS de recursos prospectivos estimados para os prospectos brasileiros e namibianos estão resumidos na Tabela P1. Distribuições log-normais truncadas de valor presente potencial por barril foram utilizadas na simulação. Para cada prospecto, o valor presente potencial médio de entrada por barril de óleo equivalente está resumido na

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela P1. Qualquer atraso no cronograma de desenvolvimento terá impacto negativo sobre o valor presente potencial aqui estimado. Da mesma maneira, quaisquer mudanças nos regulamentos governamentais afetando a produçção potencial de óleo e de gás ou de formações de preços poderá impactar o valor presente potencial estimado.

O valor presente potencial estimado, expresso em milhares de US$ dos recursos prospectivos brutos ajustados-P_e, ajustados-TEFS, truncados atribuíveis à área de licença caso os prospectos tenham sido descobertos e desenvolvidos com sucesso, estão resumidos nas Tabelas 15 e 16.

A aplicação de P_e para estimar os recursos prospectivos ajustados P_e não se iguala a recursos prospectivos e seus valores associados com reservas ou recursos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

contingentes. Quantidades de recursos prospectivos ajustados P_e e seus valores associados não podem ser comparados diretamente a ou agregados a recursos ou reservas contingentes e seus valores associados.

Estimativas de P_e são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. Mudanças futuras nos ambientes fiscal e/ou de infra-estrutura da área podem modificar estes valores significativamente.

Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados serão descobertos. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para produzir qualquer parte dos recursos prospectivos avaliados. As quantidades de gás foram

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

convertidas, de modo determinístico, para barris de óleo equivalente (BOE) empregando 5650 pés cúbicos padrão de gás por barril.

RESUMO e CONCLUSÕES

Recursos prospectivos em 58 prospectos e 6 *leads* foram identificados em vários blocos licenciados em duas bacias do Brasil e da Namíbia. *Leads* não estão incluídos nas estimativas de valor presente potencial. Estimativas de recursos de óleo, gás e condensado prospectivos, bruto e efetivo, para Brasil e Namíbia em 31 de Agosto de 2010, estão resumidas a seguir, expressas em milhares de barris (10^3 bbl) e milhões de pés cúbicos (10^6 ft^3).

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	stimativa Média
Recursos Brutos Prospectivos				
Recursos Prospectivos Brutos de Óleo, 10^3bbl	4.155.424	6.053.174	8.818.129	6.319.703
Recursos Prospectivos Brutos de Gás Não Associado, 10^6ft^3	3.134.777	4.566.405	6.652.238	4.767.467
Recursos Prospectivos Brutos de Gás em solução, 10^6ft^3	1.178.662	2.647.372	5.946.968	3.231.529
Recursos Prospectivos Brutos de Condensado, 10^3bbl	25.680	57.680	129.570	70.408
Recursos Prospectivos Líquidos				
Recursos Prospectivos Líquidos de Óleo, 10^3bbl	3.703.852	5.341.408	7.757.893	5.578.088
Recursos Prospectivos Líquidos de Gás Não Associado, 10^6ft^3	1.724.127	2.511.523	3.658.731	2.622.107
Recursos Prospectivos Líquidos de Gás em solução, 10^6ft^3	1.028.350	2.321.269	5.234.892	2.842.522
Recursos Prospectivos Líquidos de Condensado, 10^3bbl	14.124	31.724	71.264	38.724

Observações:

1. Pg e P_e não foram aplicadas aos volumes nesta tabela.
2. Eficiência de recuperação é aplicada aos recursos prospectivos nesta tabela.
3. Estimativas baixas, melhores e altas nesta tabela são P_{90}, P_{50}, e P_{10} respectivamente.
4. Os recursos prospectivos apresentados acima estão baseados no método de agregação estatística.
5. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados ,serão descobertos. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para produzir qualquer parte

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

dos recursos prospectivos avaliados.

Estimativas de recursos de óleo e gás prospectivos, ajustados-TEFS, líquidos e brutos, para Brasil e Namíbia em 31 de Agosto de 2010, estão resumidas a seguir, expressas em milhares de barris (10^3 bbl) e milhões de pés cúbicos (10^6 ft^3).

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	Estimativa Média
Recursos Prospectivos, Ajustados-TEFS, Truncados Brutos				
Recursos Prospectivos de Óleo, Ajustados-TEFS, Truncados Brutos, 10^3 bbl	3.655.514	5.651.010	8.736.414	5.987.137
Recursos Prospectivos de Gás Não Associado, ajustados-TEFS, Truncados Brutos, $10^6 ft^3$	3.216.900	4.686.033	6.826.508	4.892.362
Recursos Prospectivos, Ajustados-TEFS, Truncados, Líquidos				
Recursos Prospectivos de Óleo, Ajustados-TEFS, Truncados Líquidos, 10^3 bbl	3.194.939	4.906.809	7.541.600	5.174.019
Recursos Prospectivos de Gás Não Associado, ajustados-TEFS, Truncados Líquidos, $10^6 ft^3$	1.769.295	2.577.318	3.754.579	2.690.799

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Observações:

1. Pg e P_e não foram aplicadas aos volumes nesta tabela.
2. Eficiência de recuperação é aplicada aos recursos prospectivos nesta tabela.
3. A aplicação de qualquer fator de risco não iguala recursos prospectivos a reservas ou recursos contingentes.
4. Estimativas baixas, melhores e altas nesta tabela são P_{90}, P_{50}, e P_{10} respectivamente.
5. Os recursos prospectivos apresentados acima estão baseados no método de agregação estatística.
6. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados serão descobertos. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para produzir qualquer parte dos recursos prospectivo avaliados.

Estimativas médias de recursos prospectivos de óleo e gás, ajustados-P_e, ajustados-TEFS, truncados, líquidos e brutos, para Brasil e Namíbia de 31 de Agosto de 2010, estão resumidas a seguir, expressas em milhares de barris (10^3 bbl) e milhões de pés cúbicos (10^6 ft^3).

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

	Estimativa Média
Recursos Prospectivos, Ajustados-P_e, Ajustados-TEFS, Truncados Brutos	
Recursos Prospectivos de Óleo, Ajustados-P_e, Ajustados-TEFS, Truncados Brutos, 10^3 bbl	1.583.886
Recursos Prospectivos de Gás Não Associado, ajustados-P_e, ajustados-TEFS, Truncados Brutos, 10^6 ft^3	1.694.986
Recursos Prospectivos, Ajustados-P_e, Ajustados-TEFS, Truncados Líquidos	
Recursos Prospectivos de Óleo, Ajustados-P_e, Ajustados-TEFS, Truncados Líquidos, 10^3 bbl	1.366.767
Recursos Prospectivos de Gás Não Associado, ajustados-P_e, ajustados-TEFS, Truncados Líquidos, 10^6 ft^3	932.242

Observações:

1. A aplicação de P_e não iguala recursos prospectivos a reservas ou recursos contingentes.
2. Eficiência de recuperação é aplicada aos recursos prospectivos nesta tabela.
3. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados serão descobertos. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para produzir qualquer parte dos recursos prospectivos avaliados.

A seguinte tabela resume o valor presente potencial líquido (vários juros líquidos para HRT) para Brasil e Namíbia que pode ser realizado a partir da

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

produção e venda de recursos prospectivos de óleo e gás, ajustados-Pe, ajustados-TEFS, truncados, de vários prospectos aqui avaliados, utilizando o valor presente potencial por metodologia de volume de recursos prospectivos em 31 de Agosto de 2010, expresso em milhares de dólares dos EUA (10^3 US$):

	Valor Presente Potencial a 10 Por Cento			
	Estimativa Baixa (10^3 U.S.$)	Melhor Estimativa (10^3 U.S.$)	Estimativa Alta (10^3 U.S.$)	Estimativa Média (10^3 U.S.$)
Recursos Prospectivos de Óleo, Ajustados-P_e, Ajustados-TEFS, Truncados Líquidos	5.883.307	9.638.662	15.792.305	10.381.157
Recursos Prospectivos de Gás Não Associado, Ajustados-P_e, ajustados-TEFS, Truncados Líquidos	(208.649)	(44.177)	176.111	(34.783)

Observações:

1. O valor presente potencial estimado de recursos prospectivos não é comparável as estimativas de valor presente de recursos contingentes ou reservas.
2. Estimativas de valor presente potencial para recursos prospectivos não consideram ajustes devido a incertezas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

políticas.

3. Há uma possibilidade de que os prospectos não resultarão em descobertas e desenvolvimento bem-sucedidos, em cujo caso não poderia haver qualquer valor presente positivo.

4. Somas aritméticas são informadas nas tabelas de recursos anexadas a este estudo

5. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados serão descobertos. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para produzir qualquer parte dos recursos prospectivos avaliados.

As diretrizes PRMS sugerem que o método de soma aritmética seja utilizado para agregar quantidades de recursos acima do nível de projeto, propriedade e campo. As quantidades de recursos prospectivos agregados pelo método de soma aritmética para os prospectos avaliados neste estudo são apresentadas nas tabelas de recursos anexadas a este estudo.

Apresentado,

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

DeGOLYER and MacNAUGHTON

Texas Registered Engineering Firm F-716

ASSINADO: 08 de Setembro de 2010

John W. Wallace, P.E.
Vice Presidente Senior
DeGolyer and MacNaughton

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

GLOSSÁRIO de TERMOS PROBABILÍSTICOS

1C – Denota cenário de estimativa baixa de recursos contingentes.

2C – Denota cenário de melhor estimativa de recursos contingentes.

3C – Denota cenário de estimativa alta de recursos contingentes.

Acumulação – O termo acumulação é utilizado para identificar um corpo individual de petróleo móvel. Uma acumulação conhecida (determinada como contendo reservas ou recursos contingentes) deve ter sido penetrada por um poço. O poço deve ter demonstrado claramente a existência de petróleo móvel por vazão até a superfície ou

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

pelo menos alguma recuperação de amostra de petróleo através do poço. Entretanto, dados de testemunho e/ou perfilagem do poço podem estabelecer uma acumulação, desde que haja uma boa analogia a uma acumulação conhecida comparável geologicamente e próxima.

Soma Aritmética – O processo de adicionar um conjunto de números que representa estimativas de quantidades de recursos em nível de reservatório, prospecto ou portfólio. Agregação estatística rende diferentes resultados.

Melhor Estimativa (Mediana) – A melhor estimativa (mediana) é a quantidade P_{50}. P_{50} significa que há uma chance

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

de 50% de que uma quantidade estimada, tal como volume de recursos prospectivos ou valor associado, será igualada ou excedida.

Recursos Contingentes – Aquelas quantidades de petróleo estimado, a partir de uma determinada data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são consideradas atualmente como sendo comercialmente recuperávies devido a uma ou mais contingências.

Com base nestas premissas referentes a condições futuras e seu impacto sobre a viabilidade econômica final, projetos atualmente classificados

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

como Recursos Contingentes podem ser amplamente divididos em três grupos:

Recursos Contingentes Marginais – Aquelas quantidades associadas a projetos tecnicamente viáveis que sejam atualmente econômicos ou planejados para serem econômicos sob aperfeiçoamentos razoavelmente previstos em condições comerciais mas não estão comprometidos para desenvolvimento devido a uma ou mais contingências.

Recursos Contingentes Sub-Marginais – Aquelas quantidades associadas a descobertas para as quais a análise indique que projetos tecnicamente viáveis não seriam econômicos e/ou outras contingências não seriam satisfeitas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

sob aperfeiçoamentos atuais ou razoavelmente previstos em condições comerciais. Estes projetos, no entanto, devem ser retidos no inventário de recursos descobertos com a pendência de mudanças importantes imprevistas em condições comerciais.

Recursos Contingentes Indeterminados – Quando avaliações são tão incompletas que sejam de tal forma prematuras para definir claramente a chance final de comercialização, é aceitável observar que o *status* econômico do projeto é "indeterminado".

Valor Esperado – O valor esperado (EV) é a média ponderada de probabilidade do parâmetro a ser estimado, quando os

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

valores de probabilidade a partir da distribuição de probabilidade são utilizados como fatores de ponderação. Valores de parâmetro (abscissa) e probabilidades (ordenada) são os pares Cartesianos (e.g. volumes recuperáveis brutos e P_{90}), que definem a distribuição de probabilidade. Estes parâmetros são probabilidades ponderadas e somadas para obter o valor esperado resultante. A equação para computar o valor esperado é a seguinte:

$$EV = \sum_{i=1}^{n} (Pi)\ (Vi)$$

onde: P = probabilidade de distribuição de probabilidade, ordenada

V = valor de parâmetro, abscissa

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

i = um valor específico em uma seqüência ordenada de valores

n = o número total de amostras

O valor esperado é a soma algébrica de todos os produtos obtidos pela multiplicação da quantidade de parâmetros e sua probabilidade associada de ocorrência. O valor esperado é algumas vezes chamado de estimativa média ou média estatística. Em uma análise probabilística, o valor esperado é a única quantidade que pode ser tratada aritmeticamente (por adição, subtração, multiplicação ou divisão). Todas as outras quantidades, tais como mediana (P_{50}), modo, P_{90}, e P_{10}, requerem técnicas probabilísticas para escala ou agregação.

A probabilidade associada à média estatística depende da variação da distribuição a partir da qual a média é calculada. A estimativa média é a

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

média estatística (média ponderada de probabilidade), que tem tipicamente uma probabilidade em um âmbito de P_{45} a P_{15}. Portanto, caso uma descoberta bem-sucedida ocorra, a probabilidade da acumulação conter o volume de média estatística ou maior é geralmente entre 45 e 15 por cento.

O valor esperado é a quantidade preferida na utilização da melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos prospectivos. A quantidade P_{90} e P_{10} é geralmente utilizada para estimativas baixas e altas, respectivamente, de recursos prospectivos. Agregação ou escala de quantidades de P_{90}, P_{50}, e P_{10} deve ser feita probabilisticamente, não aritmeticamente.

Fator de Correção Geométrica - O fator de correção geométrica (GCF) é uma correção de ajuste geométrico que leva em conta a relação do

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

contato potencial do fluido com a geometria do reservatório e da trapa. Parâmetros de entrada utilizados para estimar o fator de correção geométrica incluem forma de trapa, razão entre comprimento e largura, espessura potencial de reservatório, e altura potencial da trapa de fechamento (altura de coluna de hidrocarboneto potencial).

Estimativa Alta - A estimativa alta é a quantidade P_{10}. P_{10} significa que há uma chance de 10 por cento de que uma quantidade estimada, tal como volume de recursos prospectivosou valor associado, será igualada ou excedida.

Lead - *Lead* é bem menos definido e requer dados adicionais e/ou avaliação para ser classificado como prospecto. Um exemplo seria um fechamento mal definido mapeado utilizando dados sísmicos regionais esparsos em uma bacia contendo fonte

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

favorável e reservatório(s). Um *lead* pode ou não ser elevado a *status* de prospecto dependendo dos resultados de trabalho técnico adicional. Um *Lead* deve ter uma P_g igual ou menor que 0,05 para refletir a incerteza técnica inerente.

Estimativa Baixa – A estimativa baixa é a quantidade P_{90}. P_{90} significa que há uma chance de 90% de que uma quantidade estimada, tal como volume de recursos prospectivos ou valor associado, será igualada ou excedida.

Estimativa Média – De acordo com as normas da indústria do petróleo, a estimativa média é a média ponderada de probabilidade, que tem tipicamente uma probabilidade em um âmbito de P_{45} a P_{15}, dependendo da variação de volume de recursos prospectivos ou valor associado. Portanto, a probabilidade de um prospecto ou acumulação conter o volume de média ponderada de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

probabilidade ou maior é geralmente entre 45 e 15%. A estimativa média é a estimativa probabilística preferida de volumes de recursos.

Mediana – Mediana é a quantidade P_{50}, onde P_{50} significa que há uma chance de 50 por cento de que uma dada variável (tais como recursos prospectivos, porosidade ou saturação de água) seja igualada ou excedida. A mediana de um conjunto de dados é um número tal que a metade das medições estejam abaixo da mediana e metade esteja acima.

A mediana é uma quantidade aceitável, e uma das preferidas para utilização da melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos prospectivos.

Fator de Risco de Migração – Fator de risco de migração ($P_{migração}$) é definido como a

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

probabilidade de que uma trapa seja anterior ou coincida com a migração de petróleo e que exista rotas de migração laterais e/ou verticais ligando a fonte a trapa.

Modo - O modo (MO) é a quantidade que ocorre com maior freqüência no conjunto de dados e portanto é a quantidade que tem a maior probabilidade de ocorrência. Entretanto, o modo pode não ser unicamente definido, como no caso de distribuições multimodais.

O modo é a quantidade aceitável, mas não apreferida na utilização da melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos prospectivos.

Direito de Participação Líquida - Um acordo de divisão de produção (PSA) ou contrato de divisão de produção (PSC) permite a uma empresa ser

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

reembolsada por sua parte do capital e despesas operacionais e a compartilhar lucros. Os reembolsos e produtos de lucro (menos o imposto sobre lucro extraordinário [EPT]) são convertidos em um volume de barril-equivalente mediante a divisão pelo preço da média ponderada de óleo ou gás. A razão deste volume barril-equivalente e volume bruto é um *direito de participação líquida.* Como tal, o direito de participação resultante pode variar com o preço do produto, custos, tempo de produção e outros fatores.

Estimativa Média ajustada-P_e – A estimativa média ajustada-P_e, ou "estimativa média ajustada a risco econômico" é uma média ponderada de probabilidade das quantidades de hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis caso um portfólio de prospecto seja perfurado, ou caso uma família de prospectos semelhantes tenha sido perfurada. A

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

estimativa média ajustada-P_e é uma quantidade "mesclada". É a estimativa média de incerteza volumétrica, risco econômico (risco) e geológico (Pg). A medida estatística considera e quantifica os resultados de sucesso econômico e fracasso econômico. Conseqüentemente, representa a média ou volumes "econômicos" médios resultantes de exploração e perfuração economicamente viáveis. A melhor estimativa ajustada-P_e é calculada a seguir:

estimativa média ajustada-P_e = P_e x estimativa média

Estimativa Média ajustada-Pg - A estimativa média ajustada-Pg, ou "estimativa média ajustada a risco geológico" é uma média ponderada de probabilidade das quantidades de hidrocarbonetos potencialmente recuperáveis caso um portfólio de prospecto seja perfurado, ou caso uma família de

PAULO FERNANDO SANTOS DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

prospectos semelhantes tenha sido perfurada. A estimativa média ajustada-P_g é uma quantidade "mesclada". É a estimativa média de incerteza volumétrica, risco geológico (risco). Esta medida estatística considera e quantifica os resultados de sucesso geológico e fracasso geológico. Conseqüentemente, representa a média ou resultado "geológico" médio de um programa de exploração e perfuração. A estimativa média ajustada-P_g é calculada a seguir:

estimativa média ajustada-P_g = P_g x estimativa média

Nomenclatura P_n – Este estudo utiliza a convenção de denotar probabilidade com subscrito, representando o maior da distribuição de probabilidade cumulativa. Como tal, a notação P_n indica a probabilidade que haja uma chance *n*-por cento que um insumo específico ou quantidade de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

saída será igualada ou excedida. Por exemplo, P_{90} significa que há uma chance de 90 por cento de que uma variável (tais como recursos prospectivos, porosidade ou saturação de água) seja igualada ou excedida.

Play - Um projeto associado a uma tendência prospectiva de prospectos em potencial, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação a fim de definir *leads* específicos ou prospectos.

Valor Presente Potencial - Valor presente potencial (PPW) é definido como receita líquida futura potencial descontada a 10 por cento composta mensalmente sobre o período esperado de realização. A estimativa é modelada probabilisticamente utilizando distribuições (exceto NRI, uma constante) na seguinte equação:

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

$$PPW_{10} = [(P_e \times EV_t \times NRI \times \frac{PW}{BOE}) - (P_e \times CWCE \times NRI)] - (P_f \times DHC \times NRI)$$

onde: PPW_{10} = valor presente potencial a 10 por cento

P_e = probabilidade de sucesso econômico

EV_t = estimativa média, volume recuperável bruto potencial, truncado, ajustado-TEFS

NRI = juros de rendimento líquido

PW/BOE = valor presente a 10% por barril de óleo equivalente

CWCE = estimativa de custo de poço concluído

P_f = probabilidade de fracasso econômico

DHC = estimativa de custo de poço seco

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Previsibilidade versus Tamanho de Portfólio – O número de prospectos em um portfólio de prospectos influencia a confiabilidade da previsão dos resultados de perfuração. A relação entre previsibilidade *versus* tamanho de portfólio (PPS) também é conhecida na literatura da indústria do petróleo como *"Gambler's Ruin"* [algo como Ruína do Apostador ou Jogador, literalmente]. A relação entre probabilidade e tamanho de portfólio é descrita pela equação de probabilidade binomial dada a seguir:

$$P_x^n = (C_x^n)(p)^x(1-p)^{n-x}$$

onde: P_x^n = a probabilidade de x sucessos em *n* tentativas

C_x^n = o número de formas mutuamente exclusivas que x sucessos possam ser arranjados em *n* tentativas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

p = a probabilidade de sucesso para uma dada tentativa (para exploração de petróleo, isto é Pg)

x = o número de sucessos (e.g., o número de descobertas)

n = o número de tentativas (e.g., o número de poços a serem perfurados)

Observação: Para o caso de *n* poços secos sucessivos, $C_x^{\ n}$ e p cada uma igual a 1, para que a probabilidade de fracasso seja a quantidade (1-p) aumentada até o número de tentativas.

Probabilidade de Sucesso Econômico - A probabilidade de sucesso econômico (P_e) é definida como a probabilidade de que uma dada descoberta será economicamente viável. Leva em conta P_g, TEFS, P_{TEFS}, custos de capital, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise de fluxo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO
Rio de Janeiro

de caixa descontado) e outros fatores econômicos e comerciais. P_e é calculada a seguir:

$$P_e = P_g \times P_{TEFS}$$

Probabilidade de Sucesso Geológico - A probabilidade de sucesso geológico (P_g) é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios com vazão de petróleo a uma taxa mensurável. P_g é estimada mediante a quantificação da probabilidade de cada um dos seguintes fatores de risco geológico individuais: trapa, fonte, reservatório e migração. O produto das probabilidades destes quatro fatores de risco é P_g.

Probabilidade de TEFS - A probabilidade de limite econômico para tamanho de campo (P_{TEFS}) é definida como a probabilidade de descoberta de uma acumulação que seja grande o suficiente para

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ser economicamente viável. P_{TEFS} é estimada mediante a utilização da distribuição de volumes recuperáveis de recursos prospectivos em conjunto com TEFS. A probabilidade associada a TEFS pode ser determinada graficamente a partir da distribuição de volumes recuperáveis brutos prospectivos.

Prospecto - Um prospecto é uma acumulação potencial que seja suficientemente bem definida como sendo um alvo de perfuração viável. Para um prospecto, existem dados suficientes e análises para identificar e quantificar as incertezas técnicas, para determinar variações razoáveis de fatores de risco geológicos e parâmetros petrofísicos e de engenharia e para estimar recursos prospectivos. Além disso, um alvo de perfuração viável requer que 70 por cento da área de produção potencial mediana esteja

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

localizada no bloco ou área de licença de participação.

Recursos Prospectivos – Tais quantidades de petróleo que são estimadas a partir de uma certa data, como sendo potencialmente recuperáveis de acumulações não descobertas por aplicação de projetos de desenvolvimento futuros.

Fator de Risco de Reservatório – O fator de risco de reservatório ($P_{reservatório}$) é definido como a probabilidade associada à presença de rocha de qualidade de reservatório permeável e porosa.

Fator de Risco de Fonte – O fator de risco de fonte (P_{fonte}) é definido como a probabilidade associada à presença de rocha fonte de hidrocarbonetos demasiadamente rica, de volume

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

suficiente, e na posição espacial adequada para carregar a área ou as áreas prospectivas.

Desvio Padrão – Desvio padrão (SD) é uma medida de extensão de distribuição. É a raiz quadrada positiva da variação. A variação é a soma da distância quadrada da média de todos os valores possíveis. Já que as unidades de desvio padrão são as mesmas que aquelas do conjunto de amostras, é a medida mais prática de extensão de população.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \mu)^2}{n-1}}$$

onde: σ = desvio padrão
σ^2 = variação
n = tamanho de amostra
x_i = valor em conjunto de dados
μ = média de conjunto de amostras

Agregação Estatística – O processo de agregar probabilisticamente distribuições que

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

representam estimativas de quantidades de recursos em nível de reservatório, prospecto ou portfólio. A soma aritmética produz resultados diferentes.

Limite Econômico para Tamanho de Campo – O limite econômico para tamanho de campo (TEFS) é o valor mínimo do petróleo produzível exigido para recuperar o capital total e despesa operacional utilizados para estabelecer a acumulação potencial como tendo valor presente potencial igual a zero.

Fator de Risco de Trapa – O fator de risco de trapa (P_{trap}) é definido como a probabilidade associada à presença de fechamento estrutural e/ou configuração de trapa estratigráfica com vedações laterais e verticais competentes, e a falta de quaisquer eventos ou quebras de integridade de vedação pós-migração.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Estimativa Média Truncada – A estimativa média truncada é o valor esperado resultante calculado a partir da truncagem da distribuição de recursos pelo limite econômico para tamanho de campo. Esta distribuição truncada produz um novo conjunto de métricas estatísticas.

Variância – A variância (σ^2) é a medida de quanta distribuição é propagada a partir da média. A variância soma a distância quadrada da média de todos os valores possíveis de x. A variância tem unidades que são unidades quadradas de x. A utilização destas unidades limita o valor intuitivo de variância.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \mu)^2}{n-1}$$

onde: σ^2 = variância

n = tamanho de amostra

x_i = valor em conjunto de dados

μ = média de conjunto de amostras

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA P1
RESUMO DE PORTIFOLIO DE PROSPECTO,
31 de agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PONTOS DE PROSPECTOS/LEADS
DE ÓLEO E GÁS
em
VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
NO BRASIL e NAMÍBIA.

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

Prospecto/ Lead	País	Bacia	Licença Bloco	Proprietário (decimal)	Potencial médio estatístico valor presente por BOE (U.S. $/BOE)	Estimativa custo poço (U.S.$)	Data perfuração (ano)	Fluido potencial do Prospecto	Profundidade Zona Alvo (metros)	Profundidade água (metros)	Limite campo econômico Tamanho (10⁶ BOE)
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	SOL-T-148	0,550	14,980	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	0,550	12,280	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	0,550	8,950	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	0,550	13,820	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	0,550	13,200	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-172-1	Brasil	Solimões	SOL-T-172	0,550	14,350	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-172-2	Brasil	Solimões	SOL-T-172	0,550	14,790	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-172-3	Brasil	Solimões	SOL-T-172	0,550	11,530	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-196-1	Brasil	Solimões	SOL-T-196	0,550	8,970	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-218-1	Brasil	Solimões	SOL-T-218	0,550	6,460	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-174-1	Brasil	Solimões	SOL-T-174	0,550	10,740	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-216-1	Brasil	Solimões	SOL-T-216	0,550	11,900	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-216-2	Brasil	Solimões	SOL-T-216	0,550	8,700	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-217-1 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-217	0,550	-	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-194-1	Brasil	Solimões	SOL-T-194	0,550	13,630	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-194-2	Brasil	Solimões	SOL-T-194	0,550	11,740	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-151-1	Brasil	Solimões	SOL-T-151	0,550	8,630	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-151-2	Brasil	Solimões	SOL-T-151	0,550	9,390	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	12,140	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	10,290	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	9,040	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	10,060	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-GUA	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	14,150	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-TAQ	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	14,500	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	13,450	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	15,020	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	15,260	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-4	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	14,690	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	0,550	9,860	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	8,720	15.000.000	2011-2014	Óleo	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	0,550	0,400	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	0,530	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	0,440	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	0,390	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	0,580	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-168-1	Brasil	Solimões	SOL-T-168	0,550	0,970	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-168-2	Brasil	Solimões	SOL-T-168	0,550	0,640	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-168-3	Brasil	Solimões	SOL-T-168	0,550	1,190	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-168-4	Brasil	Solimões	SOL-T-168	0,550	0,630	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-191-1	Brasil	Solimões	SOL-T-191	0,550	0,560	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-191-2	Brasil	Solimões	SOL-T-191	0,550	0,220	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-191-3	Brasil	Solimões	SOL-T-191	0,550	0,160	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-191-4	Brasil	Solimões	SOL-T-191	0,550	0,330	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-214-1 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	0,550	-	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-214-2 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	0,550	-	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-214-3 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	0,550	-	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	0,550	1,970	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	P-SOL-148	0,550	1,840	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-194-IMA	Brasil	Solimões	P-SOL-194	0,550	1,850	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	0,550	0,210	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	0,550	0,630	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	0,550	0,330	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-148	0,550	0,490	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	1,950	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	1,660	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	0,550	1,810	15.000.000	2011-2014	Gas	1.000-3.000	-	6.000
Grotsch	Namibia	Walvis	2112-B	1,000	8,020	60.000.000	2013	Óleo	2.000-6.000	345	80.000
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	1,000	7,720	60.000.000	2014	Óleo	2.000-6.000	520	80.000
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	1,000	8,010	60.000.000	2014	Óleo	2.000-6.000	620	80.000
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	1,000	7,810	60.000.000	2012	Óleo	2.000-6.000	350	80.000
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	1,000	8,550	60.000.000	2014	Óleo	2.000-6.000	300	80.000
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	1,000	8,700	60.000.000	2013	Óleo	2.000-6.000	1190	80.000
Kokanee(Lead)	Namibia	Walvis	2112-B	1,000	-	60.000.000	2015	Óleo	2.000-6.000	1630	80.000
Bohemia (Lead)	Namibia	Walvis	2212-A	1,000	-	60.000.000	2015	Óleo	2.000-6.000	330	80.000

PAULO FERNANDO S DE LAGREVE - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 1
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS BRUTOS DE ÓLEO
de
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para ÓLEO em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Sumário Prospectivo de Recursos Brutos de Óleo					
								Probabilidade	
Prospecto/Lead	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Média (10^3bbl)	de Êxito Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Média Pg-Ajustada (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	SOL-T-148	8.270	21.068	52.094	27.299	0,350	9.555
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	39.948	90.598	198.621	106.548	0,287	30.585
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	25.225	55.054	109.888	62.861	0,266	16.691
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	22.325	48.692	105.802	57.443	0,312	17.944
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	17.773	39.238	81.072	46.402	0,313	14.521
P-SOL-172-1	Brasil	Solimões	SOL-T-172	11.483	29.982	76.537	38.771	0,420	16.284
P-SOL-172-2	Brasil	Solimões	SOL-T-172	7.492	22.712	61.239	30.113	0,490	14.755
P-SOL-172-3	Brasil	Solimões	SOL-T-172	25.633	56.718	124.049	68.540	0,358	24.536
P-SOL-196-1	Brasil	Solimões	SOL-T-196	20.799	58.561	154.424	76.830	0,350	26.891
P-SOL-218-1	Brasil	Solimões	SOL-T-218	53.665	159.680	424.975	208.787	0,350	73.075
P-SOL-174-1	Brasil	Solimões	SOL-T-174	17.010	46.962	119.133	59.767	0,350	20.919
P-SOL-216-1	Brasil	Solimões	SOL-T-216	5.614	14.658	37.418	18.955	0,350	6.634
P-SOL-216-2	Brasil	Solimões	SOL-T-216	30.601	86.159	227.198	113.038	0,350	39.563
P-SOL-217-1 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-217	33.717	89.708	238.603	117.142	0,050	5.857
P-SOL-194-1	Brasil	Solimões	SOL-T-194	7.818	21.727	55.056	27.768	0,350	9.719
P-SOL-194-2	Brasil	Solimões	SOL-T-194	6.656	18.377	46.617	23.387	0,350	8.186
P-SOL-151-1	Brasil	Solimões	SOL-T-151	24.318	68.772	178.297	89.183	0,420	37.457
P-SOL-151-2	Brasil	Solimões	SOL-T-151	16.483	49.967	134.727	66.249	0,420	27.825
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	3.778	10.786	31.812	14.938	0,162	2.420
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	6.546	19.746	55.802	26.410	0,162	4.278
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	15.992	48.340	131.897	64.210	0,162	10.402
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	12.334	36.617	102.701	49.838	0,162	8.074
P-SOL-170-GUA	Brasil	Solimões	SOL-T-170	11.999	34.954	86.406	43.311	0,162	7.016
P-SOL-170-TAQ	Brasil	Solimões	SOL-T-170	7.226	20.378	49.159	25.193	0,162	4.081
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	8.250	24.579	57.082	29.558	0,162	4.788
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	5.623	16.178	39.257	19.643	0,162	3.182
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	1.160	3.443	9.656	4.686	0,162	759
P-SOL-170-4	Brasil	Solimões	SOL-T-170	1.681	5.611	16.803	7.906	0,162	1.281
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	38.661	90.489	207.199	110.792	0,153	16.926
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	2.865	9.301	26.236	12.466	0,162	2.019
Somatório Aritmético Solimões				490.945	1.299.055	3.239.760	1.648.034	0,283	466.223
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	63.639	201.455	600.201	281.934	0,274	77.363
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	86.135	268.693	809.743	383.757	0,269	103.154
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	51.772	167.297	517.553	237.230	0,269	63.767
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	625.113	1.236.307	2.580.634	1.482.996	0,254	375.990
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	116.566	252.104	519.778	293.565	0,288	84.547
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	286.652	636.158	1.351.770	763.389	0,336	256.499
Kokanee (Lead)	Namibia	Walvis	2112-B	280.800	806.500	2.195.208	1.081.757	0,050	54.088
Bohemia (Lead)	Namibia	Walvis	2212-A	31.363	103.915	310.839	147.041	0,050	7.352
Somatório Aritmético Namíbia				1.542.040	3.672.429	8.885.726	4.671.669	0,219	1.022.760
Composto Estatístico				**4.155.424**	**6.053.174**	**8.818.129**	**6.319.703**	**0,236**	**1.488.983**
Soma Aritmética				2.032.985	4.971.484	12.125.486	6.319.703	0,236	1.488.983

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados.
5. O Pg é definido como probabilidade da descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 2
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDOS DE ÓLEO
de
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para ÓLEO em VÁRIOS BLOCOS NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Sumário de Recursos Prospectivos Líquido de Óleo					
Prospecto/Lead	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Média (10^3bbl)	Probabilidade de Êxito Geológico, Pg (DECIMAL)	Estimativa Média Pg-Ajustada (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	SOL-T-148	4.549	11.587	28.652	15.014	0,350	5.255
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	21.971	49.829	109.242	58.601	0,287	16.822
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	13.874	30.280	69.438	34.574	0,266	9.180
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	12.279	26.781	58.191	31.594	0,312	9.869
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	9.775	21.581	44.590	25.521	0,313	7.987
P-SOL-172-1	Brasil	Solimões	SOL-T-172	6.316	16.490	42.095	21.324	0,420	8.956
P-SOL-172-2	Brasil	Solimões	SOL-T-172	4.121	12.492	33.681	16.562	0,490	8.115
P-SOL-172-3	Brasil	Solimões	SOL-T-172	14.098	31.195	68.227	37.697	0,358	13.495
P-SOL-196-1	Brasil	Solimões	SOL-T-196	11.439	32.209	84.933	42.257	0,350	14.790
P-SOL-218-1	Brasil	Solimões	SOL-T-218	29.516	87.824	233.736	114.833	0,350	40.191
P-SOL-174-1	Brasil	Solimões	SOL-T-174	9.356	25.829	65.523	32.872	0,350	11.505
P-SOL-216-1	Brasil	Solimões	SOL-T-216	3.088	8.062	20.580	10.425	0,350	3.649
P-SOL-216-2	Brasil	Solimões	SOL-T-216	16.831	47.387	124.959	62.171	0,350	21.760
P-SOL-217-1 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-217	18.544	49.339	131.232	64.428	0,050	3.221
P-SOL-194-1	Brasil	Solimões	SOL-T-194	4.300	11.950	30.281	15.272	0,350	5.345
P-SOL-194-2	Brasil	Solimões	SOL-T-194	3.661	10.107	25.639	12.863	0,350	4.502
P-SOL-151-1	Brasil	Solimões	SOL-T-151	13.375	37.825	98.063	49.051	0,420	20.601
P-SOL-151-2	Brasil	Solimões	SOL-T-151	9.066	27.482	74.100	36.437	0,420	15.304
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	2.078	5.932	17.497	8.216	0,162	1.331
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	3.600	10.860	30.691	14.526	0,162	2.353
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	8.796	26.587	72.543	35.316	0,162	5.721
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	6.784	20.139	56.486	27.411	0,162	4.441
P-SOL-170-GUA	Brasil	Solimões	SOL-T-170	6.599	19.225	47.523	23.821	0,162	3.859
P-SOL-170-TAQ	Brasil	Solimões	SOL-T-170	3.974	11.208	27.037	13.856	0,162	2.245
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	4.538	13.518	31.395	16.257	0,162	2.633
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	3.093	8.898	21.591	10.804	0,162	1.750
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	638	1.894	5.311	2.577	0,162	417
P-SOL-170-4	Brasil	Solimões	SOL-T-170	925	3.086	9.242	4.348	0,162	705
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	21.264	49.769	113.959	60.936	0,153	9.309
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	1.576	5.116	14.430	6.856	0,162	1.110
Somatório Aritmético Solimões				270.020	714.480	1.781.868	906.419	0,283	256.423
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	63.639	201.455	600.201	281.934	0,274	77.363
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	86.135	268.693	809.743	383.757	0,269	103.154
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	51.772	167.297	517.553	237.230	0,269	63.767
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	625.113	1.236.307	2.580.634	1.482.996	0,254	375.990
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	116.566	252.104	519.778	293.565	0,288	84.547
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	286.652	636.158	1.351.770	763.389	0,336	256.499
Kokanee (Lead)	Namibia	Walvis	2112-B	280.800	806.500	2.195.208	1.081.757	0,050	54.088
Bohemia (Lead)	Namibia	Walvis	2212-A	31.363	103.915	310.839	147.041	0,050	7.352
Somatório Aritmético Namíbia				1.542.040	3.672.429	8.885.726	4.671.669	0,219	1.022.760
Composto Estatístico				**3.703.852**	**5.341.408**	**7.757.893**	**5.578.088**	**0,229**	**1.279.183**
Soma Aritmética				1.812.060	4.386.909	10.667.594	5.578.088	0,229	1.279.183

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados.
5. O Pg é definido como probabilidade da descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 3
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS BRUTOS DE GÁS
de
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Sumário de Recursos Prospectivos Brutos de Gás					
Prospecto/Lead	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa ($10^6 ft^3$)	Melhor Estimativa ($10^6 ft^3$)	Estimativa Alta ($10^6 ft^3$)	Estimativa Média ($10^6 ft^3$)	Probabilidade de Êxito Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Média Pg-Ajustada ($10^6 ft^3$)
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	285.765	589.455	1.272.408	691.096	0,560	387.013
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	51.079	109.241	219.771	125.316	0,316	39.541
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	111.761	242.841	460.322	272.065	0,420	114.156
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	246.024	492.621	962.844	558.526	0,467	260.894
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	51.330	109.882	224.151	125.811	0,314	39.495
P-SOL-168-1	Brasil	Solimões	SOL-T-168	291.110	586.507	1.230.215	683.686	0,350	239.290
P-SOL-168-2	Brasil	Solimões	SOL-T-168	30.105	82.338	194.564	99.331	0,420	41.719
P-SOL-168-3	Brasil	Solimões	SOL-T-168	97.442	221.173	443.457	254.595	0,312	79.461
P-SOL-168-4	Brasil	Solimões	SOL-T-168	138.738	349.777	820.252	423.772	0,420	177.984
P-SOL-191-1	Brasil	Solimões	SOL-T-191	30.680	85.554	196.882	102.323	0,420	42.976
P-SOL-191-2	Brasil	Solimões	SOL-T-191	21.879	53.242	132.207	66.538	0,350	23.288
P-SOL-191-3	Brasil	Solimões	SOL-T-191	40.272	105.309	246.843	127.026	0,385	48.905
P-SOL-191-4	Brasil	Solimões	SOL-T-191	8.481	23.823	54.799	28.109	0,385	10.822
P-SOL-214-1 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	114.244	288.024	675.438	348.955	0,050	17.448
P-SOL-214-2 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	54.170	146.606	338.235	175.099	0,050	8.755
P-SOL-214-3 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	24.827	60.416	150.021	75.503	0,050	3.775
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	28.727	81.071	188.589	95.792	0,315	30.174
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	P-SOL-148	6.098	17.329	40.661	20.764	0,315	6.541
P-SOL-194-IMA	Brasil	Solimões	P-SOL-194	7.019	18.382	43.392	22.292	0,315	7.022
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	24.309	58.382	149.397	73.829	0,300	22.149
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	9.214	26.004	60.491	30.726	0,300	9.218
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	8.484	24.110	56.573	28.889	0,315	9.100
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	3.931	10.294	24.300	12.483	0,315	3.932
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	80.993	167.259	333.089	190.869	0,245	46.763
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	33.188	69.881	145.578	80.061	0,375	30.052
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	22.564	46.629	96.288	54.012	0,382	20.615
Composto Estatístico				**3.134.777**	**4.566.405**	**6.652.238**	**4.767.467**	**0,361**	**1.721.088**
Soma Aritmética				1.822.434	4.066.150	8.762.767	4.767.467	0,361	1.721.088

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados
5. O Pg é definido como probabilidade da descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 4
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDO DE GÁS
de
31 de agosto de 2010
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Sumário de Recursos Prospectivos Líquidos de Gás					
Prospecto/Lead	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa ($10^6 ft^3$)	Melhor Estimativa ($10^6 ft^3$)	Estimativa Alta ($10^6 ft^3$)	Estimativa Média ($10^6 ft^3$)	Probabilidade de Êxito Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Média Pg-Ajustada ($10^6 ft^3$)
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	157.171	324.200	699.824	380.102	0,560	212.857
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	28.093	60.083	120.874	68.924	0,316	21.748
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	61.469	133.563	253.177	149.636	0,420	62.786
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	135.313	270.942	529.564	307.189	0,467	143.492
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	28.232	60.435	123.283	69.196	0,314	21.722
P-SOL-168-1	Brasil	Solimões	SOL-T-168	160.111	322.579	676.618	376.027	0,350	131.610
P-SOL-168-2	Brasil	Solimões	SOL-T-168	16.558	45.286	107.010	54.632	0,420	22.945
P-SOL-168-3	Brasil	Solimões	SOL-T-168	53.593	121.645	243.901	140.027	0,312	43.704
P-SOL-168-4	Brasil	Solimões	SOL-T-168	76.306	192.377	451.139	233.075	0,420	97.891
P-SOL-191-1	Brasil	Solimões	SOL-T-191	16.874	47.055	109.385	56.278	0,420	23.637
P-SOL-191-2	Brasil	Solimões	SOL-T-191	12.033	29.283	72.714	36.596	0,350	12.808
P-SOL-191-3	Brasil	Solimões	SOL-T-191	22.150	57.920	135.764	69.864	0,385	26.898
P-SOL-191-4	Brasil	Solimões	SOL-T-191	4.665	13.103	30.139	15.460	0,385	5.952
P-SOL-214-1 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	62.834	158.413	371.491	191.925	0,050	9.596
P-SOL-214-2 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	29.794	80.633	186.029	96.304	0,050	4.815
P-SOL-214-3 (Lead)	Brasil	Solimões	SOL-T-214	13.655	33.229	82.512	41.527	0,050	2.076
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	15.800	44.589	103.724	52.686	0,315	16.596
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	P-SOL-148	3.354	9.531	22.364	11.420	0,315	3.598
P-SOL-194-IMA	Brasil	Solimões	P-SOL-194	3.860	10.110	23.866	12.261	0,315	3.862
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	13.370	32.110	82.168	40.606	0,300	12.182
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	5.068	14.302	33.270	16.899	0,300	5.070
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	4.666	13.261	31.115	15.889	0,315	5.005
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	2.162	5.662	13.365	6.866	0,315	2.163
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	44.546	91.992	183.199	104.978	0,245	25.720
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	18.253	38.435	80.068	44.034	0,375	16.529
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	12.410	25.646	52.958	29.707	0,382	11.338
Composto Estatístico				**1.724.127**	**2.511.523**	**3.658.731**	**2.622.107**	**0,361**	**946.598**
Soma Aritimética				1.002.339	2.236.383	4.819.522	2.622.107	0,361	946.598

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados
5. O Pg é definido como probabilidade da descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 5
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS BRUTOS DE GÁS EM SOLUÇÃO
em
31 de agosto de 2010
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para ÓLEO em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Sumário Recursos Prospectivos Brutos de Gás em Solução					
Prospecto/Lead	Objetivo	Bacia	Licença	Estimativa Baixa ($10^9 ft^3$)	Melhor Estimativa ($10^9 ft^3$)	Estimativa Alta ($10^9 ft^3$)	Estimativa Média ($10^9 ft^3$)	Probabilidade de Êxito Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Média Pg-Ajustada ($10^9 ft^3$)
P-SOL-148-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-148	2.091	9.507	33.479	14.717	0,350	5.151
P-SOL-149-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	4.938	25.627	79.147	37.482	0,350	13.119
P-SOL-149-1	Devonian	Solimões	SOL-T-149	2.153	11.247	37.870	16.690	0,162	2.702
P-SOL-149-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	2.155	11.167	42.825	17.921	0,350	6.273
P-SOL-149-2	Devonian	Solimões	SOL-T-149	1.547	7.866	33.818	13.981	0,162	2.265
P-SOL-149-3	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	2.985	16.558	58.941	25.399	0,350	8.890
P-SOL-149-3	Devonian	Solimões	SOL-T-149	561	3.634	13.517	5.800	0,162	940
P-SOL-149-4	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	3.020	13.951	45.357	19.755	0,350	6.914
P-SOL-149-4	Devonian	Solimões	SOL-T-149	670	2.991	12.025	4.987	0,162	808
P-SOL-172-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-172	3.145	12.572	44.597	19.725	0,420	8.285
P-SOL-172-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-172	1.772	9.578	36.579	15.688	0,490	7.687
P-SOL-172-3	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-172	3.444	17.033	64.863	27.615	0,420	11.598
P-SOL-172-3	Devonian	Solimões	SOL-T-172	939	5.103	19.067	8.415	0,162	1.363
P-SOL-196-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-196	4.851	25.117	91.714	40.045	0,350	14.016
P-SOL-218-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-218	12.424	66.963	263.849	110.765	0,350	38.768
P-SOL-174-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-174	3.960	20.049	71.340	31.551	0,350	11.043
P-SOL-216-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-216	1.538	6.146	21.803	9.644	0,350	3.375
P-SOL-216-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-216	7.152	36.953	134.936	58.916	0,350	20.621
P-SOL-217-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-217	7.748	38.324	145.942	62.133	0,050	3.107
P-SOL-194-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-194	1.909	9.410	31.659	14.444	0,350	5.055
P-SOL-194-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-194	1.550	7.845	27.916	12.348	0,350	4.321
P-SOL-151-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-151	6.273	28.545	103.763	45.343	0,420	19.044
P-SOL-151-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-151	3.899	21.071	80.474	34.513	0,420	14.496
P-SOL-169-1	Devonian	Solimões	SOL-T-169	975	4.588	18.861	7.927	0,162	1.284
P-SOL-169-2	Devonian	Solimões	SOL-T-169	1.666	8.569	31.574	13.759	0,162	2.229
P-SOL-169-3	Devonian	Solimões	SOL-T-169	3.738	20.485	78.366	33.938	0,162	5.498
P-SOL-169-5	Devonian	Solimões	SOL-T-169	3.557	15.944	59.283	26.200	0,162	4.244
P-SOL-170-GUA	Devonian	Solimões	SOL-T-170	3.078	15.345	52.204	23.302	0,162	3.775
P-SOL-170-TAQ	Devonian	Solimões	SOL-T-170	1.761	9.266	32.266	13.828	0,162	2.240
P-SOL-170-1	Devonian	Solimões	SOL-T-170	2.178	10.887	35.698	15.889	0,162	2.574
P-SOL-170-2	Devonian	Solimões	SOL-T-170	1.404	7.217	23.725	10.717	0,162	1.736
P-SOL-170-3	Devonian	Solimões	SOL-T-170	300	1.418	5.455	2.378	0,162	385
P-SOL-170-4	Devonian	Solimões	SOL-T-170	425	2.423	9.643	4.131	0,162	669
P-SOL-192-1	Devonian	Solimões	SOL-T-192	3.359	22.226	92.953	38.709	0,162	6.271
P-SOL-192-1	Devonian Strat Pinchout	Solimões	SOL-T-192	1.976	11.452	43.772	19.323	0,135	2.609
P-SOL-169-4	Devonian	Solimões	SOL-T-169	723	4.014	14.854	6.494	0,162	1.052
Somatório Aritmético Solimões				106.375	541.201	1.993.257	864.460	0,283	244.407
Kokanee (Lead)	Aptian	Walvis	2112-B	72.407	338.435	1.256.482	549.555	0,050	27.478
Bohemia (Lead)	Albian	Walvis	2212-A	7.533	43.922	177.202	75.897	0,050	3.664
Grolsch	Aptian	Walvis	2112-B	12.945	81.306	350.477	145.865	0,274	40.026
Kilkenny	Aptian	Walvis	2112-B,2212-A	18.497	113.326	474.360	193.489	0,269	52.010
Duvel	Santonian	Walvis	2112-B	10.537	65.262	282.289	121.901	0,269	32.767
Windhoek	Tertiary	Walvis	2112-B, 2212-A	14.321	62.231	232.091	102.639	0,280	28.739
Windhoek	Albian	Walvis	2112-B, 2212-A	56.693	329.510	1.188.220	514.180	0,240	123.403
Windhoek	Aptian	Walvis	2112-B, 2212-A	14.305	74.035	294.542	120.543	0,288	34.716
Guiness	Santonian	Walvis	2112-B	7.555	44.491	180.402	77.981	0,288	22.459
Guiness	Aptian	Walvis	2112-B	8.414	44.449	172.269	72.971	0,288	21.016
Negra Modelo	Santonian	Walvis	2212-A	17.324	90.543	373.858	158.644	0,336	53.372
Negra Modelo	Aptian	Walvis	2212-A	28.354	148.401	515.692	232.213	0,336	78.023
Somatório Aritmético Namibia				268.985	1.435.911	5.497.834	2.367.069	0,219	517.853
Composto Estatístico				**1.178.662**	**2.647.372**	**5.946.968**	**3.231.529**	**0,236**	**762.260**
Soma Aritmética				375.360	1.977.112	7.491.091	3.231.529	0,236	762.260

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados
5. O Pg é definido como probabilidade da descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LAGERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 6
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDOS DE GÁS EM SOLUÇÃO
em
31 de agosto de 2010
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para ÓLEO em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer MacNaughton F-716

				Sumário de Recursos Prospectivos Líquidos de Gás em Solução					
Prospecto/Lead	Objetivo	Bacia	Licença	Estimativa Baixa ($10^9 m^3$)	Melhor Estimativa ($10^9 m^3$)	Estimativa Alta ($10^9 m^3$)	Estimativa Média ($10^9 m^3$)	Probabilidade de Êxito Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Média Pg-Ajustada ($10^9 m^3$)
P-SOL-148-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-148	1.150	5.284	18.413	8.094	0,350	2.833
P-SOL-149-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	2.716	14.095	43.531	20.615	0,350	7.215
P-SOL-149-1	Devonian	Solimões	SOL-T-149	1.184	6.196	20.829	9.174	0,162	1.486
P-SOL-149-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	1.165	6.136	23.564	9.857	0,350	3.450
P-SOL-149-2	Devonian	Solimões	SOL-T-149	851	4.326	18.600	7.590	0,162	1.246
P-SOL-149-3	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	1.642	9.107	31.923	13.969	0,350	4.890
P-SOL-149-3	Devonian	Solimões	SOL-T-149	389	1.999	7.434	3.190	0,162	517
P-SOL-149-4	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-149	1.661	7.673	24.946	10.855	0,350	3.803
P-SOL-149-4	Devonian	Solimões	SOL-T-149	369	1.645	6.614	2.743	0,162	444
P-SOL-172-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-172	1.730	8.915	24.528	10.849	0,420	4.557
P-SOL-172-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-172	975	5.268	20.118	8.628	0,490	4.228
P-SOL-172-3	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-172	1.894	9.368	35.675	15.188	0,420	6.379
P-SOL-172-3	Devonian	Solimões	SOL-T-172	516	2.807	10.487	4.628	0,162	750
P-SOL-196-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-196	2.574	13.814	50.443	22.025	0,350	7.709
P-SOL-218-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-218	6.933	36.841	145.117	60.921	0,350	21.322
P-SOL-174-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-174	2.178	11.027	39.237	17.353	0,350	6.074
P-SOL-216-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-216	846	3.380	11.992	5.304	0,350	1.856
P-SOL-216-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-216	3.934	20.324	74.215	32.404	0,350	11.342
P-SOL-217-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-217	4.261	21.076	80.268	34.173	0,050	1.709
P-SOL-194-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-194	1.050	5.176	17.412	7.944	0,350	2.780
P-SOL-194-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-194	853	4.315	15.354	6.799	0,350	2.377
P-SOL-151-1	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-151	3.450	15.700	57.070	24.939	0,420	10.474
P-SOL-151-2	Lower Jurua	Solimões	SOL-T-151	2.144	11.589	44.261	18.982	0,420	7.973
P-SOL-169-1	Devonian	Solimões	SOL-T-169	481	2.523	10.374	4.360	0,162	706
P-SOL-169-2	Devonian	Solimões	SOL-T-169	916	4.713	17.366	7.567	0,162	1.226
P-SOL-169-3	Devonian	Solimões	SOL-T-169	2.056	11.267	43.101	18.655	0,162	3.024
P-SOL-169-5	Devonian	Solimões	SOL-T-169	1.956	8.769	32.606	14.410	0,162	2.334
P-SOL-170-GUA	Devonian	Solimões	SOL-T-170	1.693	8.440	28.712	12.816	0,162	2.076
P-SOL-170-TAQ	Devonian	Solimões	SOL-T-170	969	5.096	17.758	7.605	0,162	1.232
P-SOL-170-1	Devonian	Solimões	SOL-T-170	1.198	5.988	19.634	8.739	0,162	1.416
P-SOL-170-2	Devonian	Solimões	SOL-T-170	772	3.969	13.049	5.894	0,162	955
P-SOL-170-3	Devonian	Solimões	SOL-T-170	165	780	3.000	1.308	0,162	212
P-SOL-170-4	Devonian	Solimões	SOL-T-170	234	1.333	5.304	2.272	0,162	368
P-SOL-192-1	Devonian	Solimões	SOL-T-192	2.177	12.224	51.124	21.290	0,162	3.449
P-SOL-192-1	Devonian Strat Pinchout	Solimões	SOL-T-192	1.067	6.299	24.075	10.628	0,135	1.435
P-SOL-169-4	Devonian	Solimões	SOL-T-169	398	2.208	8.170	3.572	0,162	579
Somatório Aritmético Solimões				58.506	297.661	1.096.291	475.453	0,283	134.424
Kokanee (Lead)	Aptian	Walvis	2112-B	72.407	338.435	1.256.482	549.555	0,050	27.478
Bohemia (Lead)	Albian	Walvis	2212-A	7.633	43.922	177.202	76.887	0,050	3.844
Groisch	Aptian	Walvis	2112-B	12.845	81.306	350.477	145.666	0,274	40.026
Kilkenny	Aptian	Walvis	2112-B,2212-A	18.497	113.326	474.300	193.489	0,269	52.010
Duvel	Santonian	Walvis	2112-B	10.637	65.262	282.299	121.901	0,269	32.767
Windhoek	Tertiary	Walvis	2112-B, 2212-A	14.321	82.231	332.091	102.639	0,280	28.739
Windhoek	Albian	Walvis	2112-B, 2212-A	56.633	329.510	1.188.220	514.180	0,240	123.403
Windhoek	Aptian	Walvis	2112-B, 2212-A	14.305	74.035	294.542	120.543	0,288	34.716
Guiness	Santonian	Walvis	2112-B	7.555	44.491	180.402	77.991	0,288	22.459
Guiness	Aptian	Walvis	2112-B	8.414	44.449	172.269	72.971	0,288	21.016
Negra Modelo	Santonian	Walvis	2212-A	17.324	90.543	373.868	158.844	0,336	53.372
Negra Modelo	Aptian	Walvis	2212-A	28.354	148.401	515.592	232.213	0,336	78.023
Somatório Aritmético Namibia				268.985	1.435.911	5.497.834	2.367.069	0,219	517.853
Composto Estatístico				**1.028.350**	**2.321.269**	**5.234.892**	**2.842.522**	**0,229**	**652.277**
Soma Aritmética				327.491	1.733.572	6.594.125	2.842.522	0,229	652.277

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados
5. O Pg é definido como probabilidade de descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmética é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 7
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS BRUTOS CONDENSADOS
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Sumário de Recursos Prospectivos Brutos Condensados					
Prospecto/ Lead	Reservatório	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Média (10^3bbl)	Probabilidade de Êxito Geológico, P_g (decimal)	Estimativa Média Pg-Ajustado (10^3bbl)
P-SOL-192-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-192	1.679	3.968	10.180	5.102	0,560	2.857
P-SOL-192-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-192	342	893	2.142	1.115	0,560	624
P-SOL-169-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	285	738	1.768	908	0,350	318
P-SOL-169-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	62	178	455	222	0,175	39
P-SOL-169-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	548	1.485	3.594	1.834	0,490	899
P-SOL-169-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	173	499	1.238	613	0,210	129
P-SOL-169-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	1.222	3.109	7.336	3.799	0,560	2.127
P-SOL-169-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	368	982	2.384	1.221	0,175	214
P-SOL-169-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	270	749	1.733	898	0,350	314
P-SOL-169-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	69	185	463	234	0,175	41
P-SOL-168-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	1.584	3.743	9.601	4.812	0,350	1.684
P-SOL-168-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	2.262	5.951	14.277	7.434	0,350	2.602
P-SOL-168-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	271	731	1.753	896	0,420	376
P-SOL-168-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	505	1.457	3.571	1.797	0,350	629
P-SOL-168-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	776	2.235	5.543	2.745	0,175	480
P-SOL-168-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	1.222	3.109	7.336	3.799	0,420	1.595
P-SOL-191-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	271	766	1.782	920	0,420	386
P-SOL-191-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	197	466	1.195	599	0,350	210
P-SOL-191-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	360	931	2.231	1.146	0,385	441
P-SOL-191-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	76	205	496	253	0,385	97
P-SOL-214-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	1.007	2.560	6.041	3.128	0,050	156
P-SOL-214-2 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	474	1.313	3.038	1.574	0,050	79
P-SOL-214-3 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	1.242	2.935	7.530	3.774	0,050	189
P-SOL-169-5	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	1.417	3.879	9.422	4.800	0,315	1.512
P-SOL-148-1	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-148	296	837	2.021	1.040	0,315	327
P-SOL-194-IMA	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-194	348	906	2.138	1.110	0,315	350
P-SOL-149-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	213	505	1.334	664	0,300	199
P-SOL-149-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	82	224	544	277	0,300	83
P-SOL-149-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	74	210	506	260	0,315	82
P-SOL-149-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	35	91	216	112	0,315	35
P-SOL-170-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	112	265	699	348	0,245	85
P-SOL-170-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	2.407	6.168	14.646	7.596	0,245	1.861
P-SOL-170-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	54	149	362	184	0,245	45
P-SOL-170-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	844	2.390	6.073	2.988	0,420	1.255
P-SOL-170-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	30	86	207	107	0,245	26
P-SOL-170-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	621	1.722	4.227	2.099	0,420	881
Composto Estatístico				**25.680**	**57.680**	**129.570**	**70.408**	**0,330**	**23.227**
Soma Aritmética				21.818	56.620	138.082	70.408	0,330	23.227

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados
5. O Pg é definido como probabilidade da descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 8
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDO CONDENSADOS
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Sumário de Recursos Prospectivos Líquidos Condensados					
Prospecto/ Lead	Reservatório	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Média (10^3bbl)	Probabilidade de Êxito Geológico, P_g (decimal)	Estimativa Média Pg-Ajustado (10^3bbl)
P-SOL-192-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-192	923	2.182	5.599	2.806	0,560	1.571
P-SOL-192-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-192	188	491	1.178	613	0,560	343
P-SOL-169-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	157	406	972	499	0,350	175
P-SOL-169-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	34	98	250	122	0,176	21
P-SOL-169-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	301	817	1.977	1.009	0,490	494
P-SOL-169-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	95	274	681	337	0,210	71
P-SOL-169-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	672	1.710	4.035	2.089	0,560	1.170
P-SOL-169-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	202	540	1.311	672	0,175	118
P-SOL-169-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-169	149	412	953	494	0,350	173
P-SOL-169-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	38	102	255	129	0,175	23
P-SOL-168-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	871	2.059	5.281	2.647	0,350	926
P-SOL-168-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	1.255	3.273	7.852	4.069	0,350	1.431
P-SOL-168-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	149	402	964	493	0,420	207
P-SOL-168-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	278	801	1.964	988	0,350	346
P-SOL-168-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-168	427	1.229	3.049	1.510	0,175	264
P-SOL-168-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-168	672	1.710	4.035	2.089	0,420	877
P-SOL-191-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	149	421	980	506	0,420	212
P-SOL-191-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	108	256	657	329	0,351	116
P-SOL-191-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	198	512	1.227	630	0,385	243
P-SOL-191-4	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-191	42	113	273	139	0,383	53
P-SOL-214-1 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	554	1.408	3.323	1.720	0,050	86
P-SOL-214-2 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	261	722	1.671	866	0,050	43
P-SOL-214-3 (Lead)	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-214	683	1.614	4.142	2.076	0,050	104
P-SOL-169-5	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-169	779	2.133	5.182	2.640	0,315	832
P-SOL-148-1	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-148	163	460	1.112	572	0,314	180
P-SOL-194-IMA	Upper Jurua	Solimoes	P-SOL-194	191	498	1.176	611	0,315	193
P-SOL-149-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	117	278	734	365	0,300	109
P-SOL-149-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	45	123	299	152	0,300	46
P-SOL-149-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	41	116	278	143	0,315	45
P-SOL-149-4	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-149	19	50	119	62	0,313	19
P-SOL-170-1	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	62	146	384	191	0,244	47
P-SOL-170-1	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	1.324	3.392	8.055	4.178	0,245	1.024
P-SOL-170-2	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	30	82	199	101	0,245	25
P-SOL-170-2	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	464	1.315	3.340	1.643	0,420	690
P-SOL-170-3	Upper Jurua	Solimoes	SOL-T-170	17	47	114	59	0,243	14
P-SOL-170-3	Lower Jurua	Solimoes	SOL-T-170	342	947	2.325	1.154	0,420	485
Composto Estatístico				**14.124**	**31.724**	**71.264**	**38.724**	**0,330**	**12.775**
Soma Aritmética				12.000	31.141	75.945	38.724	0,330	12.775

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados
5. O Pg é definido como probabilidade da descoberta de reservatórios que apresenta um fluxo de Petróleo a uma taxa mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pg foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pg apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo a estimativa média Pg - ajustada pela estimativa média rende o Pg preciso.
8. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
9. Recursos prospectivos classificados como "lead or play" são atribuídos a um Pg de 0,05
10. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 9
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS BRUTOS DE ÓLEO, TRUNCADOS E AJUSTADOS EM TEFS
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LT DA em
DETERMINADOS PROSPECTOS para ÓLEO em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Resumo de Recursos Prospectivos Brutos de Óleo, Truncados, Ajustados TEFS					
Prospecto	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Média (10^3bbl)	Probabilidade de Êxito Econômico, Pe (decimal)	Estimativa Média Pe-Ajustada (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	SOL-T-148	14.068	26.543	51.777	31.671	0,315	9.972
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	64.365	116.321	211.431	126.575	0,258	32.673
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	37.796	61.956	100.446	70.439	0,239	16.822
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	34.620	61.064	107.881	69.475	0,281	19.519
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	27.679	47.253	81.638	51.965	0,282	14.631
P-SOL-172-1	Brasil	Solimões	SOL-T-172	20.381	40.163	83.150	46.500	0,378	17.567
P-SOL-172-2	Brasil	Solimões	SOL-T-172	13.746	28.690	63.293	34.757	0,441	15.321
P-SOL-172-3	Brasil	Solimões	SOL-T-172	40.405	70.339	123.027	80.308	0,322	25.860
P-SOL-196-1	Brasil	Solimões	SOL-T-196	36.729	74.294	154.677	90.023	0,315	28.336
P-SOL-218-1	Brasil	Solimões	SOL-T-218	97.833	212.366	443.992	241.872	0,315	76.169
P-SOL-174-1	Brasil	Solimões	SOL-T-174	30.766	63.136	133.455	69.856	0,315	22.002
P-SOL-216-1	Brasil	Solimões	SOL-T-216	10.061	19.251	36.623	23.336	0,309	7.217
P-SOL-216-2	Brasil	Solimões	SOL-T-216	53.395	107.251	213.843	132.245	0,315	41.625
P-SOL-194-1	Brasil	Solimões	SOL-T-194	13.646	27.121	56.002	32.348	0,315	10.183
P-SOL-194-2	Brasil	Solimões	SOL-T-194	11.244	21.157	42.282	27.386	0,315	8.622
P-SOL-151-1	Brasil	Solimões	SOL-T-151	42.666	84.019	166.902	103.960	0,378	39.269
P-SOL-151-2	Brasil	Solimões	SOL-T-151	30.074	64.800	137.756	76.029	0,378	28.719
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	10.138	18.757	37.537	23.139	0,123	2.850
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	12.024	25.717	55.219	31.721	0,146	4.620
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	29.502	61.793	133.704	75.356	0,146	10.981
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	21.632	44.949	95.851	59.051	0,146	8.610
P-SOL-170-GUA	Brasil	Solimões	SOL-T-170	20.981	42.639	87.008	49.113	0,146	7.159
P-SOL-170-TAQ	Brasil	Solimões	SOL-T-170	12.550	25.136	50.819	28.078	0,146	4.091
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	13.687	26.468	50.134	31.445	0,146	4.583
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	10.055	19.599	39.281	22.850	0,144	3.285
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	8.029	11.509	16.328	11.387	0,040	454
P-SOL-170-4	Brasil	Solimões	SOL-T-170	8.844	14.577	23.684	15.875	0,076	1.206
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	61.346	108.417	195.136	130.677	0,137	17.962
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	9.429	17.256	30.869	19.491	0,112	2.189
Somatório aritmético Solimões				797.691	1.542.541	3.023.745	1.806.928	0,267	482.487
Grolsch	Namibia	Walvis	2112-B	141.766	293.326	628.977	372.825	0,261	97.314
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	169.198	396.548	918.619	459.083	0,255	117.041
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	139.571	292.609	625.695	349.399	0,256	89.401
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	973.663	1.654.989	2.824.033	1.791.314	0,240	429.150
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	176.829	297.732	497.420	337.862	0,274	92.524
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	450.301	793.155	1.430.765	869.726	0,317	275.969
Somatório Aritmética Namibia				2.051.328	3.728.359	6.925.509	4.180.209	0,263	1.101.399
Composto Estatístico				**3.655.514**	**5.851.010**	**8.736.414**	**5.987.137**	**0,265**	**1.583.886**
Somatório Aritmético				2.849.019	5.270.900	9.949.254	5.987.137	0,265	1.583.886

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg e Pe não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados.
5. Pe é definido como probabilidade da descoberta de recursos econômicos.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pe foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pe apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo o Pe-médio ajustado pelo média estimada rende o Pe preciso.
8. TEFS é definido como o limite econômico de tamanho para uso prático.
9. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
10. A distribuição do valor presente potencial por barril de óleo equivalente incluiu os volumes de condensado e gás em solução.
11. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto. Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – Rio de Janeiro – TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 10
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDO DE ÓLEO, TRUNCADOS E AJUSTADOS EM TEFS
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LT DA em
DETERMINADOS PROSPECTOS para ÓLEO em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Resumo de Recursos Prospectivos Líquido de Óleo, Truncados, Ajustados TEFS					
Prospecto	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Média (10^3bbl)	Probabilidade de Êxito Econômico, Pe (decimal)	Estimativa Média Pe-Ajustada (10^3bbl)
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	SOL-T-148	7.737	14.599	28.477	17.419	0,315	5.485
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	35.401	63.977	116.287	69.616	0,258	17.970
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	20.788	34.076	55.245	38.741	0,239	9.252
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	19.041	33.585	59.335	38.211	0,281	10.735
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	15.223	25.989	44.901	28.581	0,282	8.047
P-SOL-172-1	Brasil	Solimões	SOL-T-172	11.210	22.090	45.733	25.575	0,378	9.662
P-SOL-172-2	Brasil	Solimões	SOL-T-172	7.560	15.780	34.811	19.116	0,441	8.427
P-SOL-172-3	Brasil	Solimões	SOL-T-172	22.223	38.686	67.665	44.169	0,322	14.223
P-SOL-196-1	Brasil	Solimões	SOL-T-196	20.201	40.862	85.072	49.513	0,315	15.585
P-SOL-218-1	Brasil	Solimões	SOL-T-218	53.808	116.801	244.196	133.030	0,315	41.887
P-SOL-174-1	Brasil	Solimões	SOL-T-174	16.921	34.725	73.400	38.421	0,315	12.101
P-SOL-216-1	Brasil	Solimões	SOL-T-216	5.534	10.588	20.143	12.835	0,309	3.969
P-SOL-216-2	Brasil	Solimões	SOL-T-216	29.367	58.988	117.614	72.735	0,315	22.894
P-SOL-194-1	Brasil	Solimões	SOL-T-194	7.505	14.917	30.801	17.791	0,315	5.601
P-SOL-194-2	Brasil	Solimões	SOL-T-194	6.184	11.636	23.255	15.062	0,315	4.742
P-SOL-151-1	Brasil	Solimões	SOL-T-151	23.466	46.210	91.796	57.178	0,378	21.598
P-SOL-151-2	Brasil	Solimões	SOL-T-151	16.541	35.640	75.766	41.816	0,378	15.795
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	5.576	10.316	20.645	12.726	0,123	1.568
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	8.613	14.144	30.370	17.447	0,146	2.541
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	16.226	33.986	73.537	41.446	0,146	6.040
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	11.898	24.722	52.718	32.478	0,146	4.736
P-SOL-170-GUA	Brasil	Solimões	SOL-T-170	11.540	23.451	47.854	27.012	0,146	3.937
P-SOL-170-TAQ	Brasil	Solimões	SOL-T-170	6.903	13.825	27.950	15.443	0,146	2.250
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	7.528	14.557	27.574	17.295	0,146	2.521
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	5.530	10.779	21.605	12.568	0,144	1.807
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	4.416	6.330	8.980	6.263	0,040	250
P-SOL-170-4	Brasil	Solimões	SOL-T-170	4.864	8.017	13.026	8.731	0,076	663
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	33.740	59.629	107.325	71.872	0,137	9.879
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	5.186	9.491	16.978	10.720	0,112	1.204
Somatório Aritmético Solimões				438.730	848.398	1.663.060	993.810	0,267	265.368
Grotsch	Namibia	Walvis	2112-B	141.766	293.326	628.977	372.825	0,261	97.314
Kilkenny	Namibia	Walvis	2112-B,2212-A	169.198	396.548	918.619	459.083	0,255	117.041
Duvel	Namibia	Walvis	2112-B	139.571	292.609	625.695	349.399	0,256	89.401
Windhoek	Namibia	Walvis	2112-B, 2212-A	973.663	1.654.989	2.824.033	1.791.314	0,240	429.150
Guiness	Namibia	Walvis	2112-B	176.829	297.732	497.420	337.862	0,274	92.524
Negra Modelo	Namibia	Walvis	2212-A	450.301	793.155	1.430.765	869.726	0,317	275.969
Somatório Aritmético Namibia				2.051.328	3.728.359	6.925.509	4.180.209	0,263	1.101.399
Composto Estatístico				**3.194.939**	**4.906.809**	**7.541.800**	**5.174.019**	**0,264**	**1.366.767**
Soma Aritmética				2.490.058	4.576.757	8.588.569	5.174.019	0,264	1.366.767

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg e Pe não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados.
5. Pe é definido como probabilidade da descoberta de recursos econômicos.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pe foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pe apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo o Pe-médio ajustado pelo média estimada rende o Pe preciso.
8. TEFS é definido como o limite econômico de tamanho para uso prático.
9. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
10. A distribuição do valor presente potencial por barril de óleo equivalente incluiu os volumes de condensado e gás em solução.
11. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto.
    Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LAGERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 11
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS BRUTOS DE GÁS,
TRUNCADOS E AJUSTADOS EM TEFS
Em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Resumo de Recursos Prospectivos Brutos de Gás, Truncados, Ajustados TEFS					
Prospecto	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa ($10^6 ft^3$)	Melhor Estimativa ($10^6 ft^3$)	Estimativa Alta ($10^6 ft^3$)	Estimativa Média ($10^6 ft^3$)	Probabilidade de Êxito Econômico, Pe (decimal)	Estimativa Média Reajustada Pe ($10^6 ft^3$)
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	431.900	717.599	1.188.185	752.945	0,504	379.241
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	78.348	133.429	224.541	143.210	0,284	40.644
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	167.460	272.942	454.703	294.728	0,378	111.284
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	352.307	545.254	855.623	595.451	0,420	250.172
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	78.729	130.396	220.189	146.342	0,282	41.329
P-SOL-168-1	Brasil	Solimões	SOL-T-168	445.302	739.994	1.250.678	845.087	0,315	266.124
P-SOL-168-2	Brasil	Solimões	SOL-T-168	48.420	84.995	159.796	103.888	0,378	39.252
P-SOL-168-3	Brasil	Solimões	SOL-T-168	146.856	240.723	412.479	277.269	0,281	77.824
P-SOL-168-4	Brasil	Solimões	SOL-T-168	231.352	433.458	799.789	498.461	0,378	188.310
P-SOL-191-1	Brasil	Solimões	SOL-T-191	50.434	95.375	182.292	105.888	0,378	40.016
P-SOL-191-2	Brasil	Solimões	SOL-T-191	47.750	85.138	153.999	95.318	0,278	26.484
P-SOL-191-3	Brasil	Solimões	SOL-T-191	66.922	125.460	235.875	146.677	0,346	50.786
P-SOL-191-4	Brasil	Solimões	SOL-T-191	37.795	49.603	66.364	55.348	0,125	6.918
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	49.669	92.273	177.741	110.159	0,281	30.926
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	P-SOL-148	37.435	49.562	67.717	48.297	0,060	2.914
P-SOL-194-IMA	Brasil	Solimões	P-SOL-194	36.173	46.617	60.510	49.794	0,074	3.693
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	47.812	89.769	167.330	103.985	0,249	25.924
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	38.678	53.623	74.637	57.744	0,112	6.439
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	39.213	54.035	75.491	56.384	0,119	6.684
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	27.612	33.307	40.355	33.600	0,031	1.054
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	119.125	189.614	308.980	201.931	0,220	44.496
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	51.100	85.393	147.077	96.573	0,338	32.610
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	43.492	67.668	107.313	73.283	0,298	21.862
Compostos Estatístico				**3.216.900**	**4.686.033**	**6.826.508**	**4.892.362**	**0,346**	**1.694.986**
Soma Aritmética				2.673.884	4.416.227	7.431.664	4.892.362	0,346	1.694.986

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg e Pe não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados.
5. Pe é definido como probabilidade da descoberta de recursos econômicos.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pe foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pe apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo o Pe-médio ajustado pelo média estimada rende o Pe preciso.
8. TEFS é definido como o limite econômico de tamanho para uso prático.
9. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
10. A distribuição do valor presente potencial por barril de óleo equivalente incluiu os volumes de condensado e gás em solução.
11. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto.
    Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 12
ESTIMATIVA DE RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDO DE GÁS, TRUNCADOS E AJUSTADOS EM TEFS
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA em
DETERMINADOS PROSPECTOS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

				Resumo de Recursos Prospectivos Líquido de Gás, Truncados, Reajustados TEFS					
Prospecto	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa ($10^6 ft^3$)	Melhor Estimativa ($10^6 ft^3$)	Estimativa Alta ($10^6 ft^3$)	Estimativa Média ($10^6 ft^3$)	Probabilidade de Êxito Econômico, Pe (decimal)	Estimativa Média Ajustada Pe ($10^6 ft^3$)
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	237.545	394.679	653.502	414.120	0,504	208.583
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	43.091	73.386	123.498	78.766	0,284	22.354
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	92.103	150.118	250.087	162.100	0,378	61.206
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	193.769	299.890	470.593	327.498	0,420	137.595
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	43.301	71.718	121.104	80.488	0,282	22.731
P-SOL-168-1	Brasil	Solimões	SOL-T-168	244.916	406.997	687.873	464.798	0,315	146.368
P-SOL-168-2	Brasil	Solimões	SOL-T-168	26.631	46.747	87.888	57.138	0,378	21.589
P-SOL-168-3	Brasil	Solimões	SOL-T-168	80.771	132.398	226.863	152.498	0,281	42.803
P-SOL-168-4	Brasil	Solimões	SOL-T-168	127.244	238.402	439.884	274.154	0,378	103.571
P-SOL-191-1	Brasil	Solimões	SOL-T-191	27.739	52.456	100.261	58.238	0,378	22.009
P-SOL-191-2	Brasil	Solimões	SOL-T-191	26.263	46.826	84.699	52.425	0,278	14.566
P-SOL-191-3	Brasil	Solimões	SOL-T-191	36.807	69.003	129.731	80.672	0,346	27.932
P-SOL-191-4	Brasil	Solimões	SOL-T-191	20.787	27.282	36.500	30.441	0,125	3.805
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	27.318	50.750	97.758	60.587	0,281	17.009
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	P-SOL-148	20.589	27.259	37.244	26.563	0,060	1.603
P-SOL-194-IMA	Brasil	Solimões	P-SOL-194	19.895	25.639	33.281	27.387	0,074	2.031
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	26.297	49.373	92.032	57.192	0,249	14.258
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	21.273	29.493	41.050	31.759	0,112	3.541
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	21.567	29.719	41.520	31.011	0,119	3.676
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	15.187	18.319	22.195	18.480	0,031	580
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	65.519	104.288	169.939	111.062	0,220	24.473
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	28.105	46.966	80.892	53.115	0,338	17.936
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	23.921	37.217	59.022	40.306	0,298	12.024
Compostos Estatístico				**1.769.295**	**2.577.318**	**3.754.579**	**2.690.799**	**0,346**	**932.242**
Soma Aritmética				1.470.636	2.428.925	4.087.415	2.690.799	0,346	932.242

Observações:

1. Estimativas baixas, melhores e médias acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg e Pe não equipara recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionados.
5. Pe é definido como probabilidade da descoberta de recursos econômicos.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. O Pe foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pe apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo o Pe-médio ajustado pelo média estimada rende o Pe preciso.
8. TEFS é definido como o limite econômico de tamanho para uso prático.
9. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
10. A distribuição do valor presente potencial por barril de óleo equivalente incluiu os volumes de condensado e gás em solução.
11. Não há certeza de que qualquer parte dos recursos prospectivos aqui estimados será efetivamente descoberto.
    Caso descoberto não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13
DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE
Para
A SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA em
DETERMINADOS PROSPECTOS/LEADS para ÓLEO em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL E NAMÍBIA

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-146-1	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	842	1.477	3.377	7.111	9.072	3.823
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,2	31,3	51,8	94,1	34,2
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,87	0,94	0,98	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,134	0,160	0,187	0,213	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,659	0,717	0,775	0,819	0,718
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,312	1,258	1,160	1,128	1,081	1,188
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,147	0,190	0,298	0,398	0,473	0,301
		OOIP em Prospectos, Barris	10.712.530	30.498.890	75.562.690	171.646.300	535.425.900	91.032.560
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.777.082	8.270.213	21.067.540	52.093.690	166.713.200	27.298.600
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	33.332.680	2.091.229.000	9.806.527.000	33.478.920.000	142.343.000.000	14.717.070.000
P-SOL-146-1	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	738	3.363	9.642	16.148	23.300	9.832
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,3	31,4	52,2	88,1	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,88	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,161	0,185	0,214	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,664	0,720	0,777	0,820	0,721
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,257	1,192	1,128	1,084	1,190
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,148	0,202	0,301	0,408	0,470	0,304
		OOIP em Prospectos, Barris	10.671.980	64.760.660	193.508.800	464.453.500	1.186.970.000	235.935.500
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	4.065.517	18.865.260	57.811.980	145.921.990	273.375.200	70.675.840
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	33.704.500	4.937.729.000	25.627.270.000	79.146.720.000	244.053.200.000	37.481.690.000
P-SOL-149-1	Devonian	Área Produtiva, Acres	2.055	3.853	8.707	17.703	22.497	9.745
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	8,2	18,8	35,4	63,9	117,2	39,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,086	0,109	0,131	0,156	0,183	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,506	0,544	0,598	0,657	0,700	0,599
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,531	1,475	1,363	1,314	1,269	1,390
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,155	0,227	0,305	0,363	0,227
		OOIP em Prospectos, Barris	11.414.690	39.000.690	123.570.000	319.916.200	733.976.700	156.205.100
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	1.976.932	7.982.579	27.126.840	72.687.020	211.025.000	35.672.200
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	45.927.780	2.152.769.000	11.247.070.000	37.869.840.000	126.131.300.000	16.660.150.000

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-149-2	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	1.045	1.860	4.121	8.363	10.987	4.670
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,3	32,2	51,5	93,4	34,8
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,137	0,161	0,185	0,217	0,161
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,621	0,660	0,721	0,779	0,816	0,721
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,312	1,261	1,192	1,126	1,085	1,191
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,145	0,205	0,301	0,395	0,469	0,303
		OOIP em Prospectos, Barris	12.907.530	39.392.750	92.847.250	218.395.700	528.664.800	113.523.100
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.924.457	10.731.560	28.005.810	66.326.100	195.294.200	34.612.470
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	622.046	2.165.486.000	11.156.540.000	42.824.920.000	171.705.500.000	17.921.460.000
P-SOL-149-2	Devonian	Área Produtiva, Acres	1.546	2.710	6.437	13.311	16.448	7.358
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	8,9	19,2	35,3	66,2	125,3	39,9
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,086	0,106	0,130	0,156	0,190	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,500	0,539	0,600	0,659	0,699	0,599
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,466	1,365	1,323	1,286	1,393
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,101	0,154	0,231	0,307	0,356	0,230
		OOIP em Prospectos, Barris	9.528.770	30.571.120	92.868.770	244.493.100	664.171.700	120.939.500
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.157.973	8.283.081	19.748.530	58.343.980	180.736.500	28.248.520
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	25.104.820	1.548.964.000	7.896.326.000	33.818.320.000	100.559.100.000	13.981.420.000
P-SOL-149-3	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	1.372	2.415	5.878	12.122	14.835	6.807
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,5	30,7	50,4	95,0	33,4
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,115	0,135	0,160	0,187	0,219	0,161
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,622	0,660	0,716	0,777	0,819	0,718
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,314	1,264	1,196	1,129	1,082	1,194
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,147	0,204	0,303	0,404	0,488	0,303
		OOIP em Prospectos, Barris	16.162.930	47.362.730	127.466.800	289.860.500	610.308.700	152.473.200
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	4.572.720	13.060.790	37.606.330	89.953.810	208.436.200	45.947.360
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	181.337.600	2.984.868.000	16.558.410.000	58.041.330.000	186.207.700.000	25.398.830.000
P-SOL-149-3	Devonian	Área Produtiva, Acres	652	1.162	2.878	5.718	7.117	3.157
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	7,9	18,3	34,0	64,6	127,6	39,2
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,95	0,99	1,00	0,94
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,086	0,105	0,130	0,157	0,195	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,505	0,540	0,601	0,656	0,699	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,533	1,473	1,394	1,320	1,267	1,392
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,230	0,304	0,363	0,228
		OOIP em Prospectos, Barris	4.283.112	13.611.570	39.063.290	97.796.640	269.343.200	50.454.990
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	965.463	2.625.396	6.871.882	22.808.260	77.298.420	11.495.460
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	63.850.410	591.369.000	3.633.832.000	13.516.950.000	41.059.380.000	5.799.786.000

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-149-4	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	1.105	1.903	4.707	9.597	12.062	5.262
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,1	31,7	52,4	95,5	34,6
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,87	0,94	0,99	1,00	0,94
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,117	0,134	0,160	0,184	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,659	0,721	0,780	0,819	0,721
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,318	1,262	1,192	1,127	1,086	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,147	0,198	0,298	0,394	0,458	0,297
		OOIP em Prospectos, Barris	17.000.290	36.545.910	107.946.700	234.690.900	558.669.900	125.545.600
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	4.728.647	10.423.020	30.028.650	71.399.260	219.937.500	37.252.360
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	6.934.820	3.019.722.000	13.980.810.000	45.357.080.000	214.612.300.000	19.754.980.000
P-SOL-149-4	Devoniano	Área Produtiva, Acres	531	923	2.273	4.380	5.734	2.492
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	8,4	16,8	35,1	66,6	127,2	39,5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,104	0,129	0,155	0,185	0,129
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,501	0,539	0,601	0,656	0,698	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,531	1,471	1,389	1,319	1,271	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,107	0,149	0,229	0,310	0,368	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	4.277.080	12.015.080	30.017.690	74.777.460	239.007.200	39.364.070
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	742.967	2.435.948	6.559.882	18.659.360	54.098.700	9.149.283
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	6.620.977	669.999.500	2.991.213.000	12.025.180.000	57.671.930.000	4.987.369.000
P-SOL-172-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	1.129	2.004	4.857	9.838	12.382	5.412
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,2	31,4	52,1	95,8	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,621	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,145	0,201	0,299	0,400	0,473	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	14.532.974	40.388.268	108.076.128	244.866.928	950.844.032	130.351.104
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	3.527.706	11.493.130	29.992.154	76.537.352	357.263.648	38.770.588
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	2.300.269	3.145.524.992	12.571.982.368	44.597.407.744	344.129.277.312	19.725.493.214
P-SOL-172-2	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	318	1.390	3.877	7.592	9.611	4.099
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,2	31,4	52,1	95,3	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,081	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,148	0,200	0,299	0,398	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	3.849.585	26.917.844	78.767.464	198.581.264	599.355.456	99.559.146
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	1.191.135	7.492.126	22.712.490	61.239.392	260.340.080	30.113.251
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	85.785.600	1.372.338.560	9.577.673.728	38.579.004.416	321.260.126.208	15.687.937.711

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 18 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-172-3	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	1.507	2.877	6.474	13.111	16.500	7.216
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,2	31,4	52,1	97,1	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,219	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,316	1,261	1,194	1,128	1,082	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,299	0,398	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	22.755.216	53.124.700	141.260.944	334.601.024	788.353.792	172.229.389
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	4.214.308	14.985.248	59.870.356	166.045.960	344.496.544	52.082.978
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	44.479.704	3.443.664.384	17.032.887.296	64.852.924.800	446.223.351.808	27.614.807.978
P-SOL-172-3	Devonian	Área Produtiva, Acres	931	1.849	3.995	8.080	10.153	4.450
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	7,5	10,1	35,2	64,6	130,3	39,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,084	0,105	0,130	0,158	0,190	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,591	0,641	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,318	1,262	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,101	0,151	0,229	0,308	0,364	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	2.410.308	19.246.382	54.044.248	142.435.920	832.322.432	71.992.802
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	602.602	4.059.746	12.253.328	33.981.648	152.110.864	16.477.094
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	21.644.786	936.516.232	5.103.464.960	19.057.238.352	105.716.637.568	6.414.949.504
P-SOL-195-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	2.198	3.879	9.395	18.998	23.892	10.463
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,2	31,4	52,1	96,3	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,316	1,261	1,194	1,128	1,081	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,200	0,299	0,399	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	22.012.868	74.519.344	201.299.984	499.191.840	1.494.176.816	254.021.676
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	7.076.148	20.799.396	58.561.176	154.423.600	648.133.696	76.830.343
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	213.974.400	4.861.030.400	25.116.536.832	91.714.060.288	799.798.198.272	40.044.724.949
P-SOL-216-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	2.325	9.843	25.942	53.623	67.924	28.939
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	20,2	31,4	52,1	97,1	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,219	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,316	1,261	1,194	1,128	1,082	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,299	0,398	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	48.132.680	196.665.952	568.426.432	1.359.664.320	3.227.305.728	690.471.245
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	12.574.100	53.665.184	159.679.840	424.975.104	1.410.275.072	208.787.094
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	155.584.960	12.423.852.032	66.982.780.928	263.846.840.512	1.826.716.909.568	110.765.264.963

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-174-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	1.743	3.070	7.452	15.066	18.982	8.298
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	95,3	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,316	1,261	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,300	0,400	0,476	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	20.986.860	61.416.548	169.126.528	401.109.984	1.184.023.296	200.728.413
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	4.147.285	17.010.138	48.962.224	119.133.296	348.825.632	59.767.434
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	36.814.340	3.960.304.640	20.048.707.584	71.340.236.800	233.848.127.488	31.561.249.527
P-SOL-216-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	562	990	2.374	4.810	6.043	2.646
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	95,8	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,621	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,299	0,400	0,473	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	7.104.961	19.695.508	52.837.220	119.727.384	464.759.296	65.727.206
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	1.724.856	5.613.978	14.657.842	37.419.260	174.662.240	18.954.597
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	1.124.576	1.537.612.224	6.146.262.736	21.803.177.984	166.239.036.040	9.643.574.445
P-SOL-216-2	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	3.230	5.707	13.822	27.951	35.152	15.394
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	98,3	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,081	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,200	0,299	0,399	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	32.366.452	109.637.856	296.077.216	734.443.136	2.198.332.160	373.733.041
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	10.410.884	30.601.410	86.156.968	227.197.936	953.576.000	113.037.746
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	314.812.896	7.161.861.248	36.953.067.520	134.935.625.728	1.176.714.608.640	58.916.378.769
P-SOL-217-1 (Lead)	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	3.391	6.024	14.586	29.501	37.124	16.235
0,00		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	97,1	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,218	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,316	1,261	1,194	1,128	1,082	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,299	0,399	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	51.194.736	119.530.576	317.904.640	752.852.288	1.773.795.968	397.516.124
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	9.462.192	33.716.868	89.708.304	236.603.408	775.117.248	117.141.702
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	100.079.336	7.749.244.992	38.323.994.624	145.941.577.728	1.004.002.541.568	62.133.317.903

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-194-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	806	1.426	3.456	6.994	6.782	3.849
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	95,3	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,621	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,316	1,261	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,299	0,399	0,476	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	10.184.988	27.871.998	76.111.120	177.946.672	526.984.000	92.743.402
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.039.056	7.817.994	21.726.560	55.055.848	177.480.064	27.767.718
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	15.860.319	1.909.488.640	9.409.591.295	31.659.128.832	98.264.555.520	14.444.089.717
P-SOL-194-2	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	582	1.201	2.916	5.895	7.420	3.247
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	95,3	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,318	1,261	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,300	0,400	0,478	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	8.211.956	24.032.562	62.267.888	156.956.080	465.497.380	76.545.901
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	1.622.851	6.856.141	18.376.522	48.617.376	136.496.992	23.367.257
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	14.405.611	1.549.684.480	7.845.146.112	27.915.748.233	81.505.786.880	12.346.141.190
P-SOL-161-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	1.360	4.260	11.162	23.038	29.117	12.449
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	95,8	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,621	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,145	0,201	0,299	0,400	0,473	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	17.501.942	64.310.460	247.652.464	573.521.024	2.236.525.440	269.879.901
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	5.582.932	24.818.418	88.771.568	178.287.120	841.265.280	89.182.513
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	5.012.126	6.273.463.296	28.544.641.024	103.763.238.912	808.867.305.088	46.343.394.580
P-SOL-161-2	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	695	3.058	8.090	16.702	21.145	9.017
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	18,5	20,2	31,4	52,1	96,3	34,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,081	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,200	0,299	0,399	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	8.029.084	59.218.616	173.288.452	436.834.784	1.318.582.016	219.030.121
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.820.498	16.492.876	48.967.456	134.726.656	572.748.160	66.249.152
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	188.728.320	3.899.144.960	21.070.662.816	80.473.808.896	706.772.271.104	34.513.463.020

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-169-1	Devonian	Área Produtiva, Acres	954	1.517	3.669	7.430	9.350	4.069
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	8,9	19,1	35,2	64,8	126,7	36,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,105	0,130	0,156	0,190	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,262	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,306	0,363	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	6.684.309	17.819.346	50.749.986	128.758.856	338.730.624	64.763.942
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	820.009	3.776.176	10.786.260	31.812.020	113.424.496	14.938.035
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	12.998.020	874.657.984	4.586.195.840	16.860.748.800	146.917.752.832	7.927.179.554
P-SOL-169-2	Devonian	Área Produtiva, Acres	1.612	2.874	6.480	13.115	16.466	7.216
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	7,1	19,1	35,2	64,7	127,3	36,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,105	0,130	0,156	0,193	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,501	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,306	0,365	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	7.309.051	31.280.230	88.686.872	234.759.488	774.425.600	115.612.648
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	1.427.248	6.545.526	19.746.042	55.602.024	199.473.440	26.410.232
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	12.122.429	1.668.481.792	8.568.739.328	31.574.484.992	103.348.036.736	13.758.419.816
P-SOL-169-3	Devonian	Área Produtiva, Acres	3.889	6.496	15.768	31.878	40.123	17.568
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	7,5	19,0	35,2	64,6	127,4	36,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,105	0,130	0,156	0,192	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,536	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,101	0,151	0,229	0,306	0,365	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	22.622.758	73.408.624	212.410.752	564.110.464	2.031.759.264	283.564.113
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	3.592.759	15.991.531	48.339.928	131.897.312	443.588.484	64.209.546
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	36.496.708	3.738.265.856	20.484.583.424	78.368.084.640	291.508.010.432	32.938.183.085
P-SOL-169-5	Devonian	Área Produtiva, Acres	1.591	4.702	12.321	25.427	32.139	13.741
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	8,0	19,1	35,2	64,7	128,0	36,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,105	0,130	0,156	0,191	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,501	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,306	0,363	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	10.356.422	55.127.560	172.508.960	431.736.352	2.009.284.864	220.293.451
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.525.454	12.334.227	36.817.160	102.701.232	578.014.208	49.638.439
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	3.076.542	3.557.320.704	15.944.052.736	59.282.919.424	536.406.130.688	26.166.614.875

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-170-GUA	Devonien	Área Produtiva, Acres	518	1.569	4.109	8.488	10.710	4.561
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	26,5	34,9	48,0	66,3	98,8	49,6
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,650	0,691	0,750	0,809	0,849	0,750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,316	1,261	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,200	0,299	0,399	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	8.401.920	44.168.556	129.145.328	273.787.328	647.873.536	143.417.693
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.742.163	11.999.263	34.954.364	86.406.256	203.650.752	43.311.004
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	140.548.720	3.078.006.015	15.945.133.568	52.204.195.840	360.270.760.656	23.301.295.504
P-SOL-170-TAQ	Devonien	Área Produtiva, Acres	297	926	2.421	4.998	6.326	2.701
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	28,4	35,0	48,0	66,3	97,8	49,6
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,219	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,650	0,691	0,750	0,809	0,849	0,750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,262	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,299	0,399	0,474	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	8.546.148	25.666.112	72.413.080	156.081.504	262.099.712	83.439.501
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	1.802.464	7.225.935	20.377.556	49.158.656	123.272.544	25.192.765
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	17.028.256	1.761.991.664	9.265.774.592	32.288.368.640	158.366.466.048	13.627.979.150
P-SOL-170-1	Devonien	Área Produtiva, Acres	358	1.086	2.845	5.888	7.409	3.171
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	26,4	35,0	48,0	66,3	98,8	49,6
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,651	0,691	0,750	0,809	0,850	0,750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,299	0,399	0,476	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	9.255.205	29.888.442	84.390.080	185.137.856	453.644.416	98.617.643
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	2.029.752	8.250.192	24.579.202	57.081.704	152.746.736	29.559.386
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	17.734.992	2.178.499.584	10.886.644.416	35.697.565.696	109.296.730.112	15.686.991.341
P-SOL-170-2	Devonien	Área Produtiva, Acres	241	722	1.897	3.907	4.947	2.114
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	26,5	34,9	48,0	66,3	98,7	49,6
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,650	0,691	0,750	0,809	0,849	0,750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,538	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,146	0,201	0,300	0,400	0,476	0,300
		OOIP em Prospectos, Barris	4.648.019	19.999.920	54.530.272	125.908.456	277.248.384	65.833.309
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	991.224	5.622.834	16.178.188	39.256.648	101.141.096	19.842.713
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	13.163.561	1.403.600.896	7.217.330.176	23.725.049.856	73.154.641.920	10.716.977.411

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-170-3	Devonian	Área Produtiva, Acres	141	442	1.158	2.391	3.022	1.292
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	8,0	19,1	35,2	64,7	128,0	39,8
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,105	0,130	0,156	0,191	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,501	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,308	0,363	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	973.681	5.182.933	16.218.792	40.590.800	189.907.120	20.711.350
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	237.436	1.159.628	3.442.641	9.659.672	54.343.216	4.685.585
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	273.598	300.072.224	1.418.376.112	5.454.713.344	50.818.256.896	2.378.057.166
P-SOL-170-4	Devonian	Área Produtiva, Acres	240	724	1.896	3.907	4.943	2.114
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	7,3	19,0	35,2	64,7	131,1	39,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,084	0,105	0,130	0,156	0,191	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,316	1,261	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,101	0,151	0,229	0,308	0,364	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	1.257.374	7.694.905	25.803.174	70.885.840	244.037.712	34.228.098
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	301.111	1.690.904	5.810.805	16.803.114	80.428.336	7.908.240
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	20.875.384	424.960.832	2.422.974.976	9.643.351.040	99.248.717.824	4.130.543.805
P-SOL-192-1	Devonian	Área Produtiva, Acres	2.198	6.847	17.888	38.927	46.748	19.966
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	6,9	19,1	35,2	64,8	129,7	39,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,105	0,130	0,156	0,190	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,698	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,262	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,309	0,363	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	27.569.958	79.864.678	245.784.000	697.863.968	1.885.026.944	316.097.748
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	3.741.134	16.937.100	52.054.864	156.735.328	664.233.984	72.932.929
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	56.127.200	3.958.543.616	22.225.620.992	92.953.141.248	730.847.313.920	36.706.853.260
P-SOL-192-1	Devonian Strat Pinchout	Área Produtiva, Acres	1.136	3.500	9.165	18.895	23.872	10.218
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	7,5	19,1	35,2	64,6	130,3	39,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,084	0,105	0,130	0,156	0,190	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,501	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,316	1,262	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,101	0,151	0,229	0,308	0,364	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	3.595.652	40.945.916	123.783.168	332.006.688	1.485.084.704	185.185.355
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	868.953	8.578.612	26.071.000	70.845.960	357.245.696	37.856.563
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	50.275.724	1.975.753.216	11.452.129.280	43.771.674.624	247.857.897.216	19.323.190.864

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-169-4	Devonian	Área Produtiva, Acres	382	1.166	3.056	6.301	7.956	3.406
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	7,1	19,1	35,2	64,7	127,3	39,3
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,88	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,085	0,105	0,130	0,158	0,193	0,131
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,601	0,641	0,690	0,659	0,700	0,600
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,308	0,365	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	3.059.611	13.696.650	41.996.504	112.102.788	374.228.800	54.870.219
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	533.614	2.866.080	9.300.762	26.235.846	96.892.360	12.465.545
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	4.892.144	722.711.360	4.013.778.432	14.653.720.064	49.770.442.752	6.493.960.193
Grolsch	Aptian	Área Produtiva, Acres	1.976	10.334	27.291	58.438	71.499	30.444
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,0	44,7	80,1	152,8	328,7	91,5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,41	0,48	0,81	0,83	0,96	0,83
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,132	0,155	0,180	0,208	0,238	0,180
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,799	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,262	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,308	0,363	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	58.163.984	298.013.280	918.929.344	2.649.077.504	6.676.322.304	1.223.504.986
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	15.188.432	63.639.476	201.454.864	600.201.216	2.461.546.368	281.933.971
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	200.010.096	12.945.281.280	81.305.736.264	350.476.926.976	2.992.867.639.296	145.665.752.701
Kilkenny	Aptian	Área Produtiva, Acres	2.980	13.999	36.772	75.993	96.047	40.984
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,0	44,7	80,2	152,8	317,2	91,5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,41	0,48	0,81	0,83	0,96	0,83
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,133	0,155	0,180	0,206	0,241	0,180
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,601	0,641	0,700	0,759	0,800	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,535	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,308	0,365	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	60.431.056	410.426.056	1.251.650.688	3.545.361.920	12.436.002.816	1.663.314.427
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	15.164.167	86.134.768	288.693.088	809.743.296	3.203.216.872	383.756.511
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	173.114.544	18.496.632.832	113.325.654.016	474.299.891.712	1.645.135.921.152	193.466.995.776
Duvel	Santonian	Área Produtiva, Acres	3.197	13.861	36.774	75.910	96.193	40.883
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,0	38,8	86,3	136,1	317,9	79,7
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,41	0,48	0,61	0,83	0,96	0,83
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,164	0,101
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,799	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,318	1,261	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,114	0,165	0,248	0,333	0,397	0,249
		OOIP em Prospectos, Barris	26.283.202	222.762.976	668.222.528	2.051.095.424	8.975.870.976	960.718.459
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	5.709.080	51.772.220	167.296.928	517.552.928	2.361.529.088	237.230.231
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	110.067.336	10.638.750.848	65.262.153.728	262.288.750.592	1.515.974.819.840	121.901.157.329

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
Windhoek	Tertiary	Área Produtiva, Acres	2.910	4.149	9.020	17.679	21.977	10.010
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,1	40,2	70,2	142,1	319,2	82,9
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,201	0,225	0,250	0,276	0,308	0,250
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,601	0,641	0,700	0,759	0,800	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,370	1,313	1,244	1,175	1,129	1,242
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,113	0,165	0,249	0,333	0,394	0,249
		OOIP em Prospectos, Barris	108.360.376	257.337.808	663.637.952	1.647.898.576	7.166.044.160	849.062.482
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	19.934.816	60.998.360	156.883.216	413.825.216	2.241.712.128	209.376.923
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	14.817.043	14.320.680.960	62.251.220.224	232.081.320.320	2.360.401.985.536	102.639.165.030
Windhoek	Albian	Área Produtiva, Acres	16.943	27.797	65.440	131.611	164.848	72.870
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,2	44,7	80,2	152,8	318,8	91,5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,133	0,155	0,180	0,206	0,238	0,180
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,800	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,479	1,418	1,343	1,269	1,215	1,341
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,151	0,229	0,308	0,365	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	529.268.608	1.320.006.320	3.526.243.328	9.010.089.504	27.724.101.632	4.543.212.821
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	99.127.920	272.349.920	783.856.704	2.060.553.248	7.768.053.248	1.029.662.753
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	90.076.344	58.692.682.752	329.509.765.120	1.188.220.370.944	9.870.309.074.624	514.178.846.305
Windhoek	Aptian	Área Produtiva, Acres	4.664	7.082	16.069	31.861	38.818	17.552
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,1	44,7	80,2	152,8	322,7	91,5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,132	0,155	0,180	0,205	0,238	0,180
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,800	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,101	0,151	0,229	0,308	0,365	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	99.495.216	330.025.152	851.345.600	2.074.485.280	7.286.858.752	1.068.218.904
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	13.186.389	68.979.936	182.783.136	488.938.800	2.306.369.536	243.668.353
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	33.204.998	14.305.462.272	74.035.396.608	264.541.557.760	980.738.077.696	120.542.746.521
Guiness	Santonian	Área Produtiva, Acres	4.654	7.047	15.955	31.845	39.547	17.731
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,0	38,8	66,3	137,9	327,7	79,7
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,163	0,101
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,799	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,081	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,114	0,165	0,249	0,332	0,395	0,249
		OOIP em Prospectos, Barris	47.018.660	168.832.608	442.463.872	1.284.295.040	5.160.595.904	611.301.387
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	12.763.320	37.997.844	107.966.088	320.820.064	1.811.308.928	153.747.606
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	365.667.648	7.554.519.040	44.491.124.736	180.402.487.296	2.239.905.398.784	77.981.141.523

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
Guiness	Aptian	Área Produtiva, Acres	3.205	4.848	10.204	20.075	24.990	11.335
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,5	62,7	106,0	178,0	324,1	114,9
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,88	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,166	0,101
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,799	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,319	1,251	1,194	1,128	1,083	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,114	0,165	0,249	0,333	0,394	0,249
		OOIP em Prospectos, Barris	52.567.188	169.132.528	444.709.378	1.076.387.988	3.028.960.898	560.158.002
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	10.978.115	37.760.232	107.526.480	269.188.192	1.060.956.096	138.817.474
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	63.391.600	8.413.724.672	44.449.112.064	172.268.634.112	591.879.091.968	72.971.024.197
Negra Modelo	Santonian	Área Produtiva, Acres	8.662	14.160	32.863	65.801	82.499	36.585
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,0	38,9	66,3	136,0	323,9	79,7
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,88	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,161	0,101
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,799	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,316	1,251	1,194	1,128	1,082	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,113	0,165	0,249	0,332	0,395	0,249
		OOIP em Prospectos, Barris	128.499.432	335.955.136	938.661.824	2.519.287.552	7.560.861.024	1.233.371.008
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	16.795.036	76.983.784	216.135.120	665.757.056	2.762.990.080	310.047.491
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	324.003.200	17.823.935.744	90.542.972.928	373.867.741.184	3.591.354.187.776	159.843.882.982
Negra Modelo	Aptian	Área Produtiva, Acres	8.871	14.147	32.863	65.758	82.325	36.585
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,7	62,8	105,9	178,9	328,3	114,9
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,88	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,162	0,101
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,601	0,641	0,700	0,759	0,800	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,251	1,194	1,128	1,082	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,114	0,165	0,249	0,333	0,396	0,249
		OOIP em Prospectos, Barris	80.816.840	542.538.432	1.413.592.976	3.546.639.296	14.547.936.928	1.816.038.790
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	21.976.269	124.206.648	345.724.864	915.738.048	3.807.098.368	453.341.189
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	860.874.432	28.353.650.688	148.400.717.824	515.892.199.936	2.727.975.845.888	232.212.509.995
Kokanee (Lead)	Aptian	Área Produtiva, Acres	3.843	21.415	56.898	117.271	148.333	63.229
0,00		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	34,2	62,6	105,9	179,0	321,6	114,9
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,81	0,86	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líqeido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,133	0,155	0,180	0,209	0,240	0,180
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,601	0,641	0,700	0,759	0,800	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,534	1,471	1,393	1,316	1,264	1,391
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,100	0,161	0,229	0,308	0,363	0,229
		OOIP em Prospectos, Barris	143.209.024	1.266.515.536	3.884.442.112	9.215.396.864	35.749.945.344	4.778.071.523
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	34.922.076	280.799.688	866.500.288	2.195.207.680	10.284.243.968	1.061.757.015
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	81.486.136	72.407.048.192	338.435.473.408	1.256.481.819.968	10.007.089.327.360	549.654.846.177

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 13 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
Bohemia (Lead) 0,00	Albian	Área Produtiva, Acres	1.136	5.004	13.237	27.351	34.691	14.755
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	33,0	44,7	80,2	152,8	327,6	91,5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0,88	0,94	0,99	1,00	0,93
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,078	0,100	0,126	0,163	0,101
		Saturação de Petróleo, Decimal	0,600	0,641	0,700	0,759	0,799	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,315	1,261	1,194	1,128	1,081	1,192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,114	0,185	0,249	0,332	0,395	0,249
		OOIP em Prospectos, Barris	15.079.515	138.359.200	432.237.952	1.216.529.408	4.512.178.640	584.684.190
		Recuperação Final Bruta de Prospecto, Barris	4.093.388	31.362.604	103.914.584	310.839.040	1.637.095.960	147.040.546
		Gás de Solução, Pés Cúbicos	345.929.824	7.632.906.240	43.921.526.784	177.202.380.800	2.020.160.754.432	76.886.894.923

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 14
DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE
Para
A SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO
Em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LT DA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-192-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	4.868	8.084	19.162	38.498	48.336	21.327
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,223	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	197	211	230	249	264	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,550	0,616	0,700	0,764	0,850	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	100.779.679.744	267.648.320.640	656.414.408.704	1.568.028.856.768	3.258.860.576.512	809.978.793.746
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	70.739.836.928	188.484.671.360	453.734.334.464	1.126.684.950.528	2.420.469.923.840	567.044.770.357
		Condensado, Barris	550.905	1.679.104	3.968.047	10.179.788	28.939.808	5.102.024
P-SOL-192-1	Upper Juruá	Área Produtiva, Acres	3.808	6.320	14.976	30.116	37.799	16.662
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,162	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	24.112.939.008	65.320.452.096	166.902.382.592	391.251.066.880	1.131.435.261.952	206.931.059.876
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	12.497.762.304	38.835.707.904	98.979.381.248	238.572.273.664	692.533.788.672	124.050.039.565
		Condensado, Barris	120.671	342.276	892.591	2.141.514	6.063.264	1.115.048
P-SOL-169-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	853	1.424	3.373	6.787	8.506	3.757
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,6	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	198	211	230	249	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	14.677.039.616	44.186.279.920	121.112.190.976	281.044.680.704	737.608.794.112	144.096.458.577
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	9.401.849.152	31.904.575.488	83.427.811.328	195.554.361.344	489.566.404.608	100.632.574.936
		Condensado, Barris	100.504	285.024	737.552	1.767.551	4.593.533	907.736

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-169-1	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	739	1.228	2.908	5.848	7.331	3.235
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	65,7	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,168	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,727	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	4.271.613.952	11.763.377.152	32.723.341.312	82.085.699.584	222.530.781.184	41.050.693.769
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	2.511.890.432	6.948.810.240	19.691.687.936	50.251.796.480	137.650.241.536	24.683.819.423
		Condensado, Barris	18.827	61.564	177.647	455.456	1.105.202	222.456
P-SOL-169-2	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	1.745	2.899	6.852	13.789	17.315	7.634
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	65,8	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,222	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,681	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196,467	210,910	229,988	249,026	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	32.240.259.072	88.193.777.664	247.278.645.952	549.477.711.872	1.207.049.519.104	281.215.742.894
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	20.268.171.264	61.446.955.008	172.594.626.560	397.016.810.048	896.364.707.840	203.650.852.975
		Condensado, Barris	197.304	548.086	1.465.435	3.694.493	9.652.065	1.834.403
P-SOL-169-2	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	2.094	3.482	8.233	16.561	20.770	9.173
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	65,9	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,164	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,501	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	121,714	131,112	142,979	154,824	163,813	143,000
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,476	0,528	0,600	0,672	0,727	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	10.819.567.616	33.563.890.016	93.261.968.128	225.631.649.792	521.899.278.336	114.242.639.581
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	6.616.104.960	20.165.664.768	56.133.804.032	137.805.283.328	299.119.476.736	68.414.495.177
		Condensado, Barris	52.680	173.336	499.238	1.238.244	2.981.394	613.124
P-SOL-169-3	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	3.680	6.070	14.378	28.672	36.250	15.995
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,552	0,616	0,700	0,784	0,847	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	81.285.373.952	198.346.358.784	486.729.030.656	1.177.872.498.688	2.919.555.137.536	606.398.851.433
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	59.404.390.400	138.737.795.072	349.778.936.960	820.252.248.016	2.099.522.174.976	423.771.529.294
		Condensado, Barris	480.105	1.222.476	3.109.240	7.335.674	20.829.152	3.798.757

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-169-3	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	4.130	6.871	16.257	32.720	41.044	18.103
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	65,9	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,168	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,501	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,726	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	22.008.958.976	70.392.143.872	184.941.592.576	438.130.606.080	1.178.609.254.400	224.258.016.403
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	10.667.753.472	40.549.416.960	110.184.087.552	259.375.611.904	784.175.646.720	134.754.506.174
		Condensado, Barris	85.019	367.894	981.772	2.383.893	8.693.013	1.221.155
P-SOL-169-4	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	853	1.426	3.372	6.792	8.523	3.757
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	65,7	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196,498	210,898	229,966	249,025	263,972	230,001
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,551	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	17.058.464.768	44.844.109.824	119.626.915.840	273.635.147.776	665.077.678.080	142.243.491.927
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	12.033.080.320	30.898.329.600	83.623.780.352	192.928.071.104	470.466.350.720	99.876.728.412
		Condensado, Barris	96.833	270.361	749.092	1.732.959	5.177.972	897.851
P-SOL-169-4	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	792	1.321	3.122	6.284	7.886	3.478
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	65,8	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,162	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,473	0,528	0,600	0,672	0,726	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	3.940.124.672	12.998.912.000	36.321.787.424	81.942.192.128	218.140.786.688	43.058.120.950
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	2.200.461.824	7.867.154.944	21.165.702.784	50.377.064.448	132.601.683.968	25.934.655.591
		Condensado, Barris	16.942	66.882	185.238	462.723	1.215.326	234.496
P-SOL-169-1	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	4.591	7.625	18.073	36.310	45.590	20.115
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,223	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	197	211	230	249	264	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,550	0,616	0,700	0,784	0,850	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	85.053.561.856	252.439.150.592	619.118.133.248	1.478.934.265.856	3.073.792.278.528	763.957.271.290
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	66.720.526.336	175.860.645.888	427.953.979.392	1.082.668.795.904	2.282.943.152.128	534.828.317.730
		Condensado, Barris	519.603	1.563.700	3.742.590	9.601.391	25.409.136	4.812.137

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PUBLICO

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-168-1	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	4.569	7.584	17.973	36.139	45.359	19.965
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,162	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,689	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	28.935.528.448	78.384.545.792	200.282.849.280	469.501.260.256	1.357.722.419.200	248.317.271.960
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	14.997.314.560	48.602.848.208	118.775.258.136	286.286.708.736	831.040.585.728	148.880.047.681
		Condensado, Barris	804.476	2.281.838	5.950.609	14.276.758	40.421.760	7.433.662
P-SOL-168-2	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	711	1.348	3.326	6.764	8.506	3.707
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,6	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	12.628.737.664	42.180.190.208	119.298.883.584	279.965.943.296	736.350.568.448	142.237.288.083
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	6.997.069.056	30.104.786.944	82.337.652.736	194.564.145.152	488.731.312.128	99.330.687.736
		Condensado, Barris	68.769	270.720	731.124	1.752.827	4.585.697	866.066
P-SOL-168-3	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	1.258	2.657	6.702	13.714	17.314	7.477
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	66,8	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,222	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	27.755.640.832	81.930.280.960	240.455.778.304	542.639.652.864	1.204.490.207.232	285.229.691.070
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	17.076.850.688	56.600.621.056	168.487.480.576	393.731.870.016	894.464.032.768	199.466.058.050
		Condensado, Barris	173.698	504.820	1.458.993	3.571.098	9.637.257	1.798.972
P-SOL-168-3	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	1.687	2.806	6.634	13.361	16.736	7.392
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	17	20	31	50	66	33
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,164	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,501	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,476	0,528	0,600	0,672	0,727	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	8.718.541.824	27.046.279.168	75.187.768.576	181.816.786.944	420.552.900.608	92.056.298.737
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	5.331.339.264	16.249.742.336	45.233.315.840	111.045.214.208	241.034.199.040	55.129.249.782
		Condensado, Barris	235.880	775.979	2.234.955	5.543.263	13.346.911	2.744.794

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-168-4	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	3.660	6.070	14.378	28.672	36.250	15.995
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,552	0,616	0,700	0,784	0,847	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	81.285.373.952	196.346.356.784	496.729.030.656	1.177.872.498.688	2.919.555.137.536	606.388.851.433
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	58.404.390.400	138.737.795.072	348.778.938.880	820.252.246.016	2.099.522.174.976	423.771.528.294
		Condensado, Barris	460.105	1.222.476	3.109.240	7.335.674	20.629.152	3.798.757
P-SOL-191-1	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	601	1.427	3.452	6.997	8.798	3.849
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	65,7	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	264	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,551	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	16.269.074.432	44.751.814.656	122.512.384.000	281.624.248.320	686.191.738.880	145.720.911.397
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	11.404.905.472	30.679.525.376	85.853.859.904	198.882.295.808	485.424.791.552	102.322.635.059
		Condensado, Barris	94.157	271.351	765.733	1.781.840	5.342.356	919.835
P-SOL-191-2	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	526	873	2.069	4.156	5.218	2.302
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,223	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	214	229	250	271	287	250
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,550	0,616	0,700	0,784	0,850	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	11.825.678.336	31.406.127.104	77.024.911.360	183.995.219.968	382.412.619.776	85.044.448.285
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	8.300.748.752	21.878.843.744	53.242.048.512	132.207.353.856	284.022.638.240	66.538.109.061
		Condensado, Barris	64.644	197.029	485.618	1.194.516	3.161.168	598.661
P-SOL-191-3	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	991	1.653	3.917	7.882	9.879	4.362
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,6	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	213	229	250	271	286	250
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	18.778.871.808	55.752.380.416	152.576.548.096	354.754.854.912	931.083.005.184	181.891.462.576
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	11.867.439.104	40.272.257.024	105.308.594.176	248.842.818.560	617.966.010.368	127.025.690.639
		Condensado, Barris	126.883	359.777	930.992	2.231.130	5.798.289	1.145.810

PAULO FERNANDO S. DE ALMEIDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-191-4	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	222	368	870	1.751	2.199	969
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,8	30,7	50,3	66,8	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,222	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	214	229	250	271	286	250
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	4.450.001.408	12.173.053.952	34.130.964.480	75.842.336.816	166.604.488.704	40.195.409.802
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	2.797.539.072	8.461.291.264	23.822.683.808	54.796.894.048	123.721.834.496	28.109.188.403
		Condensado, Barris	27.233	75.650	205.029	496.134	1.332.238	263.196
P-SOL-214-1 (Lead)	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	2.773	4.598	10.892	21.873	27.462	12.118
0,00		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,8	30,7	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,114	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	213	229	250	271	286	250
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,552	0,616	0,700	0,784	0,847	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	66.934.595.584	163.326.688.128	408.032.458.240	969.921.331.200	2.404.113.186.816	499.332.058.218
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	48.916.660.224	114.243.903.488	288.024.494.080	675.436.284.320	1.728.855.539.712	348.956.474.301
		Condensado, Barris	395.344	1.008.650	2.660.310	6.040.575	17.161.606	3.128.094
P-SOL-214-2 (Lead)	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	1.376	2.300	5.438	10.955	13.747	6.059
0,00		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,8	30,7	50,4	66,7	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	214	229	250	271	287	250
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,551	0,616	0,700	0,784	0,845	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	29.906.145.280	78.618.705.920	209.724.604.416	479.725.027.328	1.166.984.792.576	249.374.986.373
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	21.095.862.272	54.169.563.616	146.605.506.560	338.234.703.872	824.839.307.264	175.099.453.493
		Condensado, Barris	169.763	473.985	1.313.275	3.038.147	9.077.781	1.574.073
P-SOL-214-3 (Lead)	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	608	1.011	2.395	4.812	6.042	2.666
0,00		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,8	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,223	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	210	225	245	265	281	245
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,550	0,616	0,700	0,784	0,850	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	13.419.033.600	35.637.690.368	87.403.003.904	208.786.161.664	433.937.678.336	107.850.437.100
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	9.419.162.624	24.826.843.136	60.415.713.280	150.020.554.752	322.290.810.880	75.503.243.811
		Condensado, Barris	407.523	1.242.091	2.935.300	7.530.339	19.928.300	3.774.142

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-169-5	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	2.917	4.868	11.535	23.209	29.087	12.645
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,6	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,164	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122,116	131,101	142,983	154,829	163,782	142,999
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	14.471.297.024	46.548.836.352	135.423.631.360	313.400.918.016	804.975.778.816	160.001.822.816
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	7.354.568.192	28.727.412.736	81.070.567.904	188.568.424.640	514.816.492.032	95.791.523.016
		Condensado, Barris	436.779	1.416.718	3.878.662	9.421.935	26.825.412	4.799.648
P-SOL-148-1	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	637	1.058	2.502	5.034	8.321	2.787
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	66,8	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,166	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	3.509.372.672	10.204.162.048	28.977.693.376	65.286.832.128	156.577.595.392	34.647.193.403
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	1.922.347.136	6.098.086.960	17.328.871.424	40.661.487.616	98.664.953.344	20.763.937.930
		Condensado, Barris	105.011	296.483	837.184	2.021.303	5.392.180	1.039.516
P-SOL-194-IMA	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	893	1.150	2.723	5.468	6.866	3.029
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,163	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,473	0,528	0,600	0,672	0,726	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	4.892.175.872	11.837.316.144	30.410.917.888	71.851.778.048	184.873.484.288	37.228.096.281
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	3.084.905.216	7.019.293.696	18.382.444.544	43.392.278.528	113.954.537.472	22.281.875.975
		Condensado, Barris	111.444	347.590	905.551	2.138.359	5.701.040	1.109.870
P-SOL-149-1	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	2.268	3.787	8.928	17.938	22.520	9.937
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,169	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,471	0,528	0,600	0,672	0,726	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	13.624.991.744	39.902.470.144	98.467.615.488	239.868.887.040	537.967.198.208	123.032.278.217
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	8.197.483.520	24.309.254.144	58.381.561.856	149.396.963.328	327.624.359.936	73.628.540.576
		Condensado, Barris	63.840	212.906	505.124	1.333.593	3.625.939	664.398

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-149-2	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	936	1.561	3.700	7.444	9.330	4.120
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,8	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,164	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	4.641.736.704	14.930.758.656	43.437.768.704	100.524.816.432	290.146.942.976	51.321.339.388
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	2.359.012.352	9.214.452.736	26.003.773.440	60.490.948.608	185.085.670.656	30.725.582.672
		Condensado, Barris	25.218	81.795	223.938	543.963	1.548.788	277.112
P-SOL-149-3	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	886	1.472	3.481	7.004	8.795	3.878
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	66,8	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,165	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	4.882.605.568	14.197.095.424	40.317.071.360	90.833.854.464	217.847.103.488	48.204.790.987
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	2.674.569.984	8.484.287.216	24.109.733.888	56.572.502.016	138.864.280.064	28.888.957.085
		Condensado, Barris	26.298	74.250	209.660	506.205	1.350.389	260.331
P-SOL-149-4	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	388	644	1.525	3.062	3.845	1.696
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,163	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,473	0,528	0,600	0,672	0,726	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	2.739.618.560	6.626.897.792	17.030.114.304	40.236.994.560	103.529.152.512	20.847.733.936
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	1.727.546.880	3.930.804.480	10.294.166.576	24.299.675.648	63.814.541.312	12.483.450.542
		Condensado, Barris	11.234	35.037	91.280	215.547	574.665	111.875
P-SOL-170-1	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	1.189	1.975	4.682	9.409	11.809	5.211
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,169	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122,372	131,101	142,986	154,818	163,916	143,000
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,471	0,528	0,600	0,672	0,728	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	7.144.813.056	20.924.465.152	51.645.947.904	125.784.907.776	282.104.758.272	64.516.926.543
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	4.286.680.320	12.747.535.360	30.614.720.512	78.342.307.840	171.803.017.216	38.714.966.443
		Condensado, Barris	33.477	111.648	284.882	699.323	1.901.407	346.404

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-170-1	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	1.302	2.160	5.120	10.294	12.920	5.695
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,8	30,7	50,4	66,0	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,220	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	264	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,846	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	28.343.455.744	70.860.958.160	179.036.225.536	409.184.534.528	1.071.471.394.816	217.461.741.696
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	16.616.255.360	48.895.197.184	125.978.959.872	289.216.384.544	753.551.540.224	152.153.716.035
		Condensado, Barris	891.426	2.407.247	6.188.037	14.645.588	37.216.164	7.595.651
P-SOL-170-2	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	622	1.038	2.459	4.948	6.202	2.739
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	17	20	31	50	66	33
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,164	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,699	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	3.085.389.568	9.924.562.944	28.873.340.928	66.819.440.640	192.862.388.224	34.113.696.192
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	1.568.049.408	6.124.901.376	17.284.861.952	40.208.687.104	109.720.117.248	20.423.476.641
		Condensado, Barris	16.762	54.370	148.853	361.589	1.029.468	184.198
P-SOL-170-2	Lower Jurua	Área Produtiva, Acres	498	828	1.980	3.943	4.942	2.181
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,8	30,7	50,3	65,7	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,223	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,620	0,661	0,720	0,779	0,819	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,554	0,616	0,700	0,784	0,848	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	9.754.418.176	25.618.479.104	68.927.848.448	168.678.408.192	422.213.124.096	85.022.855.426
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	6.486.481.408	17.061.921.792	47.615.643.648	119.864.770.560	315.879.948.288	59.637.967.500
		Condensado, Barris	278.651	844.499	2.388.984	6.073.197	14.118.844	2.987.848
P-SOL-170-3	Upper Jurua	Área Produtiva, Acres	363	603	1.425	2.887	3.600	1.587
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,8	30,7	50,3	65,8	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1	1	1	1	1	1
		Porosidade, Decimal	0,057	0,076	0,100	0,126	0,165	0,101
		Saturação de gás, decimal	0,500	0,541	0,600	0,659	0,700	0,600
		Fator de formação de volume, Bg	122	131	143	155	164	143
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,475	0,528	0,600	0,672	0,725	0,600
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	1.998.816.640	5.811.935.744	16.504.800.256	37.185.110.016	89.161.159.424	19.733.836.262
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	1.094.902.016	3.473.259.264	9.869.922.304	23.159.367.680	56.765.693.952	11.828.416.801
		Condensado, Barris	10.766	30.396	85.830	207.228	552.816	106.573

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 14 - DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE - (Continuação)

Prospecto / Lead	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
P-SOL-170-3	Lower Juruá	Área Produtiva, Acres	360	598	1.414	2.847	3.567	1.575
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pés	16,5	19,6	30,7	50,3	65,9	33,0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Taxa Líquido para Bruto, Decimal	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
		Porosidade, Decimal	0,113	0,135	0,160	0,186	0,221	0,160
		Saturação de gás, decimal	0,621	0,661	0,720	0,779	0,820	0,720
		Fator de formação de volume, Bg	196	211	230	249	263	230
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,555	0,616	0,700	0,784	0,848	0,700
		Prospectiva OGIP, Pés Cúbicos	6.505.750.016	17.978.896.736	49.860.669.440	117.573.558.272	258.049.146.880	60.364.478.819
		Recuperação Bruta Final de Prospecto, Pés Cúbicos	4.641.268.224	12.650.668.032	35.137.445.888	84.333.879.296	172.546.932.736	42.185.265.077
		Condensado, Barris	205.349	620.932	1.721.857	4.227.055	9.330.133	2.098.722

PAULO FERNANDO S DE LAGERENA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 15
VALOR PRESENTE POTENCIAL a 10 POR CENTO DOS RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDO DE ÓLEO TRUNCADO, TEFS AJUSTADOS e Pe AJUSTADOS
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS para ÓLEO em VÁRIOS BLOCOS NO BRASIL e NAMIBIA

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

Truncado, TEFS Ajustado, Pe Ajustado, Participação Líquida
Sumário do Valor Presente Potencial de Recursos de Óleo

Prospecto	Estimativa Baixa (10^3 U.S.$)	Melhor Estimativa (10^3 U.S.$)	Estimativa Alta (10^3 U.S.$)	Estimativa Média (10^3 U.S.$)
P-SOL-148-1	30.772	64.668	133.565	76.168
P-SOL-149-1	98.816	176.413	329.672	207.742
P-SOL-149-2	35.715	66.077	115.866	76.436
P-SOL-149-3	62.690	121.851	221.028	132.935
P-SOL-149-4	48.027	86.892	156.403	97.836
P-SOL-172-1	52.914	113.568	246.932	132.614
P-SOL-172-2	43.870	92.957	211.544	119.686
P-SOL-172-3	69.387	127.096	230.551	145.134
P-SOL-196-1	47.948	106.245	224.551	126.361
P-SOL-218-1	94.328	210.551	478.185	256.161
P-SOL-174-1	45.800	101.405	207.461	122.379
P-SOL-216-1	14.010	37.921	83.721	41.221
P-SOL-216-2	70.435	154.935	339.052	186.902
P-SOL-194-1	16.586	41.230	88.860	51.918
P-SOL-194-2	16.337	41.049	85.947	49.281
P-SOL-151-1	67.578	145.573	340.377	179.739
P-SOL-151-2	52.763	125.254	274.203	140.831
P-SOL-169-1	(1.916)	12.575	30.899	11.625
P-SOL-169-2	1.903	17.222	43.154	19.153
P-SOL-169-3	12.636	36.056	80.783	47.273
P-SOL-169-5	10.041	31.993	76.699	40.593
P-SOL-170-GUA	15.812	41.670	86.997	48.844
P-SOL-170-TAQ	6.185	22.982	51.105	25.836
P-SOL-170-1	6.882	23.511	50.947	27.061
P-SOL-170-2	4.126	20.439	46.258	20.263
P-SOL-170-3	(13.272)	1.210	3.898	(4.169)
P-SOL-170-4	(7.293)	6.259	13.525	2.056
P-SOL-192-1	32.579	68.932	135.469	79.914
P-SOL-169-4	(6.673)	6.057	14.803	3.027
Soma Aritmética Solimões	928.987	2.102.591	4.402.457	2.464.823
Grolsch	228.319	533.790	1.255.019	659.347
Kilkenny	256.088	607.884	1.384.369	819.365
Duvel	198.078	439.310	923.571	550.642
Windhoek	1.612.053	2.842.522	5.078.797	3.108.334
Guiness	344.420	631.049	1.154.473	697.080
Negra Modelo	1.014.419	1.765.948	3.179.000	2.081.567
Somatório Aritmético Namibia	3.653.376	6.820.503	12.975.229	7.916.335
Composto Estatístico	**5.883.307**	**9.638.662**	**15.792.305**	**10.381.157**
Soma Aritmética	4.582.363	8.923.095	17.377.685	10.381.157

Observações:

1. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas seguem as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta Tabela são P90, P50, Média, e P10 respectivamente.
3. Somente a perspectiva média pode ser somada em forma aritmética; P90, P50 e P10 não são aditivos.
4. A eficiência de recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
5. Valores negativos não são marcados entre parênteses.
6. Os valores presentes desta tabela se referem à participação líquida da HRT.
7. Os valores presentes desta tabela não representam uma avaliação justa do valor do mercado.
8. Risco político, disponibilidade no mercado, momento, formação de preços e outras incertezas econômicas não estão incluídas nesta tabela.
9. Existe uma possibilidade dos prospectos não resultarem em descobertas e desenvolvimento exitoso hipótese em que não existiria um valor potencial atual positivo.
10. O valor presente potencial estimado de recursos prospectivos não é comparável no sentido de apresentar estimativas de valor de recursos contingentes ou reservas.
11. TEFS é definido como o tamanho limite de campo econômico.
12. Pe é definido como probabilidade da descoberta de recursos econômicos.
13. O valor presente potencial por barril de distribuição de óleo equivalente incluiu o condensado e o gás de solução.
14. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
15. Não existe certeza de que qualquer parcela de recursos prospectivos aqui estimados seja efetivamente descoberta. Caso forem descobertos não há certeza que terá viabilidade comercial para produção de qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 16
VALOR PRESENTE POTENCIAL a 10 POR CENTO
DOS
RECURSOS PROSPECTIVOS LÍQUIDO DE GÁS
TRUNCADO, TEFS AJUSTADOS e Pe AJUSTADOS
em
31 de agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS para GÁS em
VÁRIOS BLOCOS
NO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

Truncado, TEFS Ajustado, Pe Ajustado, Participação Líquida
Sumário do Valor Presente Potencial de Recursos de Gás

Prospecto	Estimativa Baixa (10^3 U.S.$)	Melhor Estimativa (10^3 U.S.$)	Estimativa Alta (10^3 U.S.$)	Estimativa Média (10^3 U.S.$)
P-SOL-192-1	(85.234)	7.433	111.381	9.116
P-SOL-169-1	(13.640)	(3.847)	6.907	(3.651)
P-SOL-169-2	(7.725)	(2.093)	5.099	(1.470)
P-SOL-169-3	(7.445)	2.558	15.388	3.527
P-SOL-169-4	(7.063)	(3.802)	(315)	(3.704)
P-SOL-168-1	(300)	12.183	33.566	15.888
P-SOL-168-2	(6.188)	(2.719)	1.302	(2.624)
P-SOL-168-3	(7.570)	639	12.436	1.680
P-SOL-168-4	(8.176)	3.308	21.170	5.277
P-SOL-191-1	(7.169)	(3.436)	1.362	(3.187)
P-SOL-191-2	(7.834)	(4.877)	(2.225)	(4.904)
P-SOL-191-3	(8.115)	(3.876)	1.490	(3.301)
P-SOL-191-4	(9.456)	(6.426)	(4.337)	(6.593)
P-SOL-169-5	(5.127)	(1.332)	4.430	(639)
P-SOL-148-1	(9.734)	(6.516)	(4.365)	(6.794)
P-SOL-194-IMA	(9.525)	(6.346)	(4.186)	(6.579)
P-SOL-149-1	(8.775)	(5.497)	(2.692)	(5.621)
P-SOL-149-2	(9.253)	(6.254)	(4.243)	(6.557)
P-SOL-149-3	(9.326)	(6.393)	(4.369)	(6.676)
P-SOL-149-4	(10.270)	(7.054)	(4.827)	(7.368)
P-SOL-170-1	(2.761)	1.337	7.200	1.755
P-SOL-170-2	(3.930)	(677)	4.370	(52)
P-SOL-170-3	(5.754)	(2.711)	488	(2.307)
Composto Estatístico	**(208.649)**	**(44.177)**	**176.111**	**(34.783)**
Soma Aritmética	(250.368)	(46.399)	195.029	(34.783)

Observações:

1. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas seguem as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta Tabela são P90, P50, Média, e P10 respectivamente.
3. Somente a perspectiva média pode ser somada em forma aritmética; P90, P50 e P10 não são aditivos.
4. A eficiência de recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
5. Valores negativos não são marcados entre parênteses.
6. Os valores presentes desta tabela se referem à participação líquida da HRT.
7. Os valores presentes desta tabela não representam uma avaliação justa do valor do mercado.
8. Risco político, disponibilidade no mercado, momento, formação de preços e outras incertezas econômicas não estão incluídas nesta tabela.
9. Existe uma possibilidade dos prospectos não resultarem em descobertas e desenvolvimento exitoso hipótese em que não existiria um valor potencial atual positivo.
10. O valor presente potencial estimado de recursos prospectivos não é comparável no sentido de apresentar estimativas de valor de recursos contingentes ou reservas.
11. TEFS é definido como o tamanho limite de campo econômico.
12. Pe é definido como probabilidade da descoberta de recursos econômicos.
13. O valor presente potencial por barril de distribuição de óleo equivalente incluiu o condensado e o gás de solução.
14. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
15. Não existe certeza de que qualquer parcela de recursos prospectivos aqui estimados seja efetivamente descoberta. Caso forem descobertos não há certeza que terá viabilidade comercial para produção de qualquer parcela dos recursos prospectivos avaliados.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 17
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-192-1

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	75.581	90.581
2019	59	3.483	18.228	290	290	0	18.808	60.000	75.581	135.581
2020	198	11.975	18.228	998	998	0	20.224	60.000	75.581	135.581
2021	393	24.808	18.228	2.067	2.067	0	22.363	60.000	75.581	135.581
2022	541	36.467	18.228	3.039	3.039	0	24.306	60.000	75.581	135.581
2023	640	47.057	18.228	3.921	3.921	0	26.071	60.000	75.581	135.581
2024	693	56.678	18.228	4.723	4.723	0	27.674	15.000	75.581	90.581
2025	655	60.089	18.228	5.007	5.007	0	28.243	0	0	0
2026	536	54.586	18.228	4.549	4.549	0	27.326	0	0	0
2027	443	49.587	18.228	4.132	4.132	0	26.492	0	0	0
2028	370	45.048	18.228	3.754	3.754	0	25.736	0	0	0
2029	312	40.921	18.228	3.410	3.410	0	25.048	0	0	0
2030	266	37.173	18.228	3.098	3.098	0	24.423	0	0	0
2031	228	33.769	18.228	2.814	2.814	0	23.858	0	0	0
2032	198	30.676	18.228	2.556	2.558	0	23.341	0	0	0
2033	173	27.867	18.228	2.322	2.322	0	22.872	0	0	0
2034	151	25.315	18.228	2.110	2.110	0	22.447	0	0	0
2035	134	22.997	18.228	1.916	1.916	0	22.061	0	0	0
2036	119	20.891	18.228	1.741	1.741	0	21.710	0	0	0
2037	108	18.977	18.228	1.581	1.581	0	21.391	0	0	0
2038	95	17.239	18.228	1.437	1.437	0	21.101	0	0	0
2039	85	15.661	18.228	1.305	1.305	0	20.838	0	0	0
2040	76	14.226	18.228	1.186	1.186	0	20.599	0	0	0
2041	69	12.924	18.228	1.077	1.077	0	20.382	0	0	0
2042	62	11.730	18.228	978	978	0	20.183	0	0	0
2043	54	10.308	18.228	859	859	0	19.946	0	0	0
2044	44	8.455	18.228	705	705	0	19.637	0	0	0
2045	33	6.287	18.228	524	524	0	19.276	0	0	0
2046	23	4.318	18.228	360	360	0	18.948	0	0	0
2047	13	2.530	18.228	211	211	0	18.649	0	0	0
2048	5	905	18.228	75	75	0	18.379	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**6.777**	**752.945**	**546.835**	**62.745**	**62.745**	**25.000**	**697.326**	**330.000**	**529.069**	**859.069**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 18
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-169-1

DeGOLYER MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10% U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10% U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	50.314	65.314
2020	58	3.490	3.925	291	291	0	4.507	45.000	50.314	95.314
2021	155	10.235	3.925	853	853	0	5.631	0	0	0
2022	170	12.755	3.925	1.063	1.063	0	6.051	0	0	0
2023	137	11.636	3.925	970	970	0	5.865	0	0	0
2024	112	10.616	3.925	885	885	0	5.695	0	0	0
2025	93	9.684	3.925	807	807	0	5.539	0	0	0
2026	77	8.835	3.925	736	736	0	5.398	0	0	0
2027	65	8.060	3.925	672	672	0	5.269	0	0	0
2028	55	7.353	3.925	613	613	0	5.151	0	0	0
2029	48	6.708	3.925	559	559	0	5.043	0	0	0
2030	41	6.119	3.925	510	510	0	4.945	0	0	0
2031	36	5.582	3.925	465	465	0	4.856	0	0	0
2032	32	5.093	3.925	424	424	0	4.774	0	0	0
2033	28	4.646	3.925	387	387	0	4.700	0	0	0
2034	25	4.238	3.925	353	353	0	4.632	0	0	0
2035	22	3.866	3.925	322	322	0	4.570	0	0	0
2036	20	3.527	3.925	294	294	0	4.513	0	0	0
2037	18	3.218	3.925	268	268	0	4.462	0	0	0
2038	16	2.936	3.925	245	245	0	4.415	0	0	0
2039	15	2.678	3.925	223	223	0	4.372	0	0	0
2040	13	2.443	3.925	204	204	0	4.332	0	0	0
2041	12	2.229	3.925	186	186	0	4.297	0	0	0
2042	11	2.033	3.925	169	169	0	4.264	0	0	0
2043	10	1.855	3.925	155	155	0	4.234	0	0	0
2044	9	1.692	3.925	141	141	0	4.207	0	0	0
2045	7	1.221	3.925	102	102	0	4.129	0	0	0
2046	3	463	3.925	39	39	0	4.003	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1.289**	**143.210**	**105.983**	**11.934**	**11.934**	**25.000**	**154.852**	**60.000**	**100.629**	**160.629**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 19
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-169-2

DEGOLYER MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6R^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10% U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10% U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	41.419	56.419
2019	58	3.494	7.536	291	291	0	8.119	30.000	41.419	71.419
2020	136	8.476	7.536	708	706	0	8.949	30.000	41.419	71.419
2021	248	16.519	7.536	1.377	1.377	0	10.289	45.000	41.419	86.419
2022	318	23.814	7.536	1.985	1.985	0	11.505	30.000	41.419	71.419
2023	280	23.490	7.536	1.957	1.957	0	11.451	0	0	0
2024	231	21.484	7.536	1.790	1.790	0	11.117	0	0	0
2025	192	19.650	7.536	1.638	1.638	0	10.811	0	0	0
2026	161	17.973	7.536	1.498	1.498	0	10.532	0	0	0
2027	137	16.439	7.536	1.370	1.370	0	10.276	0	0	0
2028	116	15.035	7.536	1.253	1.253	0	10.042	0	0	0
2029	100	13.752	7.536	1.146	1.146	0	9.828	0	0	0
2030	87	12.578	7.536	1.048	1.048	0	9.633	0	0	0
2031	76	11.504	7.536	959	959	0	9.454	0	0	0
2032	66	10.522	7.536	877	877	0	9.290	0	0	0
2033	59	9.624	7.536	802	802	0	9.140	0	0	0
2034	52	8.803	7.536	734	734	0	9.003	0	0	0
2035	46	8.051	7.536	671	671	0	8.878	0	0	0
2036	42	7.364	7.536	614	614	0	8.764	0	0	0
2037	37	6.735	7.536	561	561	0	8.659	0	0	0
2038	34	6.160	7.536	513	513	0	8.563	0	0	0
2039	30	5.634	7.536	470	470	0	8.475	0	0	0
2040	28	5.154	7.536	429	429	0	8.395	0	0	0
2041	25	4.714	7.536	393	393	0	8.322	0	0	0
2042	23	4.311	7.536	359	359	0	8.255	0	0	0
2043	21	3.943	7.536	329	329	0	8.194	0	0	0
2044	18	3.536	7.536	295	295	0	8.126	0	0	0
2045	15	2.885	7.536	240	240	0	8.017	0	0	0
2046	11	2.043	7.536	170	170	0	7.877	0	0	0
2047	5	925	7.536	77	77	0	7.691	0	0	0
2048	1	113	7.536	9	9	0	7.555	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2.653**	**294.728**	**226.090**	**24.561**	**24.561**	**25.000**	**300.212**	**150.000**	**207.096**	**357.096**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 20
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-169-3

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10% U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10% U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	83.681	98.681
2019	58	3.486	16.022	291	291	0	15.603	60.000	83.681	143.681
2020	196	11.992	16.022	999	999	0	17.021	60.000	83.681	143.681
2021	384	24.863	16.022	2.072	2.072	0	19.166	60.000	83.681	143.681
2022	521	36.581	15.022	3.048	3.048	0	21.119	60.000	83.681	143.681
2023	604	47.250	15.022	3.937	3.937	0	22.897	0	0	0
2024	549	48.144	15.022	4.012	4.012	0	23.046	0	0	0
2025	451	43.832	15.022	3.653	3.653	0	22.328	0	0	0
2026	373	39.905	15.022	3.325	3.325	0	21.673	0	0	0
2027	312	36.330	15.022	3.028	3.028	0	21.077	0	0	0
2028	263	33.076	15.022	2.756	2.756	0	20.535	0	0	0
2029	224	30.113	15.022	2.509	2.509	0	20.041	0	0	0
2030	192	27.415	15.022	2.285	2.285	0	19.592	0	0	0
2031	166	24.959	15.022	2.080	2.080	0	19.182	0	0	0
2032	145	22.724	15.022	1.894	1.894	0	18.810	0	0	0
2033	127	20.688	15.022	1.724	1.724	0	18.470	0	0	0
2034	112	18.835	15.022	1.570	1.570	0	18.161	0	0	0
2035	99	17.147	15.022	1.429	1.429	0	17.880	0	0	0
2036	88	15.611	15.022	1.301	1.301	0	17.624	0	0	0
2037	79	14.213	15.022	1.184	1.184	0	17.391	0	0	0
2038	71	12.940	15.022	1.078	1.078	0	17.179	0	0	0
2039	63	11.781	15.022	982	982	0	16.986	0	0	0
2040	57	10.725	15.022	894	894	0	16.810	0	0	0
2041	51	9.764	15.022	814	814	0	16.650	0	0	0
2042	47	8.890	15.022	741	741	0	16.504	0	0	0
2043	41	7.927	15.022	661	661	0	16.344	0	0	0
2044	35	6.790	15.022	566	566	0	16.154	0	0	0
2045	25	4.895	15.022	408	408	0	15.838	0	0	0
2046	16	3.062	15.022	255	255	0	15.533	0	0	0
2047	7	1.393	15.022	116	116	0	15.255	0	0	0
2048	1	118	15.022	10	10	0	15.042	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	5.359	595.451	450.671	49.621	49.621	25.000	574.912	255.000	418.404	673.404

Observações:
1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PUBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 21
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-169-4

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	51.415	66.415
2019	59	3.493	3.959	291	291	0	4.542	45.000	51.415	96.415
2020	156	10.249	3.959	854	854	0	5.668	0	0	0
2021	171	12.792	3.959	1.066	1.066	0	6.091	0	0	0
2022	139	11.693	3.959	974	974	0	5.908	0	0	0
2023	114	10.688	3.959	891	891	0	5.741	0	0	0
2024	94	9.769	3.959	814	814	0	5.588	0	0	0
2025	79	8.930	3.959	744	744	0	5.448	0	0	0
2026	66	8.163	3.959	680	680	0	5.320	0	0	0
2027	57	7.461	3.959	622	622	0	5.203	0	0	0
2028	49	6.820	3.959	568	568	0	5.096	0	0	0
2029	42	6.234	3.959	519	519	0	4.998	0	0	0
2030	37	5.698	3.959	475	475	0	4.909	0	0	0
2031	33	5.209	3.959	434	434	0	4.828	0	0	0
2032	29	4.761	3.959	397	397	0	4.753	0	0	0
2033	26	4.352	3.959	363	363	0	4.685	0	0	0
2034	23	3.978	3.959	331	331	0	4.622	0	0	0
2035	21	3.636	3.959	303	303	0	4.565	0	0	0
2036	18	3.324	3.959	277	277	0	4.513	0	0	0
2037	17	3.038	3.959	253	253	0	4.466	0	0	0
2038	15	2.777	3.959	231	231	0	4.422	0	0	0
2039	14	2.538	3.959	212	212	0	4.382	0	0	0
2040	13	2.320	3.959	193	193	0	4.346	0	0	0
2041	12	2.121	3.959	177	177	0	4.313	0	0	0
2042	11	1.939	3.959	162	162	0	4.283	0	0	0
2043	10	1.772	3.959	148	148	0	4.255	0	0	0
2044	8	1.486	3.959	124	124	0	4.207	0	0	0
2045	5	994	3.959	83	83	0	4.125	0	0	0
2046	1	109	3.959	9	9	0	3.978	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1.317**	**146.342**	**110.864**	**12.195**	**12.195**	**25.000**	**160.254**	**60.000**	**102.830**	**162.830**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 22
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2016
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-163-1

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gás (10^6ft³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	15.000	89.129	104.129
2016	121	3.487	19.544	291	291	0	20.125	60.000	89.129	149.129
2017	407	11.996	19.544	1.000	1.000	0	21.543	60.000	89.129	149.129
2018	807	24.876	19.544	2.073	2.073	0	23.690	60.000	89.129	149.129
2019	1.114	36.607	19.544	3.051	3.051	0	25.645	60.000	89.129	149.129
2020	1.322	47.293	19.544	3.941	3.941	0	27.426	60.000	89.129	149.129
2021	1.436	57.027	19.544	4.752	4.752	0	29.048	45.000	89.129	134.129
2022	1.435	64.120	19.544	5.343	5.343	0	30.230	0	0	0
2023	1.235	61.819	19.544	5.152	5.152	0	29.847	0	0	0
2024	1.016	56.309	19.544	4.692	4.692	0	28.929	0	0	0
2025	846	51.290	19.544	4.274	4.274	0	28.092	0	0	0
2026	713	46.719	19.544	3.893	3.893	0	27.330	0	0	0
2027	607	42.555	19.544	3.548	3.548	0	26.636	0	0	0
2028	523	38.762	19.544	3.230	3.230	0	26.004	0	0	0
2029	455	35.307	19.544	2.942	2.942	0	25.428	0	0	0
2030	400	32.160	19.544	2.680	2.680	0	24.904	0	0	0
2031	354	29.294	19.544	2.441	2.441	0	24.426	0	0	0
2032	315	26.683	19.544	2.224	2.224	0	23.991	0	0	0
2033	282	24.304	19.544	2.025	2.025	0	23.594	0	0	0
2034	254	22.138	19.544	1.845	1.845	0	23.233	0	0	0
2035	230	20.165	19.544	1.680	1.680	0	22.905	0	0	0
2036	208	18.368	19.544	1.531	1.531	0	22.605	0	0	0
2037	189	16.730	19.544	1.394	1.394	0	22.332	0	0	0
2038	172	15.239	19.544	1.270	1.270	0	22.084	0	0	0
2039	157	13.881	19.544	1.157	1.157	0	21.857	0	0	0
2040	142	12.523	19.544	1.044	1.044	0	21.631	0	0	0
2041	125	11.027	19.544	919	919	0	21.382	0	0	0
2042	101	8.845	19.544	737	737	0	21.018	0	0	0
2043	76	6.652	19.544	555	555	0	20.654	0	0	0
2044	53	4.673	19.544	389	389	0	20.323	0	0	0
2045	33	2.862	19.544	238	238	0	20.021	0	0	0
2046	0	1.242	19.544	104	104	0	19.751	0	0	0
2047	0	123	19.544	10	10	0	19.564	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**15.127**	**845.087**	**625.400**	**70.424**	**70.424**	**25.000**	**791.248**	**360.000**	**623.900**	**983.900**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – Rio de Janeiro – TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 23
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-168-2

DEGOLYER AND MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	36.499	51.499
2019	57	3.484	2.897	290	290	0	3.478	30.000	36.499	66.499
2020	123	8.437	2.897	703	703	0	4.303	0	0	0
2021	121	9.374	2.897	781	781	0	4.459	0	0	0
2022	98	8.525	2.897	710	710	0	4.318	0	0	0
2023	80	7.753	2.897	646	646	0	4.189	0	0	0
2024	68	7.051	2.897	588	588	0	4.072	0	0	0
2025	55	6.412	2.897	534	534	0	3.966	0	0	0
2026	46	5.832	2.897	486	486	0	3.889	0	0	0
2027	39	5.304	2.897	442	442	0	3.781	0	0	0
2028	34	4.823	2.897	402	402	0	3.701	0	0	0
2029	29	4.386	2.897	366	366	0	3.628	0	0	0
2030	25	3.989	2.897	332	332	0	3.562	0	0	0
2031	22	3.628	2.897	302	302	0	3.502	0	0	0
2032	20	3.299	2.897	275	275	0	3.447	0	0	0
2033	17	3.001	2.897	250	250	0	3.397	0	0	0
2034	15	2.729	2.897	227	227	0	3.352	0	0	0
2035	14	2.482	2.897	207	207	0	3.311	0	0	0
2036	12	2.257	2.897	188	188	0	3.273	0	0	0
2037	11	2.053	2.897	171	171	0	3.239	0	0	0
2038	10	1.867	2.897	156	156	0	3.208	0	0	0
2039	9	1.698	2.897	141	141	0	3.180	0	0	0
2040	8	1.544	2.897	129	129	0	3.154	0	0	0
2041	7	1.404	2.897	117	117	0	3.131	0	0	0
2042	7	1.277	2.897	106	106	0	3.110	0	0	0
2043	5	899	2.897	75	75	0	3.047	0	0	0
2044	2	381	2.897	32	32	0	2.960	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**935**	**103.888**	**75.320**	**8.657**	**8.657**	**25.000**	**117.635**	**45.000**	**72.999**	**117.999**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram resjustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – Rio de Janeiro – TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 24
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-168-3

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	30.000	68.195	98.195
2016	173	5.268	7.662	439	439	0	8.540	60.000	68.195	128.195
2017	468	15.307	7.662	1.276	1.276	0	10.213	60.000	68.195	128.195
2018	659	24.314	7.662	2.026	2.026	0	11.714	0	0	0
2019	572	23.815	7.662	1.985	1.985	0	11.631	0	0	0
2020	465	21.660	7.662	1.805	1.805	0	11.272	0	0	0
2021	382	19.700	7.662	1.642	1.642	0	10.945	0	0	0
2022	317	17.918	7.662	1.493	1.493	0	10.648	0	0	0
2023	266	16.296	7.662	1.358	1.358	0	10.378	0	0	0
2024	225	14.822	7.662	1.235	1.235	0	10.132	0	0	0
2025	192	13.480	7.662	1.123	1.123	0	9.908	0	0	0
2026	165	12.261	7.662	1.022	1.022	0	9.705	0	0	0
2027	143	11.151	7.662	929	929	0	9.520	0	0	0
2028	125	10.142	7.662	845	845	0	9.352	0	0	0
2029	110	9.224	7.662	769	769	0	9.199	0	0	0
2030	97	8.390	7.662	699	699	0	9.060	0	0	0
2031	86	7.631	7.662	636	636	0	8.934	0	0	0
2032	77	6.940	7.662	578	578	0	8.818	0	0	0
2033	69	6.312	7.662	526	526	0	8.714	0	0	0
2034	62	5.741	7.662	478	478	0	8.619	0	0	0
2035	56	5.221	7.662	435	435	0	8.532	0	0	0
2036	50	4.749	7.662	396	396	0	8.453	0	0	0
2037	45	4.319	7.662	360	360	0	8.382	0	0	0
2038	41	3.928	7.662	327	327	0	8.316	0	0	0
2039	37	3.573	7.662	298	298	0	8.257	0	0	0
2040	30	2.914	7.662	243	243	0	8.147	0	0	0
2041	19	1.784	7.662	149	149	0	7.959	0	0	0
2042	4	407	7.662	34	34	0	7.730	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**4.935**	**277.257**	**206.868**	**23.106**	**23.106**	**25.000**	**278.079**	**150.000**	**204.586**	**354.586**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 25
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-168-4

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10% U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10% U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	15.000	87.563	102.563
2016	91	5.274	12.990	439	439	0	13.869	60.000	87.563	147.563
2017	252	15.336	12.990	1.278	1.278	0	15.546	60.000	87.563	147.563
2018	423	27.939	12.990	2.328	2.328	0	17.647	75.000	87.563	162.563
2019	530	39.431	12.990	3.286	3.286	0	19.562	0	0	0
2020	487	41.086	12.990	3.424	3.424	0	19.838	0	0	0
2021	395	37.463	12.990	3.122	3.122	0	19.234	0	0	0
2022	325	34.159	12.990	2.847	2.847	0	18.684	0	0	0
2023	270	31.146	12.990	2.596	2.596	0	18.182	0	0	0
2024	227	28.399	12.990	2.367	2.367	0	17.724	0	0	0
2025	193	25.895	12.990	2.158	2.158	0	17.306	0	0	0
2026	166	23.611	12.990	1.968	1.968	0	16.926	0	0	0
2027	144	21.529	12.990	1.794	1.794	0	16.579	0	0	0
2028	126	19.630	12.990	1.636	1.636	0	16.262	0	0	0
2029	111	17.899	12.990	1.492	1.492	0	15.974	0	0	0
2030	98	16.320	12.990	1.360	1.360	0	15.711	0	0	0
2031	88	14.881	12.990	1.240	1.240	0	15.471	0	0	0
2032	78	13.568	12.990	1.131	1.131	0	15.252	0	0	0
2033	71	12.372	12.990	1.031	1.031	0	15.052	0	0	0
2034	64	11.281	12.990	940	940	0	14.871	0	0	0
2035	58	10.286	12.990	857	857	0	14.705	0	0	0
2036	53	9.379	12.990	782	782	0	14.554	0	0	0
2037	48	8.552	12.990	713	713	0	14.416	0	0	0
2038	44	7.797	12.990	650	650	0	14.290	0	0	0
2039	40	7.110	12.990	592	592	0	14.175	0	0	0
2040	37	6.481	12.990	538	538	0	14.067	0	0	0
2041	30	5.342	12.990	445	445	0	13.881	0	0	0
2042	22	3.776	12.990	315	315	0	13.620	0	0	0
2043	12	2.048	12.990	171	171	0	13.332	0	0	0
2044	3	494	12.990	41	41	0	13.073	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**4.486**	**498.461**	**376.724**	**41.538**	**41.538**	**25.000**	**484.801**	**210.000**	**350.252**	**560.252**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 26
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLED LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-191-1

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	30.000	24.801	54.801
2019	84	5.272	2.906	439	439	0	3.784	15.000	24.801	39.801
2020	140	9.994	2.906	833	833	0	4.571	15.000	24.801	39.801
2021	113	9.185	2.906	759	759	0	4.423	0	0	0
2022	92	8.295	2.906	691	691	0	4.288	0	0	0
2023	76	7.558	2.906	630	630	0	4.165	0	0	0
2024	63	6.886	2.906	574	574	0	4.053	0	0	0
2025	53	6.273	2.906	523	523	0	3.951	0	0	0
2026	45	5.715	2.906	476	476	0	3.858	0	0	0
2027	38	5.207	2.906	434	434	0	3.773	0	0	0
2028	33	4.744	2.906	395	395	0	3.696	0	0	0
2029	29	4.322	2.906	360	360	0	3.626	0	0	0
2030	25	3.938	2.906	328	328	0	3.562	0	0	0
2031	22	3.588	2.906	299	299	0	3.504	0	0	0
2032	19	3.269	2.906	272	272	0	3.450	0	0	0
2033	17	2.978	2.906	248	248	0	3.402	0	0	0
2034	15	2.713	2.906	226	226	0	3.358	0	0	0
2035	14	2.472	2.906	206	206	0	3.318	0	0	0
2036	12	2.252	2.906	188	188	0	3.281	0	0	0
2037	11	2.052	2.906	171	171	0	3.248	0	0	0
2038	10	1.869	2.906	156	156	0	3.217	0	0	0
2039	9	1.703	2.906	142	142	0	3.189	0	0	0
2040	8	1.552	2.906	129	129	0	3.164	0	0	0
2041	7	1.414	2.906	118	118	0	3.141	0	0	0
2042	7	1.288	2.906	107	107	0	3.120	0	0	0
2043	6	1.074	2.906	89	89	0	3.085	0	0	0
2044	2	356	2.906	30	30	0	2.965	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**953**	**105.888**	**75.546**	**8.824**	**8.824**	**25.000**	**118.194**	**60.000**	**74.404**	**134.404**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 27
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-191-2

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	22.325	37.325
2019	59	3.470	2.789	289	289	0	3.367	30.000	22.325	52.325
2020	123	8.379	2.789	698	698	0	4.186	30.000	22.325	52.325
2021	114	9.245	2.789	770	770	0	4.330	0	0	0
2022	88	8.336	2.789	695	695	0	4.179	0	0	0
2023	69	7.517	2.789	626	626	0	4.042	0	0	0
2024	56	6.778	2.789	565	565	0	3.919	0	0	0
2025	46	6.112	2.789	509	509	0	3.808	0	0	0
2026	39	5.511	2.789	459	459	0	3.708	0	0	0
2027	33	4.970	2.789	414	414	0	3.617	0	0	0
2028	29	4.481	2.789	373	373	0	3.536	0	0	0
2029	26	4.041	2.789	337	337	0	3.463	0	0	0
2030	23	3.643	2.789	304	304	0	3.396	0	0	0
2031	21	3.285	2.789	274	274	0	3.337	0	0	0
2032	19	2.962	2.789	247	247	0	3.283	0	0	0
2033	17	2.671	2.789	223	223	0	3.234	0	0	0
2034	16	2.409	2.789	201	201	0	3.191	0	0	0
2035	14	2.172	2.789	181	181	0	3.151	0	0	0
2036	13	1.958	2.789	163	163	0	3.116	0	0	0
2037	12	1.766	2.789	147	147	0	3.083	0	0	0
2038	11	1.592	2.789	133	133	0	3.055	0	0	0
2039	10	1.436	2.789	120	120	0	3.028	0	0	0
2040	9	1.295	2.789	108	108	0	3.005	0	0	0
2041	7	906	2.789	75	75	0	2.940	0	0	0
2042	3	381	2.789	32	32	0	2.853	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**858**	**95.318**	**66.939**	**7.943**	**7.943**	**25.000**	**107.825**	**75.000**	**66.976**	**141.976**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 28
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-191-3

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	34.355	49.355
2019	59	3.494	3.963	291	291	0	4.545	45.000	34.355	79.355
2020	156	10.251	3.963	854	854	0	5.671	45.000	34.355	79.355
2021	171	12.796	3.963	1.066	1.066	0	6.096	0	0	0
2022	139	11.699	3.963	975	975	0	5.913	0	0	0
2023	114	10.695	3.963	891	891	0	5.746	0	0	0
2024	94	9.778	3.963	815	815	0	5.593	0	0	0
2025	78	8.940	3.963	745	745	0	5.453	0	0	0
2026	66	8.173	3.963	681	681	0	5.325	0	0	0
2027	56	7.473	3.963	623	623	0	5.208	0	0	0
2028	49	6.832	3.963	569	569	0	5.102	0	0	0
2029	42	6.246	3.963	521	521	0	5.004	0	0	0
2030	37	5.710	3.963	476	476	0	4.915	0	0	0
2031	33	5.221	3.963	435	435	0	4.833	0	0	0
2032	29	4.773	3.963	398	398	0	4.759	0	0	0
2033	26	4.364	3.963	364	364	0	4.690	0	0	0
2034	23	3.990	3.963	332	332	0	4.628	0	0	0
2035	21	3.648	3.963	304	304	0	4.571	0	0	0
2036	19	3.335	3.963	278	278	0	4.519	0	0	0
2037	17	3.049	3.963	254	254	0	4.471	0	0	0
2038	16	2.787	3.963	232	232	0	4.428	0	0	0
2039	14	2.548	3.963	212	212	0	4.388	0	0	0
2040	13	2.330	3.963	194	194	0	4.351	0	0	0
2041	12	2.130	3.963	178	178	0	4.318	0	0	0
2042	11	1.948	3.963	162	162	0	4.288	0	0	0
2043	10	1.781	3.963	148	148	0	4.260	0	0	0
2044	8	1.515	3.963	126	126	0	4.215	0	0	0
2045	6	1.035	3.963	86	86	0	4.136	0	0	0
2046	1	137	3.963	11	11	0	3.986	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1.320**	**146.677**	**110.964**	**12.223**	**12.223**	**25.000**	**160.410**	**105.000**	**103.065**	**208.065**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 29
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-191-4

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10ª U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10ª U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	15.000	12.964	27.964
2019	53	3.444	1.722	287	287	0	2.296	15.000	12.964	27.964
2020	76	6.502	1.722	542	542	0	2.805	15.000	12.964	27.964
2021	52	5.774	1.722	481	481	0	2.684	0	0	0
2022	38	5.127	1.722	427	427	0	2.576	0	0	0
2023	30	4.553	1.722	379	379	0	2.481	0	0	0
2024	25	4.043	1.722	337	337	0	2.396	0	0	0
2025	22	3.590	1.722	299	299	0	2.320	0	0	0
2026	21	3.188	1.722	266	266	0	2.253	0	0	0
2027	20	2.831	1.722	236	236	0	2.194	0	0	0
2028	19	2.514	1.722	209	209	0	2.141	0	0	0
2029	18	2.232	1.722	186	186	0	2.094	0	0	0
2030	17	1.982	1.722	165	165	0	2.052	0	0	0
2031	17	1.760	1.722	147	147	0	2.015	0	0	0
2032	16	1.563	1.722	130	130	0	1.982	0	0	0
2033	15	1.388	1.722	116	116	0	1.953	0	0	0
2034	14	1.233	1.722	103	103	0	1.927	0	0	0
2035	13	1.095	1.722	91	91	0	1.904	0	0	0
2036	12	972	1.722	81	81	0	1.884	0	0	0
2037	11	863	1.722	72	72	0	1.866	0	0	0
2038	7	550	1.722	46	46	0	1.813	0	0	0
2039	2	144	1.722	12	12	0	1.746	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**498**	**55.348**	**36.158**	**4.612**	**4.612**	**25.000**	**70.382**	**45.000**	**38.891**	**83.891**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LA... Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 30
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-169-5

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	31.838	46.838
2020	313	3.494	2.968	291	291	0	3.551	30.000	31.838	61.838
2021	688	8.474	2.968	706	706	0	4.381	30.000	31.838	61.838
2022	685	9.456	2.968	788	788	0	4.544	0	0	0
2023	563	8.647	2.968	721	721	0	4.409	0	0	0
2024	467	7.906	2.968	659	659	0	4.286	0	0	0
2025	390	7.229	2.968	602	602	0	4.173	0	0	0
2026	328	6.610	2.968	551	551	0	4.070	0	0	0
2027	279	6.044	2.968	504	504	0	3.976	0	0	0
2028	238	5.527	2.968	461	461	0	3.889	0	0	0
2029	205	5.053	2.968	421	421	0	3.810	0	0	0
2030	178	4.621	2.968	385	385	0	3.738	0	0	0
2031	155	4.225	2.968	352	352	0	3.672	0	0	0
2032	136	3.863	2.968	322	322	0	3.612	0	0	0
2033	120	3.532	2.968	294	294	0	3.557	0	0	0
2034	106	3.230	2.968	269	269	0	3.507	0	0	0
2035	95	2.953	2.968	246	246	0	3.460	0	0	0
2036	85	2.700	2.968	225	225	0	3.418	0	0	0
2037	76	2.469	2.968	206	206	0	3.380	0	0	0
2038	68	2.258	2.968	188	188	0	3.345	0	0	0
2039	61	2.064	2.968	172	172	0	3.312	0	0	0
2040	56	1.888	2.968	157	157	0	3.283	0	0	0
2041	50	1.726	2.968	144	144	0	3.256	0	0	0
2042	46	1.578	2.968	132	132	0	3.231	0	0	0
2043	41	1.443	2.968	120	120	0	3.209	0	0	0
2044	38	1.319	2.968	110	110	0	3.188	0	0	0
2045	31	1.106	2.968	92	92	0	3.153	0	0	0
2046	19	662	2.968	55	55	0	3.078	0	0	0
2047	2	81	2.968	7	7	0	2.982	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**5.519**	**110.159**	**83.110**	**9.180**	**9.180**	**25.000**	**126.470**	**75.000**	**95.515**	**170.515**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LAGE - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 31
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-148-1

DeGolyer and MacNaughton E-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	42.337	57.337
2020	301	3.531	1.056	294	294	0	1.645	0	0	0
2021	238	3.299	1.056	275	275	0	1.606	0	0	0
2022	191	3.082	1.056	257	257	0	1.570	0	0	0
2023	155	2.879	1.056	240	240	0	1.536	0	0	0
2024	128	2.689	1.056	224	224	0	1.504	0	0	0
2025	108	2.512	1.056	209	209	0	1.475	0	0	0
2026	93	2.347	1.056	196	196	0	1.447	0	0	0
2027	82	2.193	1.056	183	183	0	1.421	0	0	0
2028	74	2.048	1.056	171	171	0	1.397	0	0	0
2029	68	1.914	1.056	159	159	0	1.375	0	0	0
2030	64	1.788	1.056	149	149	0	1.354	0	0	0
2031	61	1.670	1.056	139	139	0	1.334	0	0	0
2032	59	1.560	1.056	130	130	0	1.316	0	0	0
2033	57	1.458	1.056	121	121	0	1.299	0	0	0
2034	56	1.362	1.056	113	113	0	1.283	0	0	0
2035	55	1.272	1.056	106	106	0	1.268	0	0	0
2036	53	1.188	1.056	99	99	0	1.254	0	0	0
2037	52	1.110	1.056	93	93	0	1.241	0	0	0
2038	51	1.037	1.056	86	86	0	1.229	0	0	0
2039	50	969	1.056	81	81	0	1.217	0	0	0
2040	49	905	1.056	75	75	0	1.207	0	0	0
2041	47	846	1.056	70	70	0	1.197	0	0	0
2042	46	790	1.056	66	66	0	1.188	0	0	0
2043	45	738	1.056	61	61	0	1.179	0	0	0
2044	43	689	1.056	57	57	0	1.171	0	0	0
2045	42	644	1.056	54	54	0	1.163	0	0	0
2046	40	602	1.056	50	50	0	1.156	0	0	0
2047	39	562	1.056	47	47	0	1.150	0	0	0
2048	37	525	1.056	44	44	0	1.144	0	0	0
2049	35	491	1.056	41	41	0	1.138	0	0	0
2050	33	458	1.056	38	38	0	1.132	0	0	0
2051	31	428	1.056	36	36	0	1.127	0	0	0
2052	29	400	1.056	33	33	0	1.123	0	0	0
2053	22	312	1.056	26	26	0	1.108	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2.535**	**48.297**	**35.985**	**4.025**	**4.025**	**25.000**	**68.954**	**15.000**	**42.337**	**57.337**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 32
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-194-IMA

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	43.663	58.663
2020	308	3.535	1.068	295	295	0	1.657	0	0	0
2021	248	3.309	1.068	276	276	0	1.619	0	0	0
2022	201	3.097	1.068	258	258	0	1.584	0	0	0
2023	165	2.899	1.068	242	242	0	1.551	0	0	0
2024	137	2.714	1.068	226	226	0	1.520	0	0	0
2025	116	2.541	1.068	212	212	0	1.491	0	0	0
2026	101	2.379	1.068	198	198	0	1.464	0	0	0
2027	88	2.227	1.068	186	186	0	1.439	0	0	0
2028	79	2.084	1.068	174	174	0	1.415	0	0	0
2029	72	1.951	1.068	163	163	0	1.393	0	0	0
2030	67	1.827	1.068	152	152	0	1.372	0	0	0
2031	63	1.710	1.068	142	142	0	1.353	0	0	0
2032	60	1.601	1.068	133	133	0	1.335	0	0	0
2033	58	1.498	1.068	125	125	0	1.318	0	0	0
2034	56	1.403	1.068	117	117	0	1.302	0	0	0
2035	54	1.313	1.068	109	109	0	1.287	0	0	0
2036	52	1.229	1.068	102	102	0	1.273	0	0	0
2037	51	1.151	1.068	96	96	0	1.260	0	0	0
2038	50	1.077	1.068	90	90	0	1.247	0	0	0
2039	48	1.008	1.068	84	84	0	1.236	0	0	0
2040	47	944	1.068	79	79	0	1.225	0	0	0
2041	45	884	1.068	74	74	0	1.215	0	0	0
2042	44	827	1.068	69	69	0	1.206	0	0	0
2043	43	774	1.068	65	65	0	1.197	0	0	0
2044	41	725	1.068	60	60	0	1.189	0	0	0
2045	40	679	1.068	57	57	0	1.181	0	0	0
2046	38	635	1.068	53	53	0	1.174	0	0	0
2047	37	595	1.068	50	50	0	1.167	0	0	0
2048	35	557	1.068	46	46	0	1.161	0	0	0
2049	34	521	1.068	43	43	0	1.155	0	0	0
2050	32	488	1.068	41	41	0	1.149	0	0	0
2051	30	457	1.068	38	38	0	1.144	0	0	0
2052	28	427	1.068	36	36	0	1.139	0	0	0
2053	26	400	1.068	33	33	0	1.135	0	0	0
2054	22	330	1.068	28	28	0	1.123	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2.617**	**49.794**	**37.375**	**4.150**	**4.150**	**25.000**	**70.674**	**15.000**	**43.663**	**58.663**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 33
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-149-1

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	24.356	39.356
2020	58	3.485	2.898	290	290	0	3.479	30.000	24.356	54.356
2021	125	8.438	2.898	703	703	0	4.304	30.000	24.356	54.356
2022	121	9.375	2.898	781	781	0	4.461	0	0	0
2023	97	8.527	2.898	711	711	0	4.319	0	0	0
2024	78	7.755	2.898	646	646	0	4.191	0	0	0
2025	64	7.054	2.898	588	588	0	4.074	0	0	0
2026	53	6.415	2.898	535	535	0	3.967	0	0	0
2027	45	5.835	2.898	486	486	0	3.871	0	0	0
2028	38	5.307	2.898	442	442	0	3.783	0	0	0
2029	33	4.827	2.898	402	402	0	3.703	0	0	0
2030	29	4.390	2.898	366	366	0	3.630	0	0	0
2031	25	3.993	2.898	333	333	0	3.564	0	0	0
2032	22	3.632	2.898	303	303	0	3.503	0	0	0
2033	20	3.303	2.898	275	275	0	3.449	0	0	0
2034	18	3.004	2.898	250	250	0	3.399	0	0	0
2035	16	2.732	2.898	228	228	0	3.353	0	0	0
2036	14	2.485	2.898	207	207	0	3.312	0	0	0
2037	13	2.260	2.898	188	188	0	3.275	0	0	0
2038	12	2.056	2.898	171	171	0	3.241	0	0	0
2039	11	1.870	2.898	156	156	0	3.210	0	0	0
2040	10	1.701	2.898	142	142	0	3.182	0	0	0
2041	9	1.547	2.898	129	129	0	3.156	0	0	0
2042	8	1.407	2.898	117	117	0	3.133	0	0	0
2043	8	1.279	2.898	107	107	0	3.111	0	0	0
2044	5	909	2.898	76	76	0	3.050	0	0	0
2045	2	399	2.898	33	33	0	2.965	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**936**	**103.985**	**75.350**	**8.665**	**8.665**	**25.000**	**117.681**	**75.000**	**73.067**	**148.067**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 34
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-149-2

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	30.000	40.575	70.575
2020	81	5.227	1.709	436	436	0	2.580	0	0	0
2021	79	6.342	1.709	528	528	0	2.766	0	0	0
2022	58	5.659	1.709	472	472	0	2.652	0	0	0
2023	44	5.050	1.709	421	421	0	2.551	0	0	0
2024	35	4.507	1.709	376	376	0	2.460	0	0	0
2025	29	4.022	1.709	335	335	0	2.379	0	0	0
2026	24	3.589	1.709	299	299	0	2.307	0	0	0
2027	21	3.203	1.709	267	267	0	2.243	0	0	0
2028	19	2.858	1.709	238	238	0	2.185	0	0	0
2029	17	2.551	1.709	213	213	0	2.134	0	0	0
2030	15	2.276	1.709	190	190	0	2.088	0	0	0
2031	14	2.031	1.709	169	169	0	2.048	0	0	0
2032	13	1.813	1.709	151	151	0	2.011	0	0	0
2033	12	1.618	1.709	135	135	0	1.979	0	0	0
2034	11	1.443	1.709	120	120	0	1.950	0	0	0
2035	10	1.288	1.709	107	107	0	1.924	0	0	0
2036	9	1.150	1.709	96	96	0	1.901	0	0	0
2037	9	1.026	1.709	85	85	0	1.880	0	0	0
2038	8	915	1.709	76	76	0	1.862	0	0	0
2039	7	817	1.709	68	68	0	1.845	0	0	0
2040	3	358	1.709	30	30	0	1.769	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**520**	**57.744**	**35.892**	**4.812**	**4.812**	**25.000**	**70.516**	**30.000**	**40.575**	**70.575**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 35
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-149-3

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	13.206	28.206
2020	56	3.448	1.739	287	287	0	2.313	15.000	13.206	28.206
2021	84	6.516	1.739	543	543	0	2.825	15.000	13.206	28.206
2022	61	5.799	1.739	483	483	0	2.705	0	0	0
2023	45	5.160	1.739	430	430	0	2.599	0	0	0
2024	35	4.592	1.739	383	383	0	2.504	0	0	0
2025	29	4.087	1.739	341	341	0	2.420	0	0	0
2026	24	3.637	1.739	303	303	0	2.345	0	0	0
2027	21	3.237	1.739	270	270	0	2.278	0	0	0
2028	19	2.881	1.739	240	240	0	2.219	0	0	0
2029	17	2.564	1.739	214	214	0	2.166	0	0	0
2030	16	2.281	1.739	190	190	0	2.119	0	0	0
2031	15	2.030	1.739	169	169	0	2.077	0	0	0
2032	14	1.807	1.739	151	151	0	2.040	0	0	0
2033	13	1.608	1.739	134	134	0	2.007	0	0	0
2034	12	1.431	1.739	119	119	0	1.977	0	0	0
2035	11	1.274	1.739	106	106	0	1.951	0	0	0
2036	10	1.133	1.739	94	94	0	1.928	0	0	0
2037	9	1.009	1.739	84	84	0	1.907	0	0	0
2038	8	898	1.739	75	75	0	1.888	0	0	0
2039	7	708	1.739	59	59	0	1.857	0	0	0
2040	3	285	1.739	24	24	0	1.786	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**507**	**56.384**	**36.515**	**4.699**	**4.699**	**25.000**	**70.913**	**45.000**	**39.619**	**84.619**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 36
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-149-4

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	23.610	38.610
2020	43	3.480	901	290	290	0	1.481	0	0	0
2021	29	3.155	901	263	263	0	1.427	0	0	0
2022	20	2.861	901	238	238	0	1.378	0	0	0
2023	15	2.594	901	216	216	0	1.334	0	0	0
2024	12	2.353	901	196	196	0	1.294	0	0	0
2025	11	2.133	901	178	178	0	1.257	0	0	0
2026	10	1.935	901	161	161	0	1.224	0	0	0
2027	10	1.754	901	146	146	0	1.194	0	0	0
2028	10	1.591	901	133	133	0	1.167	0	0	0
2029	11	1.443	901	120	120	0	1.142	0	0	0
2030	11	1.308	901	109	109	0	1.119	0	0	0
2031	11	1.186	901	99	99	0	1.099	0	0	0
2032	11	1.076	901	90	90	0	1.081	0	0	0
2033	11	975	901	81	81	0	1.064	0	0	0
2034	11	884	901	74	74	0	1.049	0	0	0
2035	11	802	901	67	67	0	1.035	0	0	0
2036	10	727	901	61	61	0	1.023	0	0	0
2037	10	659	901	55	55	0	1.011	0	0	0
2038	9	598	901	50	50	0	1.001	0	0	0
2039	9	542	901	45	45	0	992	0	0	0
2040	9	492	901	41	41	0	983	0	0	0
2041	8	446	901	37	37	0	976	0	0	0
2042	8	404	901	34	34	0	969	0	0	0
2043	4	201	901	17	17	0	935	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**302**	**33.690**	**21.634**	**2.800**	**2.800**	**25.000**	**52.234**	**15.000**	**23.610**	**38.610**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 37
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-170-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	30.000	56.074	86.074
2020	398	5.262	5.642	439	439	0	6.519	30.000	56.074	86.074
2021	823	11.732	5.642	978	978	0	7.597	30.000	56.074	86.074
2022	1.097	17.600	5.642	1.467	1.467	0	8.575	0	0	0
2023	976	17.660	5.642	1.472	1.472	0	8.585	0	0	0
2024	792	16.016	5.642	1.335	1.335	0	8.311	0	0	0
2025	648	14.526	5.642	1.210	1.210	0	8.063	0	0	0
2026	537	13.174	5.642	1.098	1.098	0	7.838	0	0	0
2027	449	11.948	5.642	996	996	0	7.633	0	0	0
2028	379	10.836	5.642	903	903	0	7.448	0	0	0
2029	323	9.828	5.642	819	819	0	7.280	0	0	0
2030	277	8.913	5.642	743	743	0	7.128	0	0	0
2031	240	8.084	5.642	674	674	0	6.989	0	0	0
2032	209	7.332	5.642	611	611	0	6.864	0	0	0
2033	183	6.649	5.642	554	554	0	6.750	0	0	0
2034	162	6.031	5.642	503	503	0	6.647	0	0	0
2035	143	5.469	5.642	456	456	0	6.554	0	0	0
2036	127	4.961	5.642	413	413	0	6.469	0	0	0
2037	114	4.499	5.642	375	375	0	6.392	0	0	0
2038	102	4.080	5.642	340	340	0	6.322	0	0	0
2039	91	3.701	5.642	308	308	0	6.259	0	0	0
2040	82	3.356	5.642	280	280	0	6.201	0	0	0
2041	74	3.044	5.642	254	254	0	6.149	0	0	0
2042	67	2.761	5.642	230	230	0	6.102	0	0	0
2043	56	2.351	5.642	196	196	0	6.034	0	0	0
2044	35	1.461	5.642	122	122	0	5.886	0	0	0
2045	15	629	5.642	52	52	0	5.747	0	0	0
2046	1	27	5.642	2	2	0	5.646	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**8.400**	**201.931**	**152.333**	**16.828**	**16.828**	**25.000**	**210.988**	**90.000**	**168.222**	**258.222**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 38
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-170-2

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	26.560	41.560
2020	254	3.472	2.806	289	289	0	3.384	30.000	26.560	56.560
2021	540	8.388	2.806	699	699	0	4.204	30.000	26.560	56.560
2022	517	9.265	2.806	772	772	0	4.350	0	0	0
2023	409	8.366	2.806	697	697	0	4.200	0	0	0
2024	328	7.554	2.806	629	629	0	4.065	0	0	0
2025	267	6.820	2.806	568	568	0	3.942	0	0	0
2026	220	6.158	2.806	513	513	0	3.832	0	0	0
2027	184	5.561	2.806	463	463	0	3.732	0	0	0
2028	156	5.021	2.806	418	418	0	3.643	0	0	0
2029	133	4.533	2.806	378	378	0	3.561	0	0	0
2030	115	4.093	2.806	341	341	0	3.488	0	0	0
2031	100	3.696	2.806	308	308	0	3.422	0	0	0
2032	88	3.337	2.806	278	278	0	3.362	0	0	0
2033	78	3.013	2.806	251	251	0	3.308	0	0	0
2034	69	2.721	2.806	227	227	0	3.259	0	0	0
2035	62	2.457	2.806	205	205	0	3.215	0	0	0
2036	56	2.218	2.806	185	185	0	3.175	0	0	0
2037	50	2.003	2.806	167	167	0	3.140	0	0	0
2038	45	1.808	2.806	151	151	0	3.107	0	0	0
2039	41	1.633	2.806	136	136	0	3.078	0	0	0
2040	37	1.474	2.806	123	123	0	3.051	0	0	0
2041	33	1.331	2.806	111	111	0	3.028	0	0	0
2042	26	1.041	2.806	87	87	0	2.979	0	0	0
2043	15	593	2.806	49	49	0	2.904	0	0	0
2044	0	18	2.806	1	1	0	2.809	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**3.824**	**96.573**	**70.143**	**8.048**	**8.048**	**25.000**	**111.239**	**75.000**	**79.679**	**154.679**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 39
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO de GÁS
P-SOL-170-3

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	15.000	20.272	35.272
2020	263	3.493	1.969	291	291	0	2.552	15.000	20.272	35.272
2021	434	6.687	1.969	557	557	0	3.084	15.000	20.272	35.272
2022	345	6.113	1.969	509	509	0	2.988	0	0	0
2023	278	5.589	1.969	466	466	0	2.901	0	0	0
2024	227	5.109	1.969	426	426	0	2.821	0	0	0
2025	188	4.671	1.969	389	389	0	2.748	0	0	0
2026	157	4.270	1.969	356	356	0	2.681	0	0	0
2027	134	3.904	1.969	325	325	0	2.620	0	0	0
2028	115	3.569	1.969	297	297	0	2.564	0	0	0
2029	100	3.262	1.969	272	272	0	2.513	0	0	0
2030	88	2.983	1.969	249	249	0	2.466	0	0	0
2031	78	2.727	1.969	227	227	0	2.424	0	0	0
2032	70	2.493	1.969	208	208	0	2.385	0	0	0
2033	63	2.279	1.969	190	190	0	2.349	0	0	0
2034	57	2.083	1.969	174	174	0	2.317	0	0	0
2035	52	1.904	1.969	159	159	0	2.287	0	0	0
2036	48	1.741	1.969	145	145	0	2.260	0	0	0
2037	44	1.592	1.969	133	133	0	2.235	0	0	0
2038	40	1.455	1.969	121	121	0	2.212	0	0	0
2039	37	1.330	1.969	111	111	0	2.191	0	0	0
2040	34	1.216	1.969	101	101	0	2.172	0	0	0
2041	31	1.112	1.969	93	93	0	2.155	0	0	0
2042	29	1.016	1.969	85	85	0	2.139	0	0	0
2043	27	929	1.969	77	77	0	2.124	0	0	0
2044	25	849	1.969	71	71	0	2.111	0	0	0
2045	19	656	1.969	55	55	0	2.079	0	0	0
2046	7	251	1.969	21	21	0	2.011	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**2.990**	**73.283**	**53.172**	**6.107**	**6.107**	**25.000**	**90.386**	**45.000**	**60.815**	**105.815**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 40
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2016 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-148-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	30.000	25.337	55.337
2012	1.050	0	4.329	3.674	1.575	0	9.578	30.000	25.337	55.337
2013	2.334	0	4.329	8.169	3.501	0	15.999	30.000	25.337	55.337
2014	3.136	0	4.329	10.975	4.704	0	20.008	15.000	25.337	40.337
2015	2.827	0	4.329	9.893	4.241	0	18.463	0	25.337	25.337
2016	2.548	0	4.329	8.918	3.822	0	17.069	0	0	0
2017	2.297	0	4.329	8.039	3.446	0	15.814	0	0	0
2018	2.070	0	4.329	7.246	3.105	0	14.680	0	0	0
2019	1.866	0	4.329	6.532	2.799	0	13.660	0	0	0
2020	1.682	0	4.329	5.888	2.523	0	12.740	0	0	0
2021	1.516	0	4.329	5.307	2.274	0	11.910	0	0	0
2022	1.367	0	4.329	4.784	2.051	0	11.164	0	0	0
2023	1.232	0	4.329	4.312	1.848	0	10.489	0	0	0
2024	1.111	0	4.329	3.887	1.667	0	9.883	0	0	0
2025	1.001	0	4.329	3.504	1.502	0	9.335	0	0	0
2026	902	0	4.329	3.159	1.353	0	8.841	0	0	0
2027	813	0	4.329	2.847	1.220	0	8.396	0	0	0
2028	733	0	4.329	2.566	1.100	0	7.995	0	0	0
2029	661	0	4.329	2.313	992	0	7.634	0	0	0
2030	596	0	4.329	2.085	894	0	7.308	0	0	0
2031	537	0	4.329	1.880	806	0	7.015	0	0	0
2032	484	0	4.329	1.694	726	0	6.749	0	0	0
2033	436	0	4.329	1.527	654	0	6.510	0	0	0
2034	314	0	4.329	1.098	471	0	5.898	0	0	0
2035	144	0	4.329	504	216	0	5.049	0	0	0
2036	14	0	4.329	48	21	0	4.398	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**31.671**	**0**	**109.225**	**110.849**	**47.507**	**25.000**	**291.581**	**105.000**	**126.684**	**231.684**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 41
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-149-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	60.000	101.260	161.260
2012	1.754	0	16.495	6.138	2.631	0	25.264	60.000	101.260	161.260
2013	4.341	0	16.495	15.193	6.512	0	38.200	60.000	101.260	161.260
2014	6.661	0	16.495	23.312	9.992	0	49.799	60.000	101.260	161.260
2015	8.740	0	16.495	30.592	13.110	0	60.197	60.000	101.260	161.260
2016	10.606	0	16.495	37.119	15.909	0	69.523	15.000	0	15.000
2017	11.216	0	16.495	39.257	16.824	0	72.576	0	0	0
2018	10.057	0	16.495	35.200	15.086	0	66.781	0	0	0
2019	9.018	0	16.495	31.562	13.527	0	61.584	0	0	0
2020	8.088	0	16.495	28.301	12.129	0	56.925	0	0	0
2021	7.250	0	16.495	25.376	10.875	0	52.746	0	0	0
2022	6.501	0	16.495	22.754	9.752	0	49.001	0	0	0
2023	5.829	0	16.495	20.402	8.744	0	45.641	0	0	0
2024	5.227	0	16.495	18.294	7.841	0	42.630	0	0	0
2025	4.687	0	16.495	16.404	7.031	0	39.930	0	0	0
2026	4.202	0	16.495	14.708	6.303	0	37.506	0	0	0
2027	3.768	0	16.495	13.189	5.652	0	35.336	0	0	0
2028	3.379	0	16.495	11.826	5.069	0	33.390	0	0	0
2029	3.030	0	16.495	10.604	4.545	0	31.644	0	0	0
2030	2.717	0	16.495	9.508	4.076	0	30.079	0	0	0
2031	2.436	0	16.495	8.525	3.654	0	28.674	0	0	0
2032	2.184	0	16.495	7.644	3.276	0	27.415	0	0	0
2033	1.813	0	16.495	6.346	2.720	0	25.561	0	0	0
2034	1.349	0	16.495	4.721	2.024	0	23.240	0	0	0
2035	933	0	16.495	3.265	1.400	0	21.160	0	0	0
2036	560	0	16.495	1.958	840	0	19.293	0	0	0
2037	225	0	15.546	787	338	0	16.671	0	0	0
2038	6	0	16.495	28	9	0	16.532	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**126.575**	**0**	**444.416**	**443.813**	**189.863**	**25.000**	**1.102.292**	**315.000**	**506.300**	**821.300**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 42
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-149-2

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30.000	56.351	86.351
2013	1.046	0	9.802	3.662	1.569	0	15.033	60.000	56.351	116.351
2014	3.023	0	9.802	10.581	4.535	0	24.918	60.000	56.351	116.351
2015	5.467	0	9.802	19.135	8.201	0	37.138	30.000	56.351	86.351
2016	6.947	0	9.802	24.313	10.421	0	44.536	0	56.351	56.351
2017	6.546	0	9.802	22.912	9.819	0	42.533	0	0	0
2018	5.853	0	9.802	20.485	8.780	0	39.067	0	0,0	0
2019	5.233	0	9.802	18.314	7.850	0	35.966	0	0,0	0
2020	4.678	0	9.802	16.374	7.017	0	33.193	0	0	0
2021	4.182	0	9.802	14.639	6.273	0	30.714	0	0	0
2022	3.739	0	9.802	13.088	5.609	0	28.499	0	0	0
2023	3.343	0	9.802	11.701	5.015	0	26.518	0	0	0
2024	2.989	0	9.802	10.461	4.484	0	24.747	0	0	0
2025	2.672	0	9.802	9.353	4.008	0	23.163	0	0	0
2026	2.389	0	9.802	8.362	3.584	0	21.748	0	0	0
2027	2.136	0	9.802	7.476	3.204	0	20.482	0	0	0
2028	1.910	0	9.802	6.684	2.865	0	19.351	0	0	0
2029	1.707	0	9.802	5.975	2.561	0	18.338	0	0	0
2030	1.526	0	9.802	5.342	2.289	0	17.433	0	0	0
2031	1.365	0	9.802	4.776	2.048	0	16.626	0	0	0
2032	1.220	0	9.802	4.270	1.830	0	15.902	0	0	0
2033	1.059	0	9.802	3.707	1.589	0	15.098	0	0	0
2034	799	0	9.802	2.796	1.199	0	13.797	0	0	0
2035	458	0	9.802	1.604	687	0	12.093	0	0	0
2036	147	0	9.802	515	221	0	10.538	0	0	0
2037	5	0	9.802	15	8	0	9.825	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**70.439**	**0**	**245.050**	**246.540**	**105.659**	**25.000**	**622.249**	**180.000**	**281.756**	**461.756**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – Rio de Janeiro – TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 43
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-149-3

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60.000	55.580	115.580
2013	1.751	0	9.889	6.128	2.627	0	18.644	60.000	55.580	115.580
2014	4.325	0	9.889	15.138	6.488	0	31.515	60.000	55.580	115.580
2015	6.623	0	9.889	23.181	9.935	0	43.005	0	55.580	55.580
2016	6.923	0	9.889	24.232	10.385	0	44.506	0	55.580	55.580
2017	6.180	0	9.889	21.631	9.270	0	40.790	0	0	0
2018	5.517	0	9.889	19.309	8.276	0	37.474	0	0,0	0
2019	4.925	0	9.889	17.236	7.388	0	34.513	0	0,0	0
2020	4.396	0	9.889	15.386	6.594	0	31.869	0	0	0
2021	3.924	0	9.889	13.734	5.886	0	29.509	0	0	0
2022	3.503	0	9.889	12.260	5.255	0	27.404	0	0	0
2023	3.127	0	9.889	10.944	4.691	0	25.524	0	0	0
2024	2.791	0	9.889	9.769	4.187	0	23.845	0	0	0
2025	2.492	0	9.889	8.720	3.738	0	22.347	0	0	0
2026	2.224	0	9.889	7.784	3.336	0	21.009	0	0	0
2027	1.985	0	9.889	6.949	2.978	0	19.816	0	0	0
2028	1.772	0	9.889	6.203	2.658	0	18.750	0	0	0
2029	1.582	0	9.889	5.537	2.373	0	17.799	0	0	0
2030	1.412	0	9.889	4.943	2.118	0	16.950	0	0	0
2031	1.261	0	9.889	4.412	1.892	0	16.193	0	0	0
2032	1.125	0	9.889	3.938	1.688	0	15.515	0	0	0
2033	904	0	9.889	3.164	1.356	0	14.409	0	0	0
2034	533	0	9.889	1.864	800	0	12.553	0	0	0
2035	199	0	9.889	697	299	0	10.885	0	0	0
2036	1	0	9.889	7	2	0	9.898	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**69.475**	**0**	**237.336**	**243.166**	**104.213**	**25.000**	**609.715**	**180.000**	**277.900**	**457.900**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tahela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 44
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-149-4

DeGolyer and MacNaughton F-716 Texas Registered Engineering Firm

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30.000	41.572	71.572
2013	690	0	7.404	2.417	1.035	0	10.856	60.000	41.572	101.572
2014	2.367	0	7.404	8.284	3.551	0	19.239	60.000	41.572	101.572
2015	4.874	0	7.404	17.059	7.311	0	31.774	0	41.572	41.572
2016	5.360	0	7.404	18.762	8.040	0	34.206	0	41.572	41.572
2017	4.784	0	7.404	16.742	7.176	0	31.322	0	0	0
2018	4.269	0	7.404	14.940	6.404	0	28.748	0	0	0
2019	3.809	0	7.404	13.333	5.714	0	26.451	0	0	0
2020	3.399	0	7.404	11.898	5.099	0	24.401	0	0	0
2021	3.033	0	7.404	10.617	4.550	0	22.571	0	0	0
2022	2.707	0	7.404	9.475	4.061	0	20.940	0	0	0
2023	2.416	0	7.404	8.455	3.624	0	19.483	0	0	0
2024	2.156	0	7.404	7.545	3.234	0	18.183	0	0	0
2025	1.924	0	7.404	6.733	2.886	0	17.023	0	0	0
2026	1.717	0	7.404	6.008	2.576	0	15.988	0	0	0
2027	1.532	0	7.404	5.362	2.298	0	15.064	0	0	0
2028	1.367	0	7.404	4.785	2.051	0	14.240	0	0	0
2029	1.220	0	7.404	4.270	1.830	0	13.504	0	0	0
2030	1.089	0	7.404	3.810	1.634	0	12.848	0	0	0
2031	971	0	7.404	3.400	1.457	0	12.261	0	0	0
2032	867	0	7.404	3.034	1.301	0	11.739	0	0	0
2033	719	0	7.404	2.517	1.079	0	11.000	0	0	0
2034	513	0	7.404	1.796	770	0	9.970	0	0	0
2035	182	0	7.404	636	273	0	8.313	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**51.985**	**0**	**170.292**	**181.878**	**77.948**	**25.000**	**455.118**	**150.000**	**207.860**	**357.860**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 45
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-172-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60.000	37.200	97.200
2013	1.751	0	6.689	6.129	2.627	0	15.445	60.000	37.200	97.200
2014	4.327	0	6.689	15.143	6.491	0	28.323	30.000	37.200	67.200
2015	4.876	0	6.689	17.065	7.314	0	31.068	0	37.200	37.200
2016	4.354	0	6.689	15.240	6.531	0	28.460	0	37.200	37.200
2017	3.889	0	6.689	13.610	5.834	0	26.133	0	0	0
2018	3.473	0	6.689	12.154	5.210	0	24.053	0	0	0
2019	3.101	0	6.689	10.854	4.652	0	22.195	0	0	0
2020	2.770	0	6.689	9.694	4.155	0	20.538	0	0	0
2021	2.473	0	6.689	8.657	3.710	0	19.056	0	0	0
2022	2.209	0	6.689	7.731	3.314	0	17.734	0	0	0
2023	1.973	0	6.689	6.904	2.960	0	16.553	0	0	0
2024	1.762	0	6.689	6.166	2.643	0	15.498	0	0	0
2025	1.573	0	6.689	5.506	2.360	0	14.555	0	0	0
2026	1.405	0	6.689	4.918	2.108	0	13.715	0	0	0
2027	1.255	0	6.689	4.392	1.883	0	12.964	0	0	0
2028	1.121	0	6.689	3.922	1.682	0	12.293	0	0	0
2029	1.001	0	6.689	3.503	1.502	0	11.694	0	0	0
2030	894	0	6.689	3.128	1.341	0	11.158	0	0	0
2031	798	0	6.689	2.793	1.197	0	10.679	0	0	0
2032	713	0	6.689	2.495	1.070	0	10.254	0	0	0
2033	553	0	6.689	1.935	830	0	9.454	0	0	0
2034	224	0	6.689	786	336	0	7.811	0	0	0
2035	5	0	6.689	28	8	0	6.725	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	46.500	0	153.847	162.753	69.750	25.000	411.350	150.000	186.000	336.000

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 46
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-172-2

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	15.000	27.806	42.806
2013	1.751	0	4.979	6.128	2.627	0	13.734	30.000	27.806	57.806
2014	3.620	0	4.979	12.670	5.430	0	23.079	75.000	27.806	102.806
2015	3.567	0	4.979	12.485	5.351	0	22.815	0	27.806	27.806
2016	3.184	0	4.979	11.146	4.776	0	20.901	0	27.806	27.806
2017	2.843	0	4.979	9.950	4.265	0	19.194	0	0	0
2018	2.538	0	4.979	8.882	3.807	0	17.668	0	0	0
2019	2.266	0	4.979	7.929	3.399	0	16.307	0	0	0
2020	2.022	0	4.979	7.079	3.033	0	15.091	0	0	0
2021	1.805	0	4.979	6.319	2.708	0	14.006	0	0	0
2022	1.612	0	4.979	5.641	2.418	0	13.038	0	0	0
2023	1.439	0	4.979	5.036	2.159	0	12.174	0	0	0
2024	1.284	0	4.979	4.496	1.926	0	11.401	0	0	0
2025	1.147	0	4.979	4.013	1.721	0	10.713	0	0	0
2026	1.024	0	4.979	3.583	1.536	0	10.098	0	0	0
2027	914	0	4.979	3.198	1.371	0	9.548	0	0	0
2028	816	0	4.979	2.855	1.224	0	9.058	0	0	0
2029	728	0	4.979	2.549	1.092	0	8.620	0	0	0
2030	650	0	4.979	2.275	975	0	8.229	0	0	0
2031	580	0	4.979	2.031	870	0	7.880	0	0	0
2032	518	0	4.979	1.813	777	0	7.569	0	0	0
2033	364	0	4.979	1.275	546	0	6.800	0	0	0
2034	85	0	4.979	295	128	0	5.402	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**34.757**	**0**	**109.538**	**121.648**	**52.136**	**25.000**	**308.322**	**120.000**	**139.028**	**259.028**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 47
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-172-3

DEGOLYER AND MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	15.000	64.246	79.246
2013	693	0	10.675	2.425	1.040	0	14.140	60.000	64.246	124.246
2014	2.378	0	10.675	8.325	3.567	0	22.567	60.000	64.246	124.246
2015	4.910	0	10.675	17.186	7.365	0	35.226	75.000	64.246	139.246
2016	7.186	0	10.675	25.152	10.779	0	46.606	0	64.246	64.246
2017	7.477	0	10.675	26.170	11.216	0	48.061	0	0	0
2018	6.722	0	10.675	23.528	10.083	0	44.286	0	0	0
2019	6.044	0	10.675	21.153	9.066	0	40.894	0	0	0
2020	5.434	0	10.675	19.017	8.151	0	37.843	0	0	0
2021	4.885	0	10.675	17.097	7.328	0	35.100	0	0	0
2022	4.392	0	10.675	15.371	6.588	0	32.634	0	0	0
2023	3.948	0	10.675	13.819	5.922	0	30.416	0	0	0
2024	3.550	0	10.675	12.424	5.325	0	28.424	0	0	0
2025	3.191	0	10.675	11.170	4.787	0	26.632	0	0	0
2026	2.869	0	10.675	10.042	4.304	0	25.021	0	0	0
2027	2.580	0	10.675	9.028	3.870	0	23.573	0	0	0
2028	2.319	0	10.675	8.117	3.479	0	22.271	0	0	0
2029	2.085	0	10.675	7.297	3.128	0	21.100	0	0	0
2030	1.874	0	10.675	6.561	2.811	0	20.047	0	0	0
2031	1.685	0	10.675	5.898	2.528	0	19.101	0	0	0
2032	1.515	0	10.675	5.303	2.273	0	18.251	0	0	0
2033	1.362	0	10.675	4.767	2.043	0	17.485	0	0	0
2034	1.199	0	10.675	4.195	1.799	0	16.669	0	0	0
2035	1.000	0	10.675	3.500	1.500	0	15.675	0	0	0
2036	657	0	10.675	2.298	986	0	13.959	0	0	0
2037	313	0	10.675	1.096	470	0	12.241	0	0	0
2038	40	0	10.675	136	60	0	10.871	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**80.308**	**0**	**277.550**	**281.075**	**120.462**	**25.000**	**704.087**	**210.000**	**321.232**	**531.232**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – Rio de Janeiro – TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 48
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-196-1

DEGOLYER AND MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30.000	72.018	102.018
2015	692	0	11.944	2.422	1.038	0	15.404	150.000	72.018	222.018
2016	2.374	0	11.944	8.308	3.561	0	23.813	120.000	72.018	192.018
2017	4.895	0	11.944	17.132	7.343	0	36.419	0	72.018	72.018
2018	7.155	0	11.944	25.041	10.733	0	47.718	0	72.018	72.018
2019	8.474	0	11.944	29.658	12.711	0	54.313	0	0	0
2020	7.931	0	11.944	27.759	11.897	0	51.600	0	0	0
2021	7.108	0	11.944	24.878	10.662	0	47.484	0	0	0
2022	6.371	0	11.944	22.297	9.557	0	43.798	0	0	0
2023	5.710	0	11.944	19.983	8.565	0	40.492	0	0	0
2024	5.117	0	11.944	17.910	7.676	0	37.530	0	0	0
2025	4.586	0	11.944	16.052	6.879	0	34.875	0	0	0
2026	4.110	0	11.944	14.386	6.165	0	32.495	0	0	0
2027	3.684	0	11.944	12.893	5.526	0	30.363	0	0	0
2028	3.302	0	11.944	11.556	4.953	0	28.453	0	0	0
2029	2.959	0	11.944	10.357	4.439	0	26.740	0	0	0
2030	2.652	0	11.944	9.282	3.978	0	25.204	0	0	0
2031	2.377	0	11.944	8.319	3.566	0	23.829	0	0	0
2032	2.130	0	11.944	7.456	3.195	0	22.595	0	0	0
2033	1.909	0	11.944	6.682	2.864	0	21.490	0	0	0
2034	1.711	0	11.944	5.989	2.567	0	20.500	0	0	0
2035	1.534	0	11.944	5.367	2.301	0	19.612	0	0	0
2036	1.306	0	11.944	4.573	1.959	0	18.476	0	0	0
2037	1.000	0	11.944	3.498	1.500	0	16.942	0	0	0
2038	619	0	11.944	2.167	929	0	15.040	0	0	0
2039	278	0	11.944	973	417	0	13.334	0	0	0
2040	39	0	11.944	141	59	0	12.144	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**90.023**	**0**	**310.544**	**315.079**	**135.035**	**25.000**	**785.658**	**300.000**	**360.092**	**660.092**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LAGERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 49
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-218-1

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	60.000	193.498	253.498
2015	1.754	0	24.403	6.139	2.631	0	33.173	150.000	193.498	343.498
2016	4.342	0	24.403	15.197	6.513	0	46.113	150.000	193.498	343.498
2017	6.663	0	24.403	23.322	9.995	0	57.720	150.000	193.498	343.498
2018	8.746	0	24.403	30.610	13.119	0	68.132	150.000	193.498	343.498
2019	10.613	0	24.403	37.147	15.920	0	77.470	150.000	0	150.000
2020	12.289	0	24.403	43.011	18.434	0	85.848	45.000	0	45.000
2021	13.791	0	24.403	48.270	20.687	0	93.360	0	0	0
2022	15.139	0	24.403	52.988	22.709	0	100.100	0	0	0
2023	16.348	0	24.403	57.219	24.522	0	106.144	0	0	0
2024	17.433	0	24.403	61.015	26.150	0	111.568	0	0	0
2025	16.652	0	24.403	58.281	24.978	0	107.662	0	0	0
2026	14.936	0	24.403	52.276	22.404	0	99.083	0	0	0
2027	13.397	0	24.403	46.890	20.096	0	91.389	0	0	0
2028	12.017	0	24.403	42.060	18.026	0	84.489	0	0	0
2029	10.779	0	24.403	37.726	16.169	0	78.298	0	0	0
2030	9.668	0	24.403	33.840	14.502	0	72.745	0	0	0
2031	8.672	0	24.403	30.353	13.008	0	67.764	0	0	0
2032	7.779	0	24.403	27.226	11.669	0	63.298	0	0	0
2033	6.977	0	24.403	24.421	10.466	0	59.290	0	0	0
2034	6.259	0	24.403	21.905	9.389	0	55.697	0	0	0
2035	5.614	0	24.403	19.648	8.421	0	52.472	0	0	0
2036	4.909	0	24.403	17.182	7.364	0	48.949	0	0	0
2037	4.126	0	24.403	14.443	6.189	0	45.035	0	0	0
2038	3.424	0	24.403	11.986	5.136	0	41.525	0	0	0
2039	2.795	0	24.403	9.782	4.193	0	38.378	0	0	0
2040	2.230	0	24.403	7.805	3.345	0	35.553	0	0	0
2041	1.723	0	24.403	6.032	2.585	0	33.020	0	0	0
2042	1.269	0	24.403	4.441	1.904	0	30.748	0	0	0
2043	861	0	24.403	3.015	1.292	0	28.710	0	0	0
2044	496	0	24.403	1.735	744	0	26.882	0	0	0
2045	171	0	24.403	587	257	0	25.247	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**241.872**	**0**	**756.493**	**846.552**	**362.808**	**25.000**	**1.990.853**	**855.000**	**967.488**	**1.822.488**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 50
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-174-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	60.000	55.885	115.885
2015	1.751	0	9.914	6.129	2.627	0	18.670	60.000	55.885	115.885
2016	4.327	0	9.914	15.145	6.491	0	31.550	60.000	55.885	115.885
2017	6.628	0	9.914	23.199	9.942	0	43.055	60.000	55.885	115.885
2018	6.932	0	9.914	24.262	10.398	0	44.574	0	55.885	55.885
2019	6.192	0	9.914	21.671	9.288	0	40.873	0	0	0
2020	5.531	0	9.914	19.357	8.297	0	37.568	0	0	0
2021	4.940	0	9.914	17.290	7.410	0	34.614	0	0	0
2022	4.412	0	9.914	15.443	6.618	0	31.975	0	0	0
2023	3.941	0	9.914	13.794	5.912	0	29.620	0	0	0
2024	3.520	0	9.914	12.321	5.280	0	27.515	0	0	0
2025	3.144	0	9.914	11.005	4.716	0	25.635	0	0	0
2026	2.809	0	9.914	9.830	4.214	0	23.958	0	0	0
2027	2.509	0	9.914	8.780	3.764	0	22.458	0	0	0
2028	2.241	0	9.914	7.842	3.362	0	21.118	0	0	0
2029	2.001	0	9.914	7.005	3.002	0	19.921	0	0	0
2030	1.788	0	9.914	6.257	2.682	0	18.853	0	0	0
2031	1.597	0	9.914	5.589	2.396	0	17.899	0	0	0
2032	1.426	0	9.914	4.992	2.139	0	17.045	0	0	0
2033	1.274	0	9.914	4.459	1.911	0	16.284	0	0	0
2034	1.138	0	9.914	3.983	1.707	0	15.604	0	0	0
2035	939	0	9.914	3.287	1.409	0	14.610	0	0	0
2036	572	0	9.914	2.001	858	0	12.773	0	0	0
2037	234	0	9.914	820	351	0	11.085	0	0	0
2038	10	0	9.914	36	15	0	9.965	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**69.856**	**0**	**237.936**	**244.497**	**104.784**	**25.000**	**612.217**	**240.000**	**279.424**	**519.424**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 51
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-216-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30.000	18.669	48.669
2015	1.046	0	3.340	3.661	1.569	0	8.570	30.000	18.669	48.669
2016	2.316	0	3.340	8.107	3.474	0	14.921	15.000	18.669	33.669
2017	2.405	0	3.340	8.418	3.608	0	15.366	0	18.669	18.669
2018	2.149	0	3.340	7.521	3.224	0	14.085	0	18.669	18.669
2019	1.920	0	3.340	6.719	2.880	0	12.939	0	0	0
2020	1.715	0	3.340	6.003	2.573	0	11.916	0	0	0
2021	1.532	0	3.340	5.363	2.298	0	11.001	0	0	0
2022	1.369	0	3.340	4.792	2.054	0	10.186	0	0	0
2023	1.223	0	3.340	4.281	1.835	0	9.456	0	0	0
2024	1.093	0	3.340	3.825	1.640	0	8.805	0	0	0
2025	976	0	3.340	3.417	1.464	0	8.221	0	0	0
2026	872	0	3.340	3.053	1.308	0	7.701	0	0	0
2027	779	0	3.340	2.728	1.169	0	7.237	0	0	0
2028	696	0	3.340	2.437	1.044	0	6.821	0	0	0
2029	622	0	3.340	2.177	933	0	6.450	0	0	0
2030	556	0	3.340	1.945	834	0	6.119	0	0	0
2031	497	0	3.340	1.738	746	0	5.824	0	0	0
2032	444	0	3.340	1.553	666	0	5.559	0	0	0
2033	396	0	3.340	1.387	594	0	5.321	0	0	0
2034	354	0	3.340	1.239	531	0	5.110	0	0	0
2035	271	0	3.340	949	407	0	4.696	0	0	0
2036	105	0	3.340	365	158	0	3.863	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**23.336**	**0**	**73.480**	**81.678**	**35.004**	**25.000**	**215.162**	**75.000**	**93.344**	**168.344**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LAGERDA · TRADUTOR PÚBLICO · Rio de Janeiro

TABELA 52
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-216-2

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas ($10^6 m^3$)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30.000	105.796	135.796
2015	1.754	0	17.081	6.137	2.631	0	25.849	150.000	105.796	255.796
2016	4.340	0	17.081	15.189	6.510	0	38.780	150.000	105.796	255.796
2017	6.658	0	17.081	23.303	9.987	0	50.371	120.000	105.796	225.796
2018	8.736	0	17.081	30.576	13.104	0	60.761	0	105.796	105.796
2019	10.599	0	17.081	37.096	15.899	0	70.076	0	0	0
2020	11.563	0	17.081	40.469	17.345	0	74.895	0	0	0
2021	10.701	0	17.081	37.454	16.052	0	70.587	0	0	0
2022	9.592	0	17.081	33.574	14.388	0	65.043	0	0	0
2023	8.599	0	17.081	30.095	12.899	0	60.075	0	0	0
2024	7.708	0	17.081	26.977	11.562	0	55.620	0	0	0
2025	6.909	0	17.081	24.182	10.364	0	51.627	0	0	0
2026	6.193	0	17.081	21.677	9.290	0	48.048	0	0	0
2027	5.552	0	17.081	19.431	8.328	0	44.840	0	0	0
2028	4.977	0	17.081	17.418	7.466	0	41.965	0	0	0
2029	4.461	0	17.081	15.613	6.692	0	39.386	0	0	0
2030	3.999	0	17.081	13.996	5.999	0	37.076	0	0	0
2031	3.585	0	17.081	12.546	5.378	0	35.005	0	0	0
2032	3.213	0	17.081	11.246	4.820	0	33.147	0	0	0
2033	2.880	0	17.081	10.081	4.320	0	31.482	0	0	0
2034	2.582	0	17.081	9.037	3.873	0	29.991	0	0	0
2035	2.314	0	17.081	8.100	3.471	0	28.652	0	0	0
2036	1.914	0	17.081	6.698	2.871	0	26.650	0	0	0
2037	1.439	0	17.081	5.035	2.159	0	24.275	0	0	0
2038	1.013	0	17.081	3.545	1.520	0	22.146	0	0	0
2039	631	0	17.081	2.209	947	0	20.237	0	0	0
2040	289	0	17.081	1.011	434	0	18.526	0	0	0
2041	44	0	17.081	159	66	0	17.306	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	132.245	0	461.187	462.854	198.368	25.000	1.147.409	450.000	528.980	978.980

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO B. DE LARRAGOA
Rio de Janeiro

TABELA 53
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-194-1

DEGOLYER MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	15.000	25.878	40.878
2015	695	0	4.416	2.431	1.043	0	7.890	90.000	25.878	115.878
2016	2.386	0	4.416	8.351	3.579	0	16.346	0	25.878	25.878
2017	3.175	0	4.416	11.114	4.763	0	20.293	0	25.878	25.878
2018	2.869	0	4.416	10.040	4.304	0	18.760	0	25.878,4	25.878
2019	2.591	0	4.416	9.070	3.887	0	17.373	0	0,0	0
2020	2.341	0	4.416	8.193	3.512	0	16.121	0	0	0
2021	2.115	0	4.416	7.402	3.173	0	14.991	0	0	0
2022	1.910	0	4.416	6.686	2.865	0	13.967	0	0	0
2023	1.726	0	4.416	6.040	2.589	0	13.045	0	0	0
2024	1.559	0	4.416	5.457	2.339	0	12.212	0	0	0
2025	1.408	0	4.416	4.929	2.112	0	11.457	0	0	0
2026	1.272	0	4.416	4.453	1.908	0	10.777	0	0	0
2027	1.149	0	4.416	4.023	1.724	0	10.163	0	0	0
2028	1.038	0	4.416	3.634	1.557	0	9.607	0	0	0
2029	938	0	4.416	3.283	1.407	0	9.106	0	0	0
2030	847	0	4.416	2.966	1.271	0	8.653	0	0	0
2031	765	0	4.416	2.679	1.148	0	8.243	0	0	0
2032	692	0	4.416	2.420	1.038	0	7.874	0	0	0
2033	625	0	4.416	2.186	938	0	7.540	0	0	0
2034	564	0	4.416	1.975	846	0	7.237	0	0	0
2035	510	0	4.416	1.784	765	0	6.965	0	0	0
2036	461	0	4.416	1.612	692	0	6.720	0	0	0
2037	392	0	4.416	1.370	588	0	6.374	0	0	0
2038	278	0	4.416	972	417	0	5.805	0	0	0
2039	42	0	4.416	148	63	0	4.627	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**32.348**	**0**	**110.400**	**113.218**	**48.522**	**25.000**	**297.140**	**105.000**	**129.392**	**234.392**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LAGREDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 54
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-184-2

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	15.000	21.909	36.909
2015	688	0	4.089	2.409	1.032	0	7.530	75.000	21.909	96.909
2016	2.357	0	4.089	8.250	3.536	0	15.875	0	21.909	21.909
2017	3.097	0	4.089	10.841	4.646	0	19.576	0	21.909	21.909
2018	2.747	0	4.089	9.614	4.121	0	17.824	0	21.909	21.909
2019	2.436	0	4.089	8.527	3.654	0	16.270	0	0	0
2020	2.161	0	4.089	7.562	3.242	0	14.893	0	0	0
2021	1.916	0	4.089	6.707	2.874	0	13.670	0	0	0
2022	1.700	0	4.089	5.948	2.550	0	12.587	0	0	0
2023	1.507	0	4.089	5.276	2.261	0	11.626	0	0	0
2024	1.337	0	4.089	4.679	2.006	0	10.774	0	0	0
2025	1.186	0	4.089	4.150	1.779	0	10.018	0	0	0
2026	1.052	0	4.089	3.680	1.578	0	9.347	0	0	0
2027	933	0	4.089	3.264	1.400	0	8.753	0	0	0
2028	827	0	4.089	2.895	1.241	0	8.225	0	0	0
2029	734	0	4.089	2.567	1.101	0	7.757	0	0	0
2030	651	0	4.089	2.277	977	0	7.343	0	0	0
2031	577	0	4.089	2.019	866	0	6.974	0	0	0
2032	512	0	4.089	1.791	768	0	6.648	0	0	0
2033	454	0	4.089	1.588	681	0	6.358	0	0	0
2034	346	0	4.089	1.210	519	0	5.818	0	0	0
2035	168	0	4.089	595	252	0	4.936	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**27.386**	**0**	**85.869**	**95.849**	**41.079**	**25.000**	**247.797**	**90.000**	**109.544**	**199.544**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LAURENTIS - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 55
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-151-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	15.000	83.168	98.168
2015	693	0	13.400	2.424	1.040	0	16.864	90.000	83.168	173.168
2016	2.377	0	13.400	8.319	3.566	0	25.285	90.000	83.168	173.168
2017	4.905	0	13.400	17.167	7.358	0	37.925	90.000	83.168	173.168
2018	7.175	0	13.400	25.114	10.763	0	49.277	75.000	83.168	158.168
2019	9.214	0	13.400	32.250	13.821	0	59.471	0	0	0
2020	9.291	0	13.400	32.518	13.937	0	59.855	0	0	0
2021	8.344	0	13.400	29.203	12.516	0	55.119	0	0	0
2022	7.493	0	13.400	26.226	11.240	0	50.866	0	0	0
2023	6.729	0	13.400	23.553	10.094	0	47.047	0	0	0
2024	6.044	0	13.400	21.152	9.066	0	43.618	0	0	0
2025	5.427	0	13.400	18.996	8.141	0	40.537	0	0	0
2026	4.874	0	13.400	17.060	7.311	0	37.771	0	0	0
2027	4.377	0	13.400	15.321	6.566	0	35.287	0	0	0
2028	3.931	0	13.400	13.759	5.897	0	33.056	0	0	0
2029	3.531	0	13.400	12.357	5.297	0	31.054	0	0	0
2030	3.171	0	13.400	11.097	4.757	0	29.254	0	0	0
2031	2.847	0	13.400	9.966	4.271	0	27.637	0	0	0
2032	2.557	0	13.400	8.950	3.836	0	26.186	0	0	0
2033	2.297	0	13.400	8.038	3.446	0	24.884	0	0	0
2034	2.062	0	13.400	7.219	3.093	0	23.712	0	0	0
2035	1.852	0	13.400	6.483	2.778	0	22.661	0	0	0
2036	1.622	0	13.400	5.678	2.433	0	21.511	0	0	0
2037	1.358	0	13.400	4.752	2.037	0	20.189	0	0	0
2038	953	0	13.400	3.337	1.430	0	18.167	0	0	0
2039	579	0	13.400	2.027	869	0	16.296	0	0	0
2040	243	0	13.400	851	365	0	14.616	0	0	0
2041	14	0	13.400	43	21	0	13.464	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**103.960**	**0**	**361.800**	**363.860**	**155.946**	**25.000**	**906.600**	**360.000**	**415.840**	**775.840**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 56
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-151-2

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	30.000	60.823	90.823
2015	691	0	10.437	2.418	1.037	0	13.892	150.000	60.823	210.823
2016	2.369	0	10.437	8.292	3.554	0	22.283	90.000	60.823	150.823
2017	4.881	0	10.437	17.083	7.322	0	34.842	0	60.823	60.823
2018	7.126	0	10.437	24.940	10.689	0	46.066	0	60.823	60.823
2019	7.380	0	10.437	25.831	11.070	0	47.338	0	0	0
2020	6.595	0	10.437	23.084	9.893	0	43.414	0	0	0
2021	5.894	0	10.437	20.630	8.841	0	39.908	0	0	0
2022	5.267	0	10.437	18.436	7.901	0	36.774	0	0	0
2023	4.707	0	10.437	16.476	7.061	0	33.974	0	0	0
2024	4.207	0	10.437	14.724	6.311	0	31.472	0	0	0
2025	3.760	0	10.437	13.158	5.640	0	29.235	0	0	0
2026	3.360	0	10.437	11.759	5.040	0	27.236	0	0	0
2027	3.003	0	10.437	10.509	4.505	0	25.451	0	0	0
2028	2.683	0	10.437	9.392	4.025	0	23.854	0	0	0
2029	2.398	0	10.437	8.393	3.597	0	22.427	0	0	0
2030	2.143	0	10.437	7.501	3.215	0	21.153	0	0	0
2031	1.915	0	10.437	6.703	2.873	0	20.013	0	0	0
2032	1.712	0	10.437	5.990	2.568	0	18.995	0	0	0
2033	1.530	0	10.437	5.353	2.295	0	18.085	0	0	0
2034	1.367	0	10.437	4.784	2.051	0	17.272	0	0	0
2035	1.185	0	10.437	4.147	1.778	0	16.362	0	0	0
2036	969	0	10.437	3.393	1.454	0	15.284	0	0	0
2037	605	0	10.437	2.118	908	0	13.463	0	0	0
2038	265	0	10.437	926	398	0	11.761	0	0	0
2039	17	0	10.437	60	26	0	10.523	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**76.029**	**0**	**260.925**	**266.100**	**114.044**	**25.000**	**666.069**	**270.000**	**304.116**	**574.116**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 57
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-169-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30.000	18.511	48.511
2014	1.046	0	3.326	3.660	1.669	0	8.555	90.000	18.511	108.511
2015	2.314	0	3.326	8.100	3.471	0	14.897	0	18.511	18.511
2016	2.401	0	3.326	8.404	3.602	0	15.332	0	18.511	18.511
2017	2.143	0	3.326	7.501	3.215	0	14.042	0	18.511	18.511
2018	1.913	0	3.326	6.695	2.870	0	12.891	0	0	0
2019	1.707	0	3.326	5.976	2.561	0	11.863	0	0	0
2020	1.524	0	3.326	5.334	2.286	0	10.946	0	0	0
2021	1.360	0	3.326	4.761	2.049	0	10.127	0	0	0
2022	1.214	0	3.326	4.249	1.821	0	9.396	0	0	0
2023	1.084	0	3.326	3.793	1.626	0	8.745	0	0	0
2024	967	0	3.326	3.385	1.451	0	8.162	0	0	0
2025	863	0	3.326	3.022	1.295	0	7.643	0	0	0
2026	771	0	3.326	2.697	1.157	0	7.180	0	0	0
2027	688	0	3.326	2.407	1.032	0	6.765	0	0	0
2028	614	0	3.326	2.149	921	0	6.396	0	0	0
2029	548	0	3.326	1.918	822	0	6.066	0	0	0
2030	489	0	3.326	1.712	734	0	5.772	0	0	0
2031	437	0	3.326	1.528	656	0	5.510	0	0	0
2032	390	0	3.326	1.364	585	0	5.275	0	0	0
2033	348	0	3.326	1.217	522	0	5.065	0	0	0
2034	241	0	3.326	844	362	0	4.532	0	0	0
2035	77	0	3.326	270	116	0	3.712	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**23.139**	**0**	**73.172**	**80.986**	**34.709**	**25.000**	**213.867**	**120.000**	**92.556**	**212.556**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 58
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-169-2

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30.000	25.377	55.377
2014	694	0	4.379	2.429	1.041	0	7.849	90.000	25.377	115.377
2015	2.383	0	4.379	8.340	3.575	0	16.294	90.000	25.377	115.377
2016	3.167	0	4.379	11.084	4.751	0	20.214	0	25.377	25.377
2017	2.855	0	4.379	9.992	4.283	0	18.654	0	25.377	25.377
2018	2.574	0	4.379	9.009	3.861	0	17.249	0	0	0
2019	2.321	0	4.379	8.122	3.482	0	15.983	0	0	0
2020	2.092	0	4.379	7.322	3.138	0	14.839	0	0	0
2021	1.886	0	4.379	6.602	2.829	0	13.810	0	0	0
2022	1.700	0	4.379	5.952	2.550	0	12.881	0	0	0
2023	1.533	0	4.379	5.366	2.300	0	12.045	0	0	0
2024	1.382	0	4.379	4.838	2.073	0	11.290	0	0	0
2025	1.246	0	4.379	4.361	1.869	0	10.609	0	0	0
2026	1.123	0	4.379	3.932	1.685	0	9.996	0	0	0
2027	1.013	0	4.379	3.545	1.520	0	9.444	0	0	0
2028	913	0	4.379	3.196	1.370	0	8.945	0	0	0
2029	823	0	4.379	2.881	1.235	0	8.495	0	0	0
2030	742	0	4.379	2.598	1.113	0	8.090	0	0	0
2031	669	0	4.379	2.342	1.004	0	7.725	0	0	0
2032	603	0	4.379	2.111	905	0	7.395	0	0	0
2033	544	0	4.379	1.904	816	0	7.099	0	0	0
2034	490	0	4.379	1.716	735	0	6.830	0	0	0
2035	442	0	4.379	1.547	663	0	6.589	0	0	0
2036	344	0	4.379	1.203	516	0	6.098	0	0	0
2037	182	0	4.379	631	273	0	5.283	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**31.721**	**0**	**105.096**	**111.023**	**47.582**	**25.000**	**288.701**	**210.000**	**126.884**	**336.884**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 59
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-169-3

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30.000	60.285	90.285
2014	691	0	10.398	2.417	1.037	0	13.852	150.000	60.285	210.285
2015	2.368	0	10.398	8.286	3.552	0	22.236	150.000	60.285	210.285
2016	4.876	0	10.398	17.066	7.314	0	34.778	150.000	60.285	210.285
2017	7.116	0	10.398	24.905	10.674	0	45.977	45.000	60.285	105.285
2018	7.364	0	10.398	25.774	11.046	0	47.218	0	0	0
2019	6.574	0	10.398	23.011	9.861	0	43.270	0	0	0
2020	5.870	0	10.398	20.543	8.805	0	39.746	0	0	0
2021	5.240	0	10.398	18.341	7.860	0	36.599	0	0	0
2022	4.678	0	10.398	16.374	7.017	0	33.789	0	0	0
2023	4.177	0	10.398	14.618	6.266	0	31.282	0	0	0
2024	3.729	0	10.398	13.051	5.594	0	29.043	0	0	0
2025	3.329	0	10.398	11.652	4.994	0	27.044	0	0	0
2026	2.972	0	10.398	10.402	4.458	0	25.258	0	0	0
2027	2.653	0	10.398	9.287	3.980	0	23.665	0	0	0
2028	2.369	0	10.398	8.291	3.554	0	22.243	0	0	0
2029	2.115	0	10.398	7.402	3.173	0	20.973	0	0	0
2030	1.888	0	10.398	6.608	2.832	0	19.838	0	0	0
2031	1.686	0	10.398	5.900	2.529	0	18.827	0	0	0
2032	1.505	0	10.398	5.267	2.258	0	17.923	0	0	0
2033	1.344	0	10.398	4.702	2.016	0	17.116	0	0	0
2034	1.150	0	10.398	4.027	1.725	0	16.150	0	0	0
2035	912	0	10.398	3.191	1.368	0	14.957	0	0	0
2036	541	0	10.398	1.894	812	0	13.104	0	0	0
2037	207	0	10.398	724	311	0	11.433	0	0	0
2038	2	0	10.398	13	3	0	10.414	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	75.356	0	259.950	263.746	113.034	25.000	661.730	525.000	301.424	826.424

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LAGREVE
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 60
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-169-5

DEGOLYER MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30.000	47.241	77.241
2014	1.047	0	8.311	3.663	1.571	0	13.545	150.000	47.241	197.241
2015	3.025	0	8.311	10.586	4.538	0	23.435	150.000	47.241	197.241
2016	5.471	0	8.311	19.149	8.207	0	35.667	75.000	47.241	122.241
2017	5.908	0	8.311	20.677	8.862	0	37.850	0	47.241	47.241
2018	5.285	0	8.311	18.498	7.928	0	34.737	0	0	0
2019	4.728	0	8.311	16.549	7.092	0	31.952	0	0	0
2020	4.230	0	8.311	14.806	6.345	0	29.462	0	0	0
2021	3.784	0	8.311	13.246	5.676	0	27.233	0	0	0
2022	3.386	0	8.311	11.850	5.079	0	25.240	0	0	0
2023	3.029	0	8.311	10.602	4.544	0	23.457	0	0	0
2024	2.710	0	8.311	9.485	4.065	0	21.861	0	0	0
2025	2.424	0	8.311	8.485	3.636	0	20.432	0	0	0
2026	2.169	0	8.311	7.591	3.254	0	19.156	0	0	0
2027	1.940	0	8.311	6.791	2.910	0	18.012	0	0	0
2028	1.736	0	8.311	6.076	2.604	0	16.991	0	0	0
2029	1.553	0	8.311	5.436	2.330	0	16.077	0	0	0
2030	1.389	0	8.311	4.863	2.084	0	15.258	0	0	0
2031	1.243	0	8.311	4.351	1.865	0	14.527	0	0	0
2032	1.112	0	8.311	3.892	1.668	0	13.871	0	0	0
2033	995	0	8.311	3.482	1.493	0	13.286	0	0	0
2034	867	0	8.311	3.035	1.301	0	12.647	0	0	0
2035	645	0	8.311	2.256	968	0	11.535	0	0	0
2036	329	0	8.311	1.152	494	0	9.957	0	0	0
2037	46	0	8.311	160	69	0	8.540	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**59.051**	**0**	**199.464**	**206.681**	**88.577**	**25.000**	**519.722**	**405.000**	**236.204**	**641.204**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 61
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-170-GUA

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60.000	39.290	99.290
2013	1.755	0	6.866	6.143	2.633	0	15.642	75.000	39.290	114.290
2014	4.348	0	6.866	15.217	6.522	0	28.605	0	39.290	39.290
2015	4.922	0	6.866	17.228	7.383	0	31.477	0	39.290	39.290
2016	4.422	0	6.866	15.478	6.633	0	28.977	0	39.290	39.290
2017	3.973	0	6.866	13.906	5.960	0	26.732	0	0	0
2018	3.570	0	6.866	12.494	5.355	0	24.715	0	0	0
2019	3.207	0	6.866	11.225	4.811	0	22.902	0	0	0
2020	2.881	0	6.866	10.085	4.322	0	21.273	0	0	0
2021	2.589	0	6.866	9.061	3.884	0	19.811	0	0	0
2022	2.326	0	6.866	8.141	3.489	0	18.496	0	0	0
2023	2.090	0	6.866	7.314	3.135	0	17.315	0	0	0
2024	1.877	0	6.866	6.571	2.816	0	16.253	0	0	0
2025	1.687	0	6.866	5.904	2.531	0	15.301	0	0	0
2026	1.516	0	6.866	5.304	2.274	0	14.444	0	0	0
2027	1.362	0	6.866	4.766	2.043	0	13.675	0	0	0
2028	1.223	0	6.866	4.282	1.835	0	12.983	0	0	0
2029	1.099	0	6.866	3.847	1.649	0	12.362	0	0	0
2030	987	0	6.866	3.456	1.481	0	11.803	0	0	0
2031	887	0	6.866	3.105	1.331	0	11.302	0	0	0
2032	797	0	6.866	2.790	1.196	0	10.852	0	0	0
2033	716	0	6.866	2.506	1.074	0	10.446	0	0	0
2034	590	0	6.866	2.065	885	0	9.816	0	0	0
2035	270	0	6.866	944	405	0	8.215	0	0	0
2036	19	0	6.866	65	29	0	6.960	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**49.113**	**0**	**164.784**	**171.897**	**73.679**	**25.000**	**435.351**	**135.000**	**196.452**	**331.452**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 62
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-170-TAQ

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10° U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10° U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	15.000	22.462	37.462
2013	689	0	4.139	2.413	1.034	0	7.586	60.000	22.462	82.462
2014	2.362	0	4.139	8.266	3.543	0	15.948	0	22.462	22.462
2015	3.110	0	4.139	10.884	4.665	0	19.688	0	22.462	22.462
2016	2.766	0	4.139	9.681	4.149	0	17.969	0	22.462	22.462
2017	2.461	0	4.139	8.612	3.692	0	16.443	0	0	0
2018	2.189	0	4.139	7.660	3.284	0	15.083	0	0	0
2019	1.947	0	4.139	6.814	2.921	0	13.874	0	0	0
2020	1.732	0	4.139	6.061	2.598	0	12.798	0	0	0
2021	1.540	0	4.139	5.392	2.310	0	11.841	0	0	0
2022	1.370	0	4.139	4.796	2.055	0	10.990	0	0	0
2023	1.219	0	4.139	4.266	1.829	0	10.234	0	0	0
2024	1.084	0	4.139	3.795	1.626	0	9.560	0	0	0
2025	964	0	4.139	3.375	1.446	0	8.960	0	0	0
2026	858	0	4.139	3.003	1.287	0	8.429	0	0	0
2027	763	0	4.139	2.671	1.145	0	7.955	0	0	0
2028	679	0	4.139	2.376	1.019	0	7.534	0	0	0
2029	604	0	4.139	2.113	906	0	7.158	0	0	0
2030	537	0	4.139	1.880	806	0	6.825	0	0	0
2031	478	0	4.139	1.672	717	0	6.528	0	0	0
2032	401	0	4.139	1.404	602	0	6.145	0	0	0
2033	282	0	4.139	987	423	0	5.549	0	0	0
2034	43	0	4.139	153	65	0	4.357	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**28.078**	**0**	**91.058**	**98.274**	**42.117**	**25.000**	**256.449**	**75.000**	**112.312**	**187.312**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 63
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-170-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30.000	25.156	55.156
2013	694	0	4.362	2.428	1.041	0	7.831	60.000	25.156	85.156
2014	2.381	0	4.362	8.335	3.572	0	16.269	0	25.156	25.156
2015	3.163	0	4.362	11.070	4.745	0	20.177	0	25.156	25.156
2016	2.849	0	4.362	9.971	4.274	0	18.607	0	25.156	25.156
2017	2.566	0	4.362	8.981	3.849	0	17.192	0	0	0
2018	2.311	0	4.362	8.090	3.467	0	15.919	0	0	0
2019	2.082	0	4.362	7.287	3.123	0	14.772	0	0	0
2020	1.875	0	4.362	6.564	2.813	0	13.739	0	0	0
2021	1.689	0	4.362	5.912	2.534	0	12.808	0	0	0
2022	1.521	0	4.362	5.325	2.282	0	11.969	0	0	0
2023	1.370	0	4.362	4.797	2.055	0	11.214	0	0	0
2024	1.234	0	4.362	4.320	1.851	0	10.533	0	0	0
2025	1.112	0	4.362	3.892	1.668	0	9.922	0	0	0
2026	1.002	0	4.362	3.505	1.503	0	9.370	0	0	0
2027	902	0	4.362	3.157	1.353	0	8.872	0	0	0
2028	813	0	4.362	2.844	1.220	0	8.426	0	0	0
2029	732	0	4.362	2.562	1.098	0	8.022	0	0	0
2030	659	0	4.362	2.307	989	0	7.658	0	0	0
2031	594	0	4.362	2.078	891	0	7.331	0	0	0
2032	535	0	4.362	1.872	803	0	7.037	0	0	0
2033	482	0	4.362	1.686	723	0	6.771	0	0	0
2034	434	0	4.362	1.519	651	0	6.532	0	0	0
2035	323	0	4.362	1.131	485	0	5.978	0	0	0
2036	122	0	4.362	423	183	0	4.968	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	31.445	0	104.688	110.056	47.168	25.000	286.912	90.000	125.780	215.780

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 64
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-170-2

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30.000	18.280	48.280
2013	1.045	0	3.305	3.657	1.568	0	8.530	30.000	18.280	48.280
2014	2.311	0	3.305	8.090	3.467	0	14.862	0	18.280	18.280
2015	2.395	0	3.305	8.383	3.593	0	15.281	0	18.280	18.280
2016	2.135	0	3.305	7.472	3.203	0	13.980	0	18.280	18.280
2017	1.903	0	3.305	6.660	2.855	0	12.820	0	0	0
2018	1.696	0	3.305	5.936	2.544	0	11.785	0	0	0
2019	1.512	0	3.305	5.290	2.268	0	10.863	0	0	0
2020	1.347	0	3.305	4.715	2.021	0	10.041	0	0	0
2021	1.201	0	3.305	4.203	1.802	0	9.310	0	0	0
2022	1.070	0	3.305	3.746	1.605	0	8.656	0	0	0
2023	954	0	3.305	3.338	1.431	0	8.074	0	0	0
2024	850	0	3.305	2.976	1.275	0	7.556	0	0	0
2025	758	0	3.305	2.652	1.137	0	7.094	0	0	0
2026	675	0	3.305	2.364	1.013	0	6.682	0	0	0
2027	602	0	3.305	2.107	903	0	6.315	0	0	0
2028	536	0	3.305	1.878	804	0	5.987	0	0	0
2029	478	0	3.305	1.674	717	0	5.696	0	0	0
2030	426	0	3.305	1.492	639	0	5.436	0	0	0
2031	380	0	3.305	1.329	570	0	5.204	0	0	0
2032	339	0	3.305	1.185	509	0	4.999	0	0	0
2033	198	0	3.305	694	297	0	4.296	0	0	0
2034	39	0	3.305	135	59	0	3.499	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**22.850**	**0**	**72.710**	**79.976**	**34.275**	**25.000**	**211.961**	**60.000**	**91.400**	**151.400**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LAGREIA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 65
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-170-3

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30.000	9.110	39.110
2013	690	0	1.639	2.415	1.035	0	5.089	0	9.110	9.110
2014	1.305	0	1.639	4.566	1.958	0	8.163	0	9.110	9.110
2015	1.162	0	1.639	4.068	1.743	0	7.450	0	9.110	9.110
2016	1.036	0	1.639	3.624	1.554	0	6.817	0	9.110	9.110
2017	923	0	1.639	3.229	1.385	0	6.253	0	0	0
2018	822	0	1.639	2.877	1.233	0	5.749	0	0	0
2019	732	0	1.639	2.563	1.098	0	5.300	0	0	0
2020	652	0	1.639	2.284	978	0	4.901	0	0	0
2021	581	0	1.639	2.035	872	0	4.546	0	0	0
2022	518	0	1.639	1.813	777	0	4.229	0	0	0
2023	461	0	1.639	1.615	692	0	3.946	0	0	0
2024	411	0	1.639	1.439	617	0	3.695	0	0	0
2025	366	0	1.639	1.282	549	0	3.470	0	0	0
2026	326	0	1.639	1.142	489	0	3.270	0	0	0
2027	291	0	1.639	1.018	437	0	3.094	0	0	0
2028	259	0	1.639	907	389	0	2.935	0	0	0
2029	231	0	1.639	808	347	0	2.794	0	0	0
2030	206	0	1.639	720	309	0	2.668	0	0	0
2031	183	0	1.639	641	275	0	2.555	0	0	0
2032	159	0	1.639	556	239	0	2.434	0	0	0
2033	73	0	1.639	254	110	0	2.003	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**11.387**	**0**	**34.419**	**39.856**	**17.081**	**25.000**	**116.356**	**30.000**	**45.548**	**75.548**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 66
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-170-4

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	30.000	12.700	42.700
2013	687	0	2.390	2.404	1.031	0	5.825	30.000	12.700	42.700
2014	1.648	0	2.390	5.767	2.472	0	10.629	0	12.700	12.700
2015	1.788	0	2.390	6.258	2.682	0	11.330	0	12.700	12.700
2016	1.579	0	2.390	5.527	2.369	0	10.286	0	12.700	12.700
2017	1.395	0	2.390	4.881	2.093	0	9.364	0	0	0
2018	1.232	0	2.390	4.311	1.848	0	8.549	0	0	0
2019	1.088	0	2.390	3.807	1.632	0	7.829	0	0	0
2020	961	0	2.390	3.362	1.442	0	7.194	0	0	0
2021	848	0	2.390	2.970	1.272	0	6.632	0	0	0
2022	749	0	2.390	2.623	1.124	0	6.137	0	0	0
2023	662	0	2.390	2.316	993	0	5.699	0	0	0
2024	584	0	2.390	2.046	876	0	5.312	0	0	0
2025	516	0	2.390	1.807	774	0	4.971	0	0	0
2026	456	0	2.390	1.596	684	0	4.670	0	0	0
2027	403	0	2.390	1.409	605	0	4.404	0	0	0
2028	356	0	2.390	1.245	534	0	4.169	0	0	0
2029	314	0	2.390	1.099	471	0	3.960	0	0	0
2030	277	0	2.390	971	416	0	3.777	0	0	0
2031	212	0	2.390	741	318	0	3.449	0	0	0
2032	118	0	2.390	414	177	0	2.981	0	0	0
2033	2	0	2.390	8	3	0	2.401	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**15.875**	**0**	**50.190**	**55.562**	**23.813**	**25.000**	**154.565**	**60.000**	**63.500**	**123.500**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 67
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-192-1

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10% U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10% U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	60.000	104.542	164.542
2013	1.753	0	16.485	6.135	2.630	0	25.250	150.000	104.542	254.542
2014	3.629	0	16.485	12.703	5.444	0	34.632	150.000	104.542	254.542
2015	5.338	0	16.485	18.683	8.007	0	43.175	150.000	104.542	254.542
2016	7.545	0	16.485	26.407	11.318	0	54.210	75.000	104.542	179.542
2017	9.520	0	16.485	33.321	14.280	0	64.086	0	0	0
2018	11.289	0	16.485	39.511	16.934	0	72.930	0	0	0
2019	11.119	0	16.485	38.918	16.679	0	72.082	0	0	0
2020	9.954	0	16.485	34.840	14.931	0	66.256	0	0	0
2021	8.911	0	16.485	31.190	13.367	0	61.042	0	0	0
2022	7.978	0	16.485	27.922	11.967	0	56.374	0	0	0
2023	7.142	0	16.485	24.996	10.713	0	52.194	0	0	0
2024	6.393	0	16.485	22.377	9.590	0	48.452	0	0	0
2025	5.724	0	16.485	20.032	8.586	0	45.103	0	0	0
2026	5.124	0	16.485	17.933	7.686	0	42.104	0	0	0
2027	4.587	0	16.485	16.054	6.881	0	39.420	0	0	0
2028	4.106	0	16.485	14.372	6.159	0	37.016	0	0	0
2029	3.676	0	16.485	12.866	5.514	0	34.865	0	0	0
2030	3.291	0	16.485	11.518	4.937	0	32.940	0	0	0
2031	2.946	0	16.485	10.311	4.419	0	31.215	0	0	0
2032	2.637	0	16.485	9.231	3.956	0	29.672	0	0	0
2033	2.347	0	16.485	8.214	3.521	0	28.220	0	0	0
2034	1.885	0	16.485	6.598	2.828	0	25.911	0	0	0
2035	1.509	0	16.485	5.280	2.264	0	24.029	0	0	0
2036	1.115	0	16.485	3.902	1.673	0	22.060	0	0	0
2037	721	0	16.485	2.525	1.082	0	20.092	0	0	0
2038	369	0	16.485	1.292	554	0	18.331	0	0	0
2039	69	0	16.485	238	104	0	16.827	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**130.677**	**0**	**445.095**	**457.369**	**196.016**	**25.000**	**1.123.480**	**585.000**	**522.708**	**1.107.708**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 6B
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
P-SOL-169-4

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30.000	15.593	45.593
2014	695	0	2.641	2.432	1.043	0	6.116	60.000	15.593	75.593
2015	1.679	0	2.641	5.876	2.519	0	11.036	0	15.593	15.593
2016	1.856	0	2.641	6.495	2.784	0	11.920	0	15.593	15.593
2017	1.677	0	2.641	5.870	2.516	0	11.027	0	15.593	15.593
2018	1.516	0	2.641	5.305	2.274	0	10.220	0	0	0
2019	1.370	0	2.641	4.795	2.055	0	9.491	0	0	0
2020	1.238	0	2.641	4.333	1.857	0	8.831	0	0	0
2021	1.119	0	2.641	3.916	1.679	0	8.236	0	0	0
2022	1.011	0	2.641	3.539	1.517	0	7.697	0	0	0
2023	914	0	2.641	3.199	1.371	0	7.211	0	0	0
2024	826	0	2.641	2.891	1.239	0	6.771	0	0	0
2025	746	0	2.641	2.613	1.119	0	6.373	0	0	0
2026	675	0	2.641	2.361	1.013	0	6.015	0	0	0
2027	610	0	2.641	2.134	915	0	5.690	0	0	0
2028	551	0	2.641	1.929	827	0	5.397	0	0	0
2029	498	0	2.641	1.743	747	0	5.131	0	0	0
2030	450	0	2.641	1.575	675	0	4.891	0	0	0
2031	407	0	2.641	1.424	611	0	4.676	0	0	0
2032	368	0	2.641	1.287	552	0	4.480	0	0	0
2033	332	0	2.641	1.163	498	0	4.302	0	0	0
2034	300	0	2.641	1.051	450	0	4.142	0	0	0
2035	271	0	2.641	950	407	0	3.998	0	0	0
2036	228	0	2.641	796	342	0	3.779	0	0	0
2037	136	0	2.641	477	204	0	3.322	0	0	0
2038	18	0	2.641	66	27	0	2.734	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**19.491**	**0**	**66.025**	**68.220**	**29.237**	**25.000**	**188.482**	**90.000**	**77.964**	**167.964**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 69
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
GROLSCH

DeGolyer and MacNaughton F-716 Texas Registered Engineering Firm

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240.000	600.000	840.000
2016	8.537	0	87.500	29.881	0	0	117.381	240.000	720.000	960.000
2017	20.468	0	87.500	71.640	0	0	159.140	240.000	120.000	360.000
2018	30.410	0	87.500	106.438	0	0	193.938	240.000	120.000	360.000
2019	38.694	0	87.500	135.433	0	0	222.933	180.000	120.000	300.000
2020	43.873	0	87.500	153.560	0	0	241.060	0	90.000	90.000
2021	39.761	0	87.500	139.168	0	0	226.668	0	0	0
2022	33.131	0	87.500	115.962	0	0	203.462	0	0	0
2023	27.606	0	87.500	96.624	0	0	184.124	0	0	0
2024	23.003	0	87.500	80.513	0	0	168.013	0	0	0
2025	19.167	0	87.500	67.087	0	0	154.587	0	0	0
2026	15.971	0	87.500	55.900	0	0	143.400	0	0	0
2027	13.308	0	87.500	46.580	0	0	134.080	0	0	0
2028	11.089	0	87.500	38.813	0	0	126.313	0	0	0
2029	9.240	0	87.500	32.341	0	0	119.841	0	0	0
2030	7.699	0	87.500	26.947	0	0	114.447	0	0	0
2031	6.415	0	87.500	22.453	0	0	109.953	0	0	0
2032	5.348	0	87.500	18.712	0	0	106.212	0	0	0
2033	4.454	0	87.500	15.589	0	0	103.089	0	0	0
2034	3.712	0	87.500	12.992	0	0	100.492	0	0	0
2035	3.093	0	87.500	10.826	0	0	98.326	0	0	0
2036	2.577	0	87.500	9.020	0	0	96.520	0	0	0
2037	2.053	0	87.500	7.291	0	0	94.791	0	0	0
2038	1.481	0	87.500	5.184	0	0	92.684	0	0	0
2039	967	0	87.500	3.385	0	0	90.885	0	0	0
2040	539	0	87.500	1.888	0	0	89.388	0	0	0
2041	191	0	87.500	669	0	0	88.169	0	0	0
2042	10	0	87.500	35	0	0	87.535	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**372.825**	**0**	**2.362.500**	**1.304.929**	**0**	**25.000**	**3.692.429**	**1.140.000**	**1.770.000**	**2.910.000**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 70
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
KILKENNY

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240.000	650.000	890.000
2016	8.547	0	105.000	29.916	0	0	134.916	240.000	720.000	960.000
2017	20.518	0	105.000	71.815	0	0	176.815	240.000	120.000	360.000
2018	30.525	0	105.000	106.841	0	0	211.841	240.000	120.000	360.000
2019	38.888	0	105.000	136.112	0	0	241.112	240.000	120.000	360.000
2020	45.879	0	105.000	160.582	0	0	265.582	180.000	120.000	300.000
2021	49.996	0	105.000	174.992	0	0	279.992	0	90.000	90.000
2022	44.999	0	105.000	157.501	0	0	262.501	0	0	0
2023	37.611	0	105.000	131.643	0	0	236.643	0	0	0
2024	31.437	0	105.000	110.033	0	0	215.033	0	0	0
2025	26.276	0	105.000	91.969	0	0	196.969	0	0	0
2026	21.962	0	105.000	76.889	0	0	181.889	0	0	0
2027	18.357	0	105.000	64.251	0	0	169.251	0	0	0
2028	15.343	0	105.000	53.702	0	0	158.702	0	0	0
2029	12.824	0	105.000	44.886	0	0	149.886	0	0	0
2030	10.719	0	105.000	37.518	0	0	142.518	0	0	0
2031	8.959	0	105.000	31.358	0	0	136.358	0	0	0
2032	7.488	0	105.000	26.209	0	0	131.209	0	0	0
2033	6.259	0	105.000	21.907	0	0	126.907	0	0	0
2034	5.231	0	105.000	18.309	0	0	123.309	0	0	0
2035	4.373	0	105.000	15.306	0	0	120.306	0	0	0
2036	3.655	0	105.000	12.793	0	0	117.793	0	0	0
2037	3.041	0	105.000	10.644	0	0	115.644	0	0	0
2038	2.335	0	105.000	8.173	0	0	113.173	0	0	0
2039	1.684	0	105.000	5.894	0	0	110.894	0	0	0
2040	1.140	0	105.000	3.990	0	0	108.990	0	0	0
2041	685	0	105.000	2.398	0	0	107.398	0	0	0
2042	305	0	105.000	1.068	0	0	106.068	0	0	0
2043	47	0	105.000	164	0	0	105.164	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**459.083**	**0**	**2.940.000**	**1.608.843**	**0**	**25.000**	**4.571.843**	**1.380.000**	**1.940.000**	**3.320.000**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 71
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
DUVEL

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10³ U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240.000	600.000	840.000
2016	8.563	0	87.500	29.971	0	0	117.471	240.000	720.000	960.000
2017	20.603	0	87.500	72.113	0	0	159.613	240.000	120.000	360.000
2018	30.718	0	87.500	107.516	0	0	195.016	240.000	120.000	360.000
2019	39.217	0	87.500	137.264	0	0	224.764	60.000	120.000	180.000
2020	41.146	0	87.500	144.016	0	0	231.516	0	30.000	30.000
2021	34.570	0	87.500	120.999	0	0	208.499	0	0	0
2022	29.044	0	87.500	101.657	0	0	189.157	0	0	0
2023	24.402	0	87.500	85.410	0	0	172.910	0	0	0
2024	20.502	0	87.500	71.759	0	0	159.259	0	0	0
2025	17.225	0	87.500	60.289	0	0	147.789	0	0	0
2026	14.472	0	87.500	50.654	0	0	138.154	0	0	0
2027	12.159	0	87.500	42.558	0	0	130.058	0	0	0
2028	10.215	0	87.500	35.754	0	0	123.254	0	0	0
2029	8.582	0	87.500	30.038	0	0	117.538	0	0	0
2030	7.211	0	87.500	25.239	0	0	112.739	0	0	0
2031	6.058	0	87.500	21.204	0	0	108.704	0	0	0
2032	5.090	0	87.500	17.816	0	0	105.316	0	0	0
2033	4.276	0	87.500	14.966	0	0	102.466	0	0	0
2034	3.593	0	87.500	12.576	0	0	100.076	0	0	0
2035	3.019	0	87.500	10.567	0	0	98.067	0	0	0
2036	2.536	0	87.500	8.876	0	0	96.376	0	0	0
2037	2.131	0	87.500	7.459	0	0	94.959	0	0	0
2038	1.729	0	87.500	6.052	0	0	93.552	0	0	0
2039	1.198	0	87.500	4.193	0	0	91.693	0	0	0
2040	738	0	87.500	2.583	0	0	90.083	0	0	0
2041	352	0	87.500	1.232	0	0	88.732	0	0	0
2042	50	0	87.500	175	0	0	87.675	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**349.399**	**6**	**2.362.500**	**1.222.936**	**0**	**25.000**	**3.610.436**	**1.020.000**	**1.710.000**	**2.730.000**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 72
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
WINDHOEK

DeGolyer and MacNaughton
E-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10^3 U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	600.000	900.000	1.500.000
2016	17.773	0	87.500	62.208	0	0	149.708	1.200.000	1.800.000	3.000.000
2017	67.713	0	175.000	237.003	0	0	412.003	1.200.000	1.800.000	3.000.000
2018	123.428	0	262.500	432.005	0	0	694.505	1.200.000	1.800.000	3.000.000
2019	169.968	0	350.000	594.907	0	0	944.907	1.200.000	1.800.000	3.000.000
2020	208.850	0	437.500	730.998	0	0	1.168.498	0	600.000	600.000
2021	204.123	0	437.500	714.453	0	0	1.151.953	0	0	0
2022	170.525	0	437.500	596.856	0	0	1.034.356	0	0	0
2023	142.457	0	437.500	498.615	0	0	936.115	0	0	0
2024	119.009	0	437.500	416.545	0	0	854.045	0	0	0
2025	99.421	0	437.500	347.985	0	0	785.485	0	0	0
2026	83.056	0	437.500	290.705	0	0	728.205	0	0	0
2027	69.386	0	437.500	242.859	0	0	680.359	0	0	0
2028	57.965	0	437.500	202.884	0	0	640.384	0	0	0
2029	48.424	0	437.500	169.489	0	0	606.989	0	0	0
2030	40.454	0	437.500	141.593	0	0	579.093	0	0	0
2031	33.795	0	437.500	118.286	0	0	555.786	0	0	0
2032	28.233	0	437.500	98.819	0	0	536.319	0	0	0
2033	23.588	0	437.500	82.554	0	0	520.054	0	0	0
2034	19.704	0	437.500	68.966	0	0	506.466	0	0	0
2035	16.460	0	437.500	57.612	0	0	495.112	0	0	0
2036	13.751	0	437.500	48.130	0	0	485.630	0	0	0
2037	11.464	0	437.500	40.125	0	0	477.625	0	0	0
2038	9.045	0	437.500	31.658	0	0	469.158	0	0	0
2039	6.369	0	437.500	22.292	0	0	459.792	0	0	0
2040	3.983	0	437.500	13.941	0	0	451.441	0	0	0
2041	1.990	0	437.500	6.965	0	0	444.465	0	0	0
2042	384	0	437.500	1.344	0	0	438.844	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1.791.314**	**0**	**10.937.500**	**5.268.797**	**0**	**25.000**	**17.232.297**	**5.400.000**	**8.700.000**	**14.100.000**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LÁGREDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 73
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
GUINESS

DEGOLYER AND MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	240.000	650.000	890.000
2016	8.544	0	105.000	29.905	0	0	134.905	600.000	600.000	1.200.000
2017	29.733	0	105.000	104.069	0	0	209.069	180.000	120.000	300.000
2018	47.305	0	105.000	165.573	0	0	270.573	0	300.000	300.000
2019	42.717	0	105.000	149.514	0	0	254.514	0	90.000	90.000
2020	35.676	0	105.000	124.870	0	0	229.870	0	0	0
2021	29.796	0	105.000	104.289	0	0	209.289	0	0	0
2022	24.885	0	105.000	87.100	0	0	192.100	0	0	0
2023	20.784	0	105.000	72.746	0	0	177.746	0	0	0
2024	17.358	0	105.000	60.755	0	0	165.755	0	0	0
2025	14.497	0	105.000	50.741	0	0	155.741	0	0	0
2026	12.108	0	105.000	42.379	0	0	147.379	0	0	0
2027	10.112	0	105.000	35.393	0	0	140.393	0	0	0
2028	8.446	0	105.000	29.562	0	0	134.562	0	0	0
2029	7.054	0	105.000	24.690	0	0	129.690	0	0	0
2030	5.891	0	105.000	20.619	0	0	125.619	0	0	0
2031	4.920	0	105.000	17.221	0	0	122.221	0	0	0
2032	4.109	0	105.000	14.382	0	0	119.382	0	0	0
2033	3.432	0	105.000	12.012	0	0	117.012	0	0	0
2034	2.866	0	105.000	10.031	0	0	115.031	0	0	0
2035	2.394	0	105.000	8.379	0	0	113.379	0	0	0
2036	1.999	0	105.000	6.997	0	0	111.997	0	0	0
2037	1.648	0	105.000	5.768	0	0	110.768	0	0	0
2038	1.144	0	105.000	4.004	0	0	109.004	0	0	0
2039	411	0	105.000	1.438	0	0	106.438	0	0	0
2040	33	0	105.000	116	0	0	105.116	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**337.862**	**0**	**2.625.000**	**1.182.553**	**0**	**25.000**	**3.832.553**	**1.020.000**	**1.760.000**	**2.780.000**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 74
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS,
DESPESAS e CUSTOS PARA VOLUME MÉDIO TRUNCADO em
31 de Agosto de 2010 para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
no
PROSPECTO DE ÓLEO
NEGRA MODELO

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais, 10º U.S.$					Custos de Capital Potenciais 10º U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Set)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	600.000	650.000	1.250.000
2016	17.789	0	105.000	62.263	0	0	167.263	1.200.000	1.250.000	2.450.000
2017	67.835	0	210.000	237.430	0	0	447.430	600.000	1.200.000	1.800.000
2018	104.328	0	210.000	365.160	0	0	575.160	300.000	300.000	600.000
2019	109.919	0	210.000	384.729	0	0	594.729	0	750.000	750.000
2020	95.307	0	210.000	333.585	0	0	543.585	0	0	0
2021	79.848	0	210.000	279.477	0	0	489.477	0	0	0
2022	66.897	0	210.000	234.147	0	0	444.147	0	0	0
2023	56.047	0	210.000	196.171	0	0	406.171	0	0	0
2024	46.956	0	210.000	164.351	0	0	374.351	0	0	0
2025	39.340	0	210.000	137.694	0	0	347.694	0	0	0
2026	32.959	0	210.000	115.360	0	0	325.360	0	0	0
2027	27.613	0	210.000	96.648	0	0	306.648	0	0	0
2028	23.135	0	210.000	80.975	0	0	290.975	0	0	0
2029	19.382	0	210.000	67.839	0	0	277.839	0	0	0
2030	16.239	0	210.000	56.838	0	0	266.838	0	0	0
2031	13.605	0	210.000	47.619	0	0	257.619	0	0	0
2032	11.398	0	210.000	39.894	0	0	249.894	0	0	0
2033	9.549	0	210.000	33.423	0	0	243.423	0	0	0
2034	8.001	0	210.000	28.004	0	0	238.004	0	0	0
2035	6.703	0	210.000	23.461	0	0	233.461	0	0	0
2036	5.616	0	210.000	19.657	0	0	229.657	0	0	0
2037	4.705	0	210.000	16.468	0	0	226.468	0	0	0
2038	3.955	0	210.000	12.793	0	0	222.793	0	0	0
2039	2.075	0	210.000	7.263	0	0	217.263	0	0	0
2040	720	0	210.000	2.520	0	0	212.520	0	0	0
2041	105	0	210.000	367	0	0	210.367	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	50.000	50.000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**869.726**	**0**	**5.355.000**	**3.044.126**	**0**	**50.000**	**8.449.136**	**2.700.000**	**4.150.000**	**6.850.000**

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso seja descoberta, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram reajustadas para cobrir o consumo de combustível no campo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

Tabela 75
RESUMO DAS PREMISSAS DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTOS CONCEITUAIS
em
31 de Agosto de 2010
para
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA
em
DETERMINADOS PROSPECTOS PARA ÓLEO E GÁS em
VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS no
BRASIL E NAMÍBIA

DeGolyer MacNaughton
P-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

Bacias / Prospecto	Estimativa Média Óleo 10^6bbl	Estimativa Média Gás 10^9ft^3	Capacidade de Facilidades Óleo 10^3BPD	Capacidade de Facilidades Gás 10^6ft^3PD	Tempo útil de Produção	Número de poços	Custo por poço Estimado $10^3$$	Capex Óleo $/bbl	Capex Gás $/$10^3ft^3$	Opex Fixo $10^3$$	Opex - Variável Óleo $/bbl	Opex - Variável Gás $/$10^3ft^3$	Opex - Transporte Óleo $/bbl	Opex - Transporte Gás $/$10^3ft^3$
Bacia do Solimões														
Pólo Juruá														
P-SOL-168-1-Projeto de Gás	0	845	0	176	32	24	15.000	0,00	0,67	625.400	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-168-2-Projeto de Gás	0	104	0	26	26	3	15.000	0,00	0,67	75.320	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-168-3-Projeto de Gás	0	277	0	67	27	10	15.000	0,00	0,67	206.868	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-168-4-Projeto de Gás	0	488	0	113	29	14	15.000	0,00	0,67	376.724	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-181-1-Projeto de Gás	0	106	0	28	26	4	15.000	0,00	0,67	75.546	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-181-2-Projeto de Gás	0	85	0	25	24	5	15.000	0,00	0,67	66.839	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-181-3-Projeto de Gás	0	147	0	35	28	7	15.000	0,00	0,67	110.864	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-181-4-Projeto de Gás	0	55	0	18	21	3	15.000	0,00	0,67	36.169	0,00	0,08	0,00	0,08
Pólo Tefé														
P-SOL-169-1-Projeto de Gás	0	143	0	35	27	4	15.000	0,00	0,67	105.983	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-1-Projeto de Óleo	23	0	7	0	22	8	15.000	4,00	0,00	73.172	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-2-Projeto de Gás	0	295	0	65	30	10	15.000	0,00	0,67	226.090	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-2-Projeto de Óleo	32	0	8	0	24	14	15.000	4,00	0,00	105.098	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-3-Projeto de Gás	0	595	0	132	30	17	15.000	0,00	0,67	450.671	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-3-Projeto de Óleo	75	0	20	0	25	35	15.000	4,00	0,00	259.950	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-4-Projeto de Gás	0	146	0	35	28	4	15.000	0,00	0,67	110.864	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-4-Projeto de Óleo	19	0	5	0	25	8	15.000	4,00	0,00	66.025	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-169-5-Projeto de Gás	0	110	0	26	28	5	15.000	0,00	0,67	83.110	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-169-5-Projeto de Óleo	59	0	16	0	24	27	15.000	4,00	0,00	199.484	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-GUA-Projeto de Óleo	49	0	14	0	24	9	15.000	4,00	0,00	164.784	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-TAQ-Projeto de Óleo	28	0	8	0	22	5	15.000	4,00	0,00	91.068	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-1-Projeto de Gás	0	202	0	49	27	6	15.000	0,00	0,67	152.333	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-170-1-Projeto de Óleo	31	0	9	0	24	8	15.000	4,00	0,00	104.688	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-2-Projeto de Gás	0	97	0	26	25	5	15.000	0,00	0,67	70.143	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-170-2-Projeto de Óleo	23	0	7	0	22	4	15.000	4,00	0,00	72.710	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-3-Projeto de Gás	0	73	0	18	27	3	15.000	0,00	0,67	53.172	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-170-3-Projeto de Óleo	11	0	4	0	21	2	15.000	4,00	0,00	34.418	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-170-4-Projeto de Óleo	16	0	5	0	21	4	15.000	4,00	0,00	50.180	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-192-1-Projeto de Gás	0	753	0	165	30	22	15.000	0,00	0,67	546.835	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-192-1-Projeto de Óleo	131	0	31	0	27	39	15.000	4,00	0,00	445.095	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-194-IMA-Projeto de Gás	0	50	0	10	35	1	15.000	0,00	0,67	37.375	0,00	0,08	0,00	0,08
Pólo Aruã														
P-SOL-148-1-Projeto de Gás	0	48	0	10	34	1	15.000	0,00	0,67	35.905	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-148-1-Projeto de Óleo	32	0	9	0	25	7	15.000	4,00	0,00	108.225	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-149-1-Projeto de Gás	0	104	0	26	26	5	15.000	0,00	0,67	75.350	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-1-Projeto de Óleo	127	0	31	0	27	21	15.000	4,00	0,00	444.416	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-149-2-Projeto de Gás	0	58	0	18	21	2	15.000	0,00	0,67	35.882	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-2-Projeto de Óleo	70	0	19	0	25	12	15.000	4,00	0,00	245.050	3,50	0,00	1,50	0,00

PAULO FERNANDO S. DE OLIVEIRA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 75 – RESUMO DAS PREMISSAS DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTOS CONCEITUAIS – *(Continuação)*

Bacias / Prospecto	Estimativa Média Óleo 10^6bbl	Estimativa Média Gás 10^9ft³	Capacidade de Facilidades Óleo 10^3BPD	Capacidade de Facilidades Gás 10^6ft³PD	Tempo útil de Produção	Número de poços	Custo por poço Estimado $10^3$$	Capex Óleo $/bbl	Capex Gás $/$10^3$ft³	Opex Fixo $10^3$$	Opex - Variável Óleo $/bbl	Opex - Variável Gás $/$10^3$ft³	Opex - Transporte Óleo $/bbl	Opex - Transporte Gás $/$10^3$ft³
P-SOL-149-3-Projeto de Gás	0	56	0	18	21	3	15.000	0,00	0,67	36.515	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-3-Projeto de Óleo	69	0	19	0	24	12	15.000	4,00	0,00	237.338	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-149-4-Projeto de Gás	0	34	0	10	24	1	15.000	0,00	0,67	21.634	0,00	0,08	0,00	0,08
P-SOL-149-4-Projeto de Óleo	52	0	15	0	23	10	15.000	4,00	0,00	170.292	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-172-1-Projeto de Óleo	47	0	14	0	23	10	15.000	4,00	0,00	153.847	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-172-2-Projeto de Óleo	35	0	10	0	22	8	15.000	4,00	0,00	109.538	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-172-3-Projeto de Óleo	80	0	21	0	26	14	15.000	4,00	0,00	277.550	3,50	0,00	1,50	0,00
Pólo Coari														
P-SOL-151-1-Projeto de Óleo	104	0	26	0	27	24	15.000	4,00	0,00	361.800	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-151-2-Projeto de Óleo	76	0	20	0	25	18	15.000	4,00	0,00	260.925	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-174-1-Projeto de Óleo	70	0	18	0	24	16	15.000	4,00	0,00	237.936	3,50	0,00	1,50	0,00
Pólo Coari Grande														
P-SOL-194-2-Projeto de Óleo	27	0	9	0	21	6	15.000	4,00	0,00	95.869	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-196-1-Projeto de Óleo	90	0	23	0	26	20	15.000	4,00	0,00	310.544	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-218-1-Projeto de Óleo	242	0	48	0	31	57	15.000	4,00	0,00	756.493	3,50	0,00	1,50	0,00
Pólo Tapauá														
P-SOL-194-1-Projeto de Óleo	32	0	9	0	25	7	15.000	4,00	0,00	110.400	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-216-1-Projeto de Óleo	23	0	7	0	22	5	15.000	4,00	0,00	73.460	3,50	0,00	1,50	0,00
P-SOL-216-2-Projeto de Óleo	132	0	32	0	27	30	15.000	4,00	0,00	461.187	3,50	0,00	1,50	0,00
Bacia de Walvis Namíbia														
Groisch-Projeto de Óleo	373	0	120	0	27	19	60.000	7,81	0,00	2.362.500	2,50	0,00	1,00	0,00
Kilkenny-Projeto de Óleo	459	0	137	0	28	23	60.000	7,23	0,00	2.840.000	2,50	0,00	1,00	0,00
Duvel-Projeto de Óleo	349	0	113	0	27	17	60.000	7,81	0,00	2.362.500	2,50	0,00	1,00	0,00
Windhoek-Projeto de Óleo	1.791	0	572	0	27	90	60.000	7,87	0,00	10.937.500	2,50	0,00	1,00	0,00
Guiness-Projeto de Óleo	338	0	130	0	25	17	60.000	8,23	0,00	2.625.000	2,50	0,00	1,00	0,00
Negra Modelo-Projeto de Óleo	870	0	301	0	28	45	60.000	7,87	0,00	5.355.000	2,50	0,00	1,00	0,00

Observações:

1. Pg e Pe não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela.
2. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos serão efetivamente descobertas; e, caso sejam descobertos, não há certeza que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
3. Aplicação de Pg e Pe para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes.
4. As quantidades potenciais de gás nesta tabela foram realustadas para cobrir o conjunto de combustível no campo

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ERA QUANTO SE CONTINHA NO DOCUMENTO QUE ME FOI EXIBIDO, ao qual me reporto E DE QUE DOU FÉ para que a presente tradução possa produzir todos os seus devidos e legais efeitos no Brasil.

FEITO E PASSADO nesta Cidade do Rio de Janeiro, capital do Estado do Rio de Janeiro, em 10 de Setembro de 2010, para constar onde convier.

POR TRADUÇÃO CONFORME:

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

Escritório de Traduções
Rua Santa Luzia, nº 799 - Conj. 402 Cinelândia - Rio de Janeiro - RJ
Tel/Fax: (21) 2240-9271 - Tel. (21) 2262-1793

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

This is a digital representation of a DeGolyer and MacNaughton report.

This file is intended to be a manifestation of certain data in the subject report and as such are subject to the same conditions thereof. The information and data contained in this file may be subject to misinterpretation; therefore, the signed and bound copy of this report should be considered the only authoritative source of such information.



DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

REPORT
as of
AUGUST 31, 2010
on the
CONTINGENT RESOURCES
attributable to
CERTAIN PROPERTIES
owned by
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
of the
FEDERATIVE REPUBLIC of BRAZIL

TABLE of CONTENTS

Page

FOREWORD 1

Scope of Investigation 1
Authority 3
Source of Information 3

DEFINITION of CONTINGENT RESOURCES 4

ESTIMATION of CONTINGENT RESOURCES 6

VALUATION of RESOURCES 9

SUMMARY and CONCLUSIONS 11

TABLES

Table 1 – Summary of Gross and Net Contingent Resources
Table 2 – Summary of Net Potential Present Worth
Table 3 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, CI-1 Project
Table 4 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, GV-1 Project
Table 5 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, MRIP Project
Table 6 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, JOB-1 Project
Table 7 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, GUA-1 Project
Table 8 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, NSM-1 Gas Project
Table 9 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, NSM-1 Oil Project
Table 10 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, TAQ-1 Project
Table 11 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, MV-1 Project
Table 12 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, UE-1 Project
Table 13 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs – 3C, IMA-1 Project

DeGolyer and MacNaughton
5001 Spring Valley Road
Suite 800 East
Dallas, Texas 75244

REPORT
as of
AUGUST 31, 2010
on the
CONTINGENT RESOURCES
attributable to
CERTAIN PROPERTIES
owned by
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
of the
FEDERATIVE REPUBLIC of BRAZIL

FOREWORD

Scope of Investigation

This report presents estimates, as of August 31, 2010, of the extent and potential value of the oil, condensate, and natural gas contingent resources of certain properties with interests owned by HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. (HRT). The contingent resources estimated in this report are located in the Solimões Basin in Brazil. HRT currently owns interests in various license blocks in the Solimões Basin under the terms of exploration licenses.

Contingent resources estimated herein are those quantities of oil, condensate, and natural gas that are potentially recoverable from known accumulations but which are not currently considered to be commercially recoverable because of either the lack of internal approval by HRT for commitment to produce, lack of market for the petroleum quantities, or proper delineation necessary to establish the size of the accumulation for commercial purposes.

The contingent resources estimates presented in this report have been prepared in accordance with the Petroleum Resources Management System (PRMS) approved in March 2007 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, and the Society of Petroleum Evaluation Engineers. These contingent resources definitions are discussed in detail in the Definition of Contingent Resources section of this report.

The contingent resources in this report are expressed as gross and net contingent resources. Gross contingent resources are defined as the total estimated petroleum that is potentially recoverable from known accumulations after August 31, 2010. Net contingent resources are defined as that portion of the gross contingent resources attributable to the interests of HRT after deducting interests owned by others.

Because of the uncertainty of commerciality, the contingent resources estimated herein cannot be classified as reserves. The contingent resources estimates in this report are provided as a means of comparison to other contingent resources and do not provide a means of direct comparison to reserves. The contingent resources estimated in this report have an economic status of "Marginal" and "Sub-Marginal."

Contingent resources quantities should not be confused with those quantities that are associated with reserves due to the additional risks involved. The quantities that might actually be recovered should they be developed may differ significantly from the estimates presented herein. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources evaluated herein.

At the request of HRT, a model was prepared to estimate potential values that might be realized from the resources estimated herein should these resources be successfully developed. A possibility exists that the accumulations will not result in successful development, in which case there could be no potential present worth.

The potential values of the projected contingent resources estimated herein are expressed in terms of potential present worth. Potential present worth is defined as potential future net revenue discounted at a specified arbitrary discount rate compounded monthly over the expected period

of realization. Potential future net revenue is that revenue that might be derived from the sale of the total estimated contingent resources recoverable after August 31, 2010, after deductions for operating expenses, capital costs, taxes, and royalties. In this report, potential present worth values were estimated using a discount rate of 10 percent. Values of potential present worth at 10 percent have been estimated deterministically taking into account information related to field development plans (actual or conceptual), contract terms, product pricing, and marketing plans as provided by HRT.

Potential present worth estimates are provided as a means of comparison to the potential present worth estimates of other contingent resources and do not provide a means of direct comparison to the present worth estimates attributable to reserves. These potential present worth estimates do not take into consideration the uncertainties associated with market and political conditions. The estimates are expressed in terms of potential present worth discounted at 10 percent. All potential present worth estimates presented in this report are expressed in United States dollars (U.S.$).

Estimates of oil, condensate, and gas contingent resources should be regarded only as estimates that may change as further production history and additional information become available. Not only are such contingent resources estimates based on that information which is currently available, but such estimates are also subject to the uncertainties inherent in the application of judgmental factors in interpreting such information.

Authority

This report was authorized by Mr. Nilo Chagas de Azambuja Filho, Chief Technical Officer of HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.

Source of Information

In the preparation of this report we have relied, without independent verification, upon information furnished by or on behalf of HRT with respect to the property interests to be evaluated, subsurface data as they pertain to the target objectives and prospects, and various other information and technical data that were accepted as represented. This report was based on data available through August 31, 2010.

DEFINITION of CONTINGENT RESOURCES

Petroleum resources included in this report are classified as contingent resources and have been prepared in accordance with the PRMS approved in March 2007 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, and the Society of Petroleum Evaluation Engineers. Because of the lack of commerciality or sufficient development drilling, the contingent resources estimated herein cannot be classified as reserves. The petroleum resources are classified as follows:

> *Contingent Resources* – Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.
>
> Based on assumptions regarding future conditions and their impact on ultimate economic viability, projects currently classified as Contingent Resources may be broadly divided into three economic status groups:
>
> > *Marginal Contingent Resources* – Those quantities associated with technically feasible projects that are either currently economic or projected to be economic under reasonably forecasted improvements in commercial conditions but are not committed for development because of one or more contingencies.
> >
> > *Sub-Marginal Contingent Resources* – Those quantities associated with discoveries for which analysis indicates that technically feasible development projects would not be economic and/or other contingencies would not be satisfied under current or reasonably forecasted improvements in commercial conditions. These projects nonetheless should be retained in the inventory of discovered resources pending unforeseen major changes in commercial conditions.
> >
> > *Undetermined Contingent Resources* – Where evaluations are incomplete such that it is premature to clearly define ultimate

chance of commerciality, it is acceptable to note that project economic status is "undetermined."

The estimation of resources quantities for an accumulation is subject to both technical and commercial uncertainties and, in general, may be quoted as a range. The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable volumes. In all cases, the range of uncertainty is dependent on the amount and quality of both technical and commercial data that are available and may change as more data become available.

1C (Low), 2C (Best), and 3C (High) Estimates – Estimates of petroleum resources in this report are expressed using the terms 1C (low) estimate, 2C (best) estimate, and 3C (high) estimate to reflect the range of uncertainty.

ESTIMATION of CONTINGENT RESOURCES

Estimates of contingent resources were prepared by the use of standard geological and engineering methods generally accepted by the petroleum industry. The method or combination of methods used in the analysis of each reservoir was tempered by experience with similar reservoirs, stage of development, quality and completeness of basic data, and production history.

The volumetric method was used to estimate the original oil in place (OOIP) or original gas in place (OGIP). Structure maps were prepared to delineate each reservoir, and isopach maps were constructed to estimate reservoir volume. Electrical logs, radioactivity logs, core analyses, and other available data were used to prepare these maps as well as to estimate representative values for porosity and water saturation.

Estimates of ultimate recovery were obtained after applying recovery factors to OOIP and OGIP. These recovery factors were based on consideration of the type of energy inherent in the reservoirs, analyses of the petroleum, the structural positions of the properties, and the production histories.

In certain cases, when the previously named methods could not be used, contingent resources were estimated by analogy with similar wells or reservoirs for which more complete data were available.

Gas quantities estimated herein are expressed as separator and sales gas. Separator gas is defined as the gas remaining to be produced after August 31, 2010, after field separation but prior to gas processing and shrinkage for fuel and flare. Sales gas is defined as the total gas to be produced from the reservoirs, measured at the point of delivery, after reduction for fuel usage, flare, and shrinkage resulting from field separation and processing. All gas quantities are expressed at a temperature base of 60 degrees Fahrenheit (°F) and a pressure base of 14.7 pounds per square inch absolute (psia).

The contingent oil and condensate resources estimated in this report are expressed in terms of 42 United States gallons per barrel. Crude oil and condensate resources are to be recovered by conventional field operations.

Contingent oil and gas resources quantities have been estimated for each of the discoveries based on evaluation of the in-place volumes and the potential recoverable volumes.

Petrophysical, geophysical, and geological interpretations were performed to estimate net reservoir volumes. OOIP and OGIP were estimated using the geological interpretation of the extent of the net reservoir volumes combined with the rock and fluid properties of each contingent resources accumulation.

Initial pressures and temperatures of the reservoirs were based on available wireline pressure data, drill-stem test data, and trends that could be interpreted from that data. These trends were applied to fields where such data were unavailable.

Oil and gas recovery factors were based on experience with similar reservoirs and the surface abandonment conditions expected under field development.

All oil, condensate, and gas contingent resources quantities estimated in this report were classified as contingent resources, primarily because of uncertain economic viability. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources evaluated herein.

At the request of HRT, only the 3C contingent resources quantities are estimated in this report. The 3C contingent resources quantities estimated in this report reflect the full structural potential of the discovered contingent resources quantities that may be recovered.

The economic status of the contingent resources is “Marginal” and “Sub-Marginal” for the 3C resources. Contingent resources classified as “Sub-Marginal” are associated with forecast quantities that are evaluated as uneconomic. These classifications are appropriate because of the uncertainty relating to commitment to develop, development costs, and gas-sales agreements. As represented by HRT, a sufficient market will exist or be developed for the contingent resources estimated herein. HRT has further represented that it is committed to develop these contingent resources in a timeframe as presented in

this report, including drilling wells, and installing transportation facilities (e.g., pipelines and barges) and oil and gas production infrastructure.

Ten discovery areas containing 11 hydrocarbon accumulations in the Solimões Basin of Brazil have been evaluated as contingent resources for this study. The 3C contingent resources quantities associated with these areas are shown in Table 1.

For each hydrocarbon accumulation in the contingent resources areas, geological structure maps were prepared using geophysical depth structure maps tied to the well log data. Gross rock volumes were estimated using the geological structure maps. Areal extents of the hydrocarbon accumulations were defined by water contacts or structural spillpoints for each accumulation. Net reservoir volumes were estimated from the gross rock volume estimates using net-to-gross ratios derived from well logs. OOIP and OGIP of the 3C contingent resources were estimated from the net reservoir volume estimates, fluid properties, and high case petrophysical parameters estimated from wells associated with each accumulation. Contingent resources were estimated deterministically.

VALUATION of RESOURCES

The estimates of potential present worth of future net revenue discounted at 10 percent that could be realized for the contingent resources estimated in this report are dependent on the successful development of the accumulations evaluated herein. The estimated potential present worth of the contingent resources evaluated in this report is to be used for comparison and ranking of these contingent resources against other contingent resources only. The estimated potential present worth for the contingent resources cannot be compared directly to, equated with, or aggregated with the present worth estimates that could be realized from reserves, nor are these potential present worth estimates an assessment of the fair market value of the properties evaluated herein.

At the request of HRT, deterministic methodologies were used to estimate potential present worth that could be realized should the contingent resources estimated herein be developed.

Deterministic models incorporated various economic factors and development practices based on the potential contingent resources quantities estimated. The following were estimated deterministically: operating expenses, capital costs, potential production, depreciation, taxes, time value of money, field life, exploration well costs, development timing, and abandonment costs, with consideration of other factors. At the request of HRT, the following prices were used to estimate potential future net revenue: U.S.$80.00 per barrel for Brent crude, unescalated; and U.S.$4.00 per thousand cubic feet for gas, unescalated. The field prices for oil were adjusted to account for expected crude quality.

Estimated potential present worth for the contingent resources considered the timing and development costs, and other information depending on the prospect.

The gross and net contingent resources quantities, expressed in thousands of barrels (10^3bbl), millions of cubic feet (10^6ft^3), and thousands of barrels of oil equivalent (10^3boe) are summarized in Table 1. The estimated potential present worth, discounted at 10 percent, expressed in thousands of United States dollars (10^3 U.S.$), of the contingent resources quantities attributable to the license areas if the accumulations were successfully developed, are summarized in Table 2. Tables 3 through 13 show the gross potential quantities,

expenses, and costs for each area for 3C contingent resources. Future changes in the fiscal environment and/or the infrastructure of the area can change these values significantly. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources evaluated herein.

The economic status of the contingent resources is “Marginal” and “Sub-Marginal” for the 3C contingent resources. These classifications are appropriate because of the uncertainties relating to commitment to develop, development costs, gas-sales agreements, existence of production infrastructure, and timing.

SUMMARY and CONCLUSIONS

HRT owns interests in certain properties located in various license blocks of the Solimões Basin of Brazil. At the request of HRT, only 3C contingent resources quantities are reported herein. The deterministically estimated gross and net 3C contingent resources, as of August 31, 2010, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl), millions of cubic feet (10^6ft^3), and thousands of barrels of oil equivalent (10^3boe):

	Gross Contingent Resources			Net Contingent Resources		
	3C			3C		
Classification	Oil and Condensate (10^3bbl)	Separator Gas (10^6ft^3)	Oil Equivalent (10^3boe)	Oil and Condensate (10^3bbl)	Separator Gas (10^6ft^3)	Oil Equivalent (10^3boe)
Marginal	157,870	4,604,214	972,776	86,829	2,532,317	535,026
Sub-Marginal	879	62,608	11,959	483	34,435	6,577
Total	**158,749**	**4,666,822**	**984,735**	**87,312**	**2,566,752**	**541,603**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources evaluated.
3. 3C contingent resources have an economic status of "Marginal" and "Sub-Marginal."
4. Gas is converted to oil equivalent using a factor of 5,650 cubic feet of gas per 1 barrel of oil.

All gas quantities are expressed at a temperature base of 60 °F and a pressure base of 14.7 psia.

For various reasons, including reservoir uncertainty, lack of plans to develop the petroleum quantities in these areas, and the uncertain economic viability of such developments, the contingent resources estimated herein cannot be considered reserves. If the required commitment and approval were in place to exploit the oil and gas reservoirs and the development were economic, certain of these contingent resources could be reclassified as reserves. The economic status of the 3C contingent resources reported herein is "Marginal" and "Sub-Marginal" based on uncertainties relating to commitment to develop, development costs, gas-sales agreements, existence of production infrastructure, and timing.

The following table summarizes the net potential present worth, discounted at 10 percent, that might be realized from the production and sale of the net contingent oil and gas resources of the various accumulations evaluated herein, as of August 31, 2010, expressed in thousands of U.S. dollars (10^3 U.S.$):

Area / Reservoir	3C (10^3 U.S.$)
CI-1 / Lower Juruá	3,143
GV-1 / Lower Juruá	3,464
MRIP / Lower Juruá	(21,758)
JOB-1 / Lower Juruá	57,338
GUA-1 / Lower Juruá	45,216
NSM-1 / Lower Juruá	205,078
NSM-1 / Uerê	481,413
TAQ-1 / Lower Juruá	51,648
MV-1 / Lower Juruá	(2,627)
UE-1 / Lower Juruá	(940)
IMA-1 / Lower Juruá	5,960
Total	**827,935**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources evaluated.
3. Estimates of potential present worth for contingent resources do not consider adjustments for political uncertainties.

Submitted,

DeGolyer and MacNaughton

DeGOLYER and MacNAUGHTON
Texas Registered Engineering Firm F-716

SIGNED: September 10, 2010

STATE OF TEXAS
JOHN W. WALLACE
71703
REGISTERED
PROFESSIONAL ENGINEER

John W. Wallace, P.E.
Senior Vice President
DeGolyer and MacNaughton

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 1
SUMMARY of GROSS and NET CONTINGENT RESOURCES
as of
AUGUST 31, 2010
for
CERTAIN PROPERTIES
owned by
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

					Gross Contingent Resources - 3C			Net Contingent Resources - 3C		
Area	Reservoir	Classification	Potential Fluid	HRT Interest (decimal)	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Separator-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Oil Equivalent (10^3boe)	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Separator-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Oil Equivalent (10^3boe)
CI-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	3,474	384,927	71,603	1,911	211,710	39,382
CI-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	36	5,086	936	21	2,797	516
GV-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	4,065	450,124	83,733	2,234	247,568	46,051
GV-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	52	7,313	1,346	30	4,022	742
MRIP	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	8,142	901,399	167,682	4,478	495,769	92,225
MRIP	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	119	16,544	3,047	66	9,099	1,676
JOB-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	28,095	779,037	165,978	15,451	428,470	91,286
JOB-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	210	7,223	1,488	115	3,973	818
GUA-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	9,259	256,776	54,706	5,092	141,227	30,088
GUA-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	71	2,381	492	39	1,310	271
NSM-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	28,130	780,086	166,198	15,472	429,047	91,410
NSM-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	195	6,723	1,385	108	3,698	763
NSM-1	Uerê	Marginal	Oil	0.550	59,512	65,463	71,098	32,732	36,005	39,105
NSM-1	Uerê	Sub-Marginal	Oil	0.550	0	0	0	0	0	0
TAQ-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	9,805	271,932	57,935	5,392	149,563	31,863
TAQ-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	69	2,344	484	37	1,289	265
MV-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	4,652	514,688	95,747	2,559	283,078	52,661
MV-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	85	11,592	2,137	46	6,376	1,174
UE-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	1,488	165,057	30,702	820	90,781	16,887
UE-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	24	2,967	549	12	1,632	301
IMA-1	Lower Juruá	Marginal	Gas	0.550	1,248	34,725	7,394	688	19,099	4,068
IMA-1	Lower Juruá	Sub-Marginal	Gas	0.550	18	435	95	9	239	51
TOTAL					**158,749**	**4,666,822**	**984,735**	**87,312**	**2,566,752**	**541,603**

Notes:

1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Net contingent resources are calculated using HRT´s ownership interest in the block areas.
5. Gas is converted to oil equivalent using a factor of 5,650 cubic feet of gas per 1 barrel of oil.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 2
SUMMARY of NET POTENTIAL PRESENT WORTH
as of
AUGUST 31, 2010
for
CERTAIN PROPERTIES
owned by
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

Area / Reservoir	3C Potential Present Worth (10^3 U.S.$)
CI-1 / Lower Juruá	3,143
GV-1 / Lower Juruá	3,464
MRIP / Lower Juruá	(21,758)
JOB-1 / Lower Juruá	57,338
GUA-1 / Lower Juruá	45,216
NSM-1 / Lower Juruá	205,078
NSM-1 / Uerê	481,413
TAQ-1 / Lower Juruá	51,648
MV-1 / Lower Juruá	(2,627)
UE-1 / Lower Juruá	(940)
IMA-1 / Lower Juruá	5,960
Total	**827,935**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.

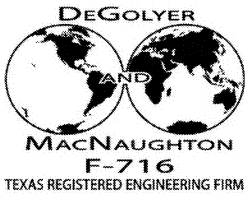


TABLE 3
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – CI-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	30,000	49,827	**79,827**
2016	0	0	0	0	0	**0**	45,000	74,741	**119,741**
2017	0	0	0	0	0	**0**	30,000	49,827	**79,827**
2018	264	14,964	6,586	11,944	0	**18,530**	30,000	49,827	**79,827**
2019	460	29,996	6,586	23,598	0	**30,184**	30,000	49,827	**79,827**
2020	399	30,057	6,586	23,336	0	**29,922**	0	0	**0**
2021	346	30,110	6,586	23,108	0	**29,694**	0	0	**0**
2022	301	30,155	6,586	22,916	0	**29,502**	0	0	**0**
2023	264	30,192	6,586	22,757	0	**29,343**	0	0	**0**
2024	209	26,623	6,586	19,947	0	**26,533**	0	0	**0**
2025	171	23,469	6,586	17,518	0	**24,104**	0	0	**0**
2026	142	20,684	6,586	15,396	0	**21,982**	0	0	**0**
2027	121	18,227	6,586	13,545	0	**20,131**	0	0	**0**
2028	104	16,060	6,586	11,923	0	**18,509**	0	0	**0**
2029	91	14,150	6,586	10,502	0	**17,088**	0	0	**0**
2030	80	12,466	6,586	9,251	0	**15,837**	0	0	**0**
2031	71	10,982	6,586	8,152	0	**14,738**	0	0	**0**
2032	63	9,675	6,586	7,184	0	**13,770**	0	0	**0**
2033	56	8,523	6,586	6,331	0	**12,917**	0	0	**0**
2034	50	7,508	6,586	5,581	0	**12,167**	0	0	**0**
2035	45	6,614	6,586	4,921	0	**11,507**	0	0	**0**
2036	40	5,827	6,586	4,337	0	**10,923**	0	0	**0**
2037	36	5,133	6,586	3,822	0	**10,408**	0	0	**0**
2038	32	4,522	6,586	3,370	0	**9,956**	0	0	**0**
2039	28	3,983	6,586	2,968	0	**9,554**	0	0	**0**
2040	25	3,509	6,586	2,616	0	**9,202**	0	0	**0**
2041	22	3,091	6,586	2,305	0	**8,891**	0	0	**0**
2042	20	2,723	6,586	2,033	0	**8,619**	0	0	**0**
2043	18	2,399	6,586	1,793	0	**8,379**	0	0	**0**
2044	16	2,114	6,586	1,581	0	**8,167**	0	0	**0**
2045	14	1,862	6,586	1,392	0	**7,978**	0	0	**0**
2046	12	1,640	6,586	1,225	0	**7,811**	0	0	**0**
2047	10	1,445	6,586	1,081	0	**7,667**	0	0	**0**
2048	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**3,510**	**378,703**	**197,580**	**286,433**	**25,000**	**509,013**	**165,000**	**274,049**	**439,049**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 4
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – GV-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	30,000	49,450	**79,450**
2016	0	0	0	0	0	**0**	45,000	74,175	**119,175**
2017	0	0	0	0	0	**0**	45,000	74,175	**119,175**
2018	311	17,574	7,717	14,030	0	**21,747**	45,000	74,175	**119,175**
2019	540	35,228	7,717	27,713	0	**35,430**	30,000	49,450	**79,450**
2020	469	35,300	7,717	27,406	0	**35,123**	0	0	**0**
2021	406	35,362	7,717	27,139	0	**34,856**	0	0	**0**
2022	353	35,415	7,717	26,912	0	**34,629**	0	0	**0**
2023	310	35,459	7,717	26,724	0	**34,441**	0	0	**0**
2024	246	31,230	7,717	23,402	0	**31,119**	0	0	**0**
2025	200	27,499	7,717	20,524	0	**28,241**	0	0	**0**
2026	166	24,209	7,717	18,020	0	**25,737**	0	0	**0**
2027	141	21,309	7,717	15,835	0	**23,552**	0	0	**0**
2028	122	18,754	7,717	13,924	0	**21,641**	0	0	**0**
2029	106	16,505	7,717	12,249	0	**19,966**	0	0	**0**
2030	93	14,524	7,717	10,779	0	**18,496**	0	0	**0**
2031	83	12,781	7,717	9,487	0	**17,204**	0	0	**0**
2032	73	11,247	7,717	8,351	0	**16,068**	0	0	**0**
2033	65	9,896	7,717	7,352	0	**15,069**	0	0	**0**
2034	58	8,708	7,717	6,473	0	**14,190**	0	0	**0**
2035	52	7,663	7,717	5,699	0	**13,416**	0	0	**0**
2036	46	6,743	7,717	5,017	0	**12,734**	0	0	**0**
2037	41	5,933	7,717	4,417	0	**12,134**	0	0	**0**
2038	36	5,221	7,717	3,889	0	**11,606**	0	0	**0**
2039	32	4,594	7,717	3,424	0	**11,141**	0	0	**0**
2040	29	4,042	7,717	3,014	0	**10,731**	0	0	**0**
2041	26	3,557	7,717	2,653	0	**10,370**	0	0	**0**
2042	23	3,130	7,717	2,336	0	**10,053**	0	0	**0**
2043	20	2,754	7,717	2,056	0	**9,773**	0	0	**0**
2044	18	2,424	7,717	1,810	0	**9,527**	0	0	**0**
2045	16	2,133	7,717	1,593	0	**9,310**	0	0	**0**
2046	14	1,877	7,717	1,402	0	**9,119**	0	0	**0**
2047	12	1,651	7,717	1,234	0	**8,951**	0	0	**0**
2048	10	1,453	7,717	1,086	0	**8,803**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**4,117**	**444,175**	**239,227**	**335,950**	**25,000**	**600,177**	**195,000**	**321,425**	**516,425**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – MRIP PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2016	0	0	0	0	0	**0**	45,000	71,668	**116,668**
2017	0	0	0	0	0	**0**	60,000	95,557	**155,557**
2018	0	0	0	0	0	**0**	60,000	95,557	**155,557**
2019	0	0	0	0	0	**0**	60,000	95,557	**155,557**
2020	0	0	0	0	0	**0**	60,000	95,557	**155,557**
2021	623	35,242	16,056	28,138	0	**44,194**	60,000	95,557	**155,557**
2022	1,084	70,647	16,056	55,581	0	**71,637**	60,000	95,557	**155,557**
2023	941	70,790	16,056	54,965	0	**71,021**	0	0	**0**
2024	816	70,915	16,056	54,429	0	**70,485**	0	0	**0**
2025	710	71,021	16,056	53,973	0	**70,029**	0	0	**0**
2026	622	71,109	16,056	53,597	0	**69,653**	0	0	**0**
2027	553	71,178	16,056	53,302	0	**69,358**	0	0	**0**
2028	438	61,394	16,056	45,782	0	**61,838**	0	0	**0**
2029	358	52,941	16,056	39,377	0	**55,433**	0	0	**0**
2030	299	45,645	16,056	33,902	0	**49,958**	0	0	**0**
2031	254	39,350	16,056	29,207	0	**45,263**	0	0	**0**
2032	218	33,920	16,056	25,174	0	**41,230**	0	0	**0**
2033	189	29,238	16,056	21,703	0	**37,759**	0	0	**0**
2034	164	25,202	16,056	18,715	0	**34,771**	0	0	**0**
2035	143	21,722	16,056	16,140	0	**32,196**	0	0	**0**
2036	125	18,723	16,056	13,920	0	**29,976**	0	0	**0**
2037	109	16,138	16,056	12,005	0	**28,061**	0	0	**0**
2038	96	13,910	16,056	10,354	0	**26,410**	0	0	**0**
2039	83	11,989	16,056	8,929	0	**24,985**	0	0	**0**
2040	73	10,334	16,056	7,701	0	**23,757**	0	0	**0**
2041	63	8,907	16,056	6,641	0	**22,697**	0	0	**0**
2042	55	7,677	16,056	5,726	0	**21,782**	0	0	**0**
2043	48	6,618	16,056	4,938	0	**20,994**	0	0	**0**
2044	42	5,704	16,056	4,258	0	**20,314**	0	0	**0**
2045	36	4,916	16,056	3,671	0	**19,727**	0	0	**0**
2046	31	4,238	16,056	3,165	0	**19,221**	0	0	**0**
2047	27	3,653	16,056	2,729	0	**18,785**	0	0	**0**
2048	23	3,149	16,056	2,353	0	**18,409**	0	0	**0**
2049	20	2,714	16,056	2,028	0	**18,084**	0	0	**0**
2050	18	2,340	16,056	1,749	0	**17,805**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**8,261**	**891,324**	**481,680**	**674,152**	**25,000**	**1,180,832**	**405,000**	**645,010**	**1,050,010**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

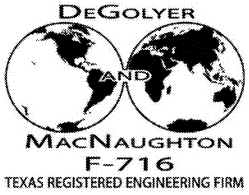


TABLE 6
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – JOB-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	45,000	79,674	**124,674**
2016	0	0	0	0	0	**0**	60,000	106,232	**166,232**
2017	0	0	0	0	0	**0**	60,000	106,232	**166,232**
2018	0	0	0	0	0	**0**	60,000	106,232	**166,232**
2019	0	0	0	0	0	**0**	60,000	106,232	**166,232**
2020	2,135	28,585	13,753	30,972	0	**44,725**	45,000	79,674	**124,674**
2021	3,715	57,726	13,753	59,560	0	**73,313**	30,000	53,116	**83,116**
2022	3,223	58,218	13,753	57,450	0	**71,203**	0	0	**0**
2023	2,795	58,646	13,753	55,614	0	**69,367**	0	0	**0**
2024	2,431	59,010	13,753	54,052	0	**67,805**	0	0	**0**
2025	2,131	59,310	13,753	52,765	0	**66,518**	0	0	**0**
2026	1,895	59,546	13,753	51,752	0	**65,505**	0	0	**0**
2027	1,502	51,460	13,753	44,048	0	**57,801**	0	0	**0**
2028	1,226	44,427	13,753	37,673	0	**51,426**	0	0	**0**
2029	1,023	38,330	13,753	32,331	0	**46,084**	0	0	**0**
2030	869	33,053	13,753	27,814	0	**41,567**	0	0	**0**
2031	747	28,494	13,753	23,966	0	**37,719**	0	0	**0**
2032	647	24,559	13,753	20,672	0	**34,425**	0	0	**0**
2033	563	21,164	13,753	17,842	0	**31,595**	0	0	**0**
2034	491	18,238	13,753	15,405	0	**29,158**	0	0	**0**
2035	429	15,715	13,753	13,304	0	**27,057**	0	0	**0**
2036	375	13,542	13,753	11,489	0	**25,242**	0	0	**0**
2037	327	11,669	13,753	9,922	0	**23,675**	0	0	**0**
2038	286	10,055	13,753	8,568	0	**22,321**	0	0	**0**
2039	249	8,664	13,753	7,397	0	**21,150**	0	0	**0**
2040	217	7,467	13,753	6,386	0	**20,139**	0	0	**0**
2041	189	6,434	13,753	5,512	0	**19,265**	0	0	**0**
2042	164	5,545	13,753	4,757	0	**18,510**	0	0	**0**
2043	142	4,779	13,753	4,105	0	**17,858**	0	0	**0**
2044	124	4,119	13,753	3,542	0	**17,295**	0	0	**0**
2045	107	3,550	13,753	3,056	0	**16,809**	0	0	**0**
2046	93	3,059	13,753	2,636	0	**16,389**	0	0	**0**
2047	80	2,637	13,753	2,274	0	**16,027**	0	0	**0**
2048	70	2,272	13,753	1,961	0	**15,714**	0	0	**0**
2049	60	1,959	13,753	1,691	0	**15,444**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**28,305**	**742,232**	**412,590**	**668,516**	**25,000**	**1,106,106**	**360,000**	**637,392**	**997,392**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

TABLE 7
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – GUA-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2016	0	0	0	0	0	**0**	30,000	52,522	**82,522**
2017	0	0	0	0	0	**0**	30,000	52,522	**82,522**
2018	704	9,422	4,533	10,210	0	**14,743**	30,000	52,522	**82,522**
2019	1,224	19,027	4,533	19,629	0	**24,162**	30,000	52,522	**82,522**
2020	1,062	19,189	4,533	18,934	0	**23,467**	0	0	**0**
2021	921	19,330	4,533	18,330	0	**22,863**	0	0	**0**
2022	801	19,450	4,533	17,815	0	**22,348**	0	0	**0**
2023	702	19,549	4,533	17,392	0	**21,925**	0	0	**0**
2024	625	19,627	4,533	17,060	0	**21,593**	0	0	**0**
2025	495	16,962	4,533	14,518	0	**19,051**	0	0	**0**
2026	404	14,644	4,533	12,417	0	**16,950**	0	0	**0**
2027	337	12,634	4,533	10,655	0	**15,188**	0	0	**0**
2028	286	10,895	4,533	9,165	0	**13,698**	0	0	**0**
2029	246	9,392	4,533	7,898	0	**12,431**	0	0	**0**
2030	213	8,095	4,533	6,812	0	**11,345**	0	0	**0**
2031	186	6,976	4,533	5,883	0	**10,416**	0	0	**0**
2032	162	6,011	4,533	5,078	0	**9,611**	0	0	**0**
2033	141	5,180	4,533	4,385	0	**8,918**	0	0	**0**
2034	124	4,463	4,533	3,789	0	**8,322**	0	0	**0**
2035	108	3,846	4,533	3,270	0	**7,803**	0	0	**0**
2036	94	3,314	4,533	2,823	0	**7,356**	0	0	**0**
2037	82	2,856	4,533	2,438	0	**6,971**	0	0	**0**
2038	72	2,461	4,533	2,107	0	**6,640**	0	0	**0**
2039	62	2,121	4,533	1,817	0	**6,350**	0	0	**0**
2040	54	1,828	4,533	1,568	0	**6,101**	0	0	**0**
2041	47	1,575	4,533	1,353	0	**5,886**	0	0	**0**
2042	41	1,357	4,533	1,169	0	**5,702**	0	0	**0**
2043	35	1,170	4,533	1,006	0	**5,539**	0	0	**0**
2044	31	1,008	4,533	871	0	**5,404**	0	0	**0**
2045	26	869	4,533	749	0	**5,282**	0	0	**0**
2046	23	749	4,533	647	0	**5,180**	0	0	**0**
2047	22	646	4,533	557	0	**5,090**	0	0	**0**
2048	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**9,330**	**244,646**	**135,990**	**220,345**	**25,000**	**381,335**	**120,000**	**210,088**	**330,088**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

TABLE 8
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – NSM-1 GAS PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	60,000	127,568	**187,568**
2014	0	0	0	0	0	**0**	60,000	127,568	**187,568**
2015	2,474	33,536	13,870	36,183	0	**50,053**	60,000	127,568	**187,568**
2016	3,687	58,045	13,870	59,646	0	**73,516**	60,000	127,568	**187,568**
2017	3,196	58,535	13,870	57,542	0	**71,412**	60,000	127,568	**187,568**
2018	2,771	58,961	13,870	55,716	0	**69,586**	0	0	**0**
2019	2,410	59,322	13,870	54,168	0	**68,038**	0	0	**0**
2020	2,114	59,618	13,870	52,897	0	**66,767**	0	0	**0**
2021	1,882	59,849	13,870	51,905	0	**65,775**	0	0	**0**
2022	1,491	51,537	13,870	44,045	0	**57,915**	0	0	**0**
2023	1,216	44,335	13,870	37,556	0	**51,426**	0	0	**0**
2024	1,014	38,114	13,870	32,132	0	**46,002**	0	0	**0**
2025	860	32,751	13,870	27,555	0	**41,425**	0	0	**0**
2026	738	28,134	13,870	23,666	0	**37,536**	0	0	**0**
2027	638	24,163	13,870	20,346	0	**34,216**	0	0	**0**
2028	554	20,750	13,870	17,502	0	**31,372**	0	0	**0**
2029	482	17,818	13,870	15,060	0	**28,930**	0	0	**0**
2030	420	15,300	13,870	12,961	0	**26,831**	0	0	**0**
2031	365	13,138	13,870	11,154	0	**25,024**	0	0	**0**
2032	318	11,282	13,870	9,599	0	**23,469**	0	0	**0**
2033	276	9,687	13,870	8,260	0	**22,130**	0	0	**0**
2034	240	8,319	13,870	7,107	0	**20,977**	0	0	**0**
2035	208	7,144	13,870	6,113	0	**19,983**	0	0	**0**
2036	180	6,135	13,870	5,258	0	**19,128**	0	0	**0**
2037	156	5,269	13,870	4,522	0	**18,392**	0	0	**0**
2038	135	4,525	13,870	3,889	0	**17,759**	0	0	**0**
2039	117	3,886	13,870	3,343	0	**17,213**	0	0	**0**
2040	101	3,338	13,870	2,874	0	**16,744**	0	0	**0**
2041	87	2,867	13,870	2,471	0	**16,341**	0	0	**0**
2042	75	2,462	13,870	2,123	0	**15,993**	0	0	**0**
2043	65	2,115	13,870	1,825	0	**15,695**	0	0	**0**
2044	55	1,817	13,870	1,568	0	**15,438**	0	0	**0**
2045	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2046	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2047	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2048	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**28,325**	**742,752**	**416,100**	**668,986**	**25,000**	**1,110,086**	**300,000**	**637,840**	**937,840**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

TABLE 9
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – NSM-1 OIL PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	120,000	75,117	**195,117**
2012	3,501	3,851	7,109	14,880	0	**21,989**	120,000	75,117	**195,117**
2013	6,001	6,602	7,109	25,505	0	**32,614**	120,000	75,117	**195,117**
2014	6,001	6,602	7,109	25,505	0	**32,614**	90,000	56,338	**146,338**
2015	6,001	6,602	7,109	25,505	0	**32,614**	0	0	**0**
2016	5,221	5,743	7,109	22,190	0	**29,299**	0	0	**0**
2017	4,542	4,997	7,109	19,304	0	**26,413**	0	0	**0**
2018	3,952	4,347	7,109	16,797	0	**23,906**	0	0	**0**
2019	3,438	3,782	7,109	14,612	0	**21,721**	0	0	**0**
2020	2,991	3,290	7,109	12,712	0	**19,821**	0	0	**0**
2021	2,602	2,863	7,109	11,059	0	**18,168**	0	0	**0**
2022	2,264	2,490	7,109	9,622	0	**16,731**	0	0	**0**
2023	1,970	2,167	7,109	8,373	0	**15,482**	0	0	**0**
2024	1,714	1,885	7,109	7,285	0	**14,394**	0	0	**0**
2025	1,491	1,640	7,109	6,337	0	**13,446**	0	0	**0**
2026	1,297	1,427	7,109	5,513	0	**12,622**	0	0	**0**
2027	1,128	1,241	7,109	4,794	0	**11,903**	0	0	**0**
2028	982	1,080	7,109	4,174	0	**11,283**	0	0	**0**
2029	854	940	7,109	3,630	0	**10,739**	0	0	**0**
2030	743	818	7,109	3,158	0	**10,267**	0	0	**0**
2031	646	711	7,109	2,746	0	**9,855**	0	0	**0**
2032	562	619	7,109	2,389	0	**9,498**	0	0	**0**
2033	489	538	7,109	2,078	0	**9,187**	0	0	**0**
2034	426	468	7,109	1,811	0	**8,920**	0	0	**0**
2035	370	408	7,109	1,573	0	**8,682**	0	0	**0**
2036	326	355	7,109	1,368	0	**8,477**	0	0	**0**
2037	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2038	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2039	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2040	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2041	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2042	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2043	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2044	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2045	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2046	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2047	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2048	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**59,512**	**65,466**	**177,725**	**252,920**	**25,000**	**455,645**	**450,000**	**281,689**	**731,689**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 10
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – TAQ-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2016	0	0	0	0	0	**0**	30,000	55,587	**85,587**
2017	0	0	0	0	0	**0**	30,000	55,587	**85,587**
2018	863	11,690	4,835	12,613	0	**17,448**	30,000	55,587	**85,587**
2019	1,285	20,234	4,835	20,792	0	**25,627**	30,000	55,587	**85,587**
2020	1,114	20,405	4,835	20,059	0	**24,894**	0	0	**0**
2021	966	20,553	4,835	19,422	0	**24,257**	0	0	**0**
2022	840	20,679	4,835	18,882	0	**23,717**	0	0	**0**
2023	737	20,782	4,835	18,440	0	**23,275**	0	0	**0**
2024	656	20,863	4,835	18,094	0	**22,929**	0	0	**0**
2025	520	17,965	4,835	15,354	0	**20,189**	0	0	**0**
2026	424	15,455	4,835	13,092	0	**17,927**	0	0	**0**
2027	353	13,286	4,835	11,201	0	**16,036**	0	0	**0**
2028	300	11,416	4,835	9,605	0	**14,440**	0	0	**0**
2029	257	9,807	4,835	8,250	0	**13,085**	0	0	**0**
2030	222	8,423	4,835	7,092	0	**11,927**	0	0	**0**
2031	193	7,233	4,835	6,101	0	**10,936**	0	0	**0**
2032	168	6,211	4,835	5,250	0	**10,085**	0	0	**0**
2033	146	5,334	4,835	4,518	0	**9,353**	0	0	**0**
2034	127	4,580	4,835	3,888	0	**8,723**	0	0	**0**
2035	111	3,933	4,835	3,346	0	**8,181**	0	0	**0**
2036	96	3,377	4,835	2,880	0	**7,715**	0	0	**0**
2037	84	2,900	4,835	2,477	0	**7,312**	0	0	**0**
2038	73	2,490	4,835	2,131	0	**6,966**	0	0	**0**
2039	63	2,139	4,835	1,833	0	**6,668**	0	0	**0**
2040	54	1,837	4,835	1,576	0	**6,411**	0	0	**0**
2041	47	1,577	4,835	1,356	0	**6,191**	0	0	**0**
2042	41	1,355	4,835	1,165	0	**6,000**	0	0	**0**
2043	35	1,164	4,835	1,002	0	**5,837**	0	0	**0**
2044	30	999	4,835	861	0	**5,696**	0	0	**0**
2045	26	858	4,835	740	0	**5,575**	0	0	**0**
2046	23	737	4,835	636	0	**5,471**	0	0	**0**
2047	20	633	4,835	547	0	**5,382**	0	0	**0**
2048	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**9,874**	**258,915**	**145,050**	**233,203**	**25,000**	**403,253**	**120,000**	**222,348**	**342,348**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.
5. Production projection does not include volumes in reservoirs not targeted for development.

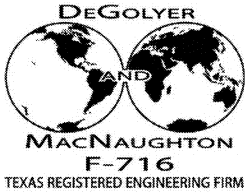


TABLE 11
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – MV-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2016	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2017	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2018	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2019	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2020	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2021	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2022	0	0	0	0	0	**0**	60,000	61,633	**121,633**
2023	0	0	0	0	0	**0**	90,000	92,450	**182,450**
2024	414	23,673	9,277	18,877	0	**28,154**	90,000	92,450	**182,450**
2025	616	40,675	9,277	31,961	0	**41,238**	60,000	61,633	**121,633**
2026	534	40,756	9,277	31,610	0	**40,887**	60,000	61,633	**121,633**
2027	463	40,827	9,277	31,304	0	**40,581**	0	0	**0**
2028	403	40,888	9,277	31,045	0	**40,322**	0	0	**0**
2029	353	40,938	9,277	30,833	0	**40,110**	0	0	**0**
2030	315	40,976	9,277	30,667	0	**39,944**	0	0	**0**
2031	249	35,220	9,277	26,252	0	**35,529**	0	0	**0**
2032	203	30,265	9,277	22,504	0	**31,781**	0	0	**0**
2033	170	26,002	9,277	19,309	0	**28,586**	0	0	**0**
2034	144	22,338	9,277	16,579	0	**25,856**	0	0	**0**
2035	123	19,188	9,277	14,241	0	**23,518**	0	0	**0**
2036	107	16,482	9,277	12,236	0	**21,513**	0	0	**0**
2037	93	14,157	9,277	10,515	0	**19,792**	0	0	**0**
2038	81	12,160	9,277	9,036	0	**18,313**	0	0	**0**
2039	70	10,445	9,277	7,766	0	**17,043**	0	0	**0**
2040	61	8,971	9,277	6,675	0	**15,952**	0	0	**0**
2041	53	7,705	9,277	5,737	0	**15,014**	0	0	**0**
2042	46	6,618	9,277	4,930	0	**14,207**	0	0	**0**
2043	40	5,685	9,277	4,237	0	**13,514**	0	0	**0**
2044	35	4,883	9,277	3,641	0	**12,918**	0	0	**0**
2045	30	4,194	9,277	3,129	0	**12,406**	0	0	**0**
2046	26	3,602	9,277	2,688	0	**11,965**	0	0	**0**
2047	23	3,094	9,277	2,310	0	**11,587**	0	0	**0**
2048	20	2,658	9,277	1,985	0	**11,262**	0	0	**0**
2049	17	2,283	9,277	1,705	0	**10,982**	0	0	**0**
2050	15	1,961	9,277	1,465	0	**10,742**	0	0	**0**
2051	13	1,685	9,277	1,259	0	**10,536**	0	0	**0**
2052	11	1,447	9,277	1,081	0	**10,358**	0	0	**0**
2053	9	1,243	9,277	929	0	**10,206**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
Total	**4,737**	**511,019**	**278,310**	**386,506**	**25,000**	**689,816**	**360,000**	**369,799**	**729,799**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

TABLE 12
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – UE-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2016	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2017	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2018	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2019	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2020	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2021	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2022	0	0	0	0	0	**0**	15,000	14,758	**29,758**
2023	0	0	0	0	0	**0**	30,000	29,516	**59,516**
2024	114	6,474	2,937	5,169	0	**8,106**	30,000	29,516	**59,516**
2025	199	12,978	2,937	10,210	0	**13,147**	30,000	29,516	**59,516**
2026	173	13,005	2,937	10,096	0	**13,033**	15,000	14,758	**29,758**
2027	150	13,028	2,937	9,998	0	**12,935**	0	0	**0**
2028	130	13,047	2,937	9,914	0	**12,851**	0	0	**0**
2029	114	13,063	2,937	9,845	0	**12,782**	0	0	**0**
2030	101	13,076	2,937	9,791	0	**12,728**	0	0	**0**
2031	80	11,265	2,937	8,400	0	**11,337**	0	0	**0**
2032	65	9,703	2,937	7,217	0	**10,154**	0	0	**0**
2033	55	8,356	2,937	6,206	0	**9,143**	0	0	**0**
2034	46	7,195	2,937	5,340	0	**8,277**	0	0	**0**
2035	40	6,195	2,937	4,598	0	**7,535**	0	0	**0**
2036	34	5,334	2,937	3,959	0	**6,896**	0	0	**0**
2037	30	4,592	2,937	3,411	0	**6,348**	0	0	**0**
2038	26	3,953	2,937	2,937	0	**5,874**	0	0	**0**
2039	23	3,404	2,937	2,530	0	**5,467**	0	0	**0**
2040	20	2,930	2,937	2,180	0	**5,117**	0	0	**0**
2041	17	2,523	2,937	1,878	0	**4,815**	0	0	**0**
2042	15	2,172	2,937	1,617	0	**4,554**	0	0	**0**
2043	13	1,870	2,937	1,393	0	**4,330**	0	0	**0**
2044	11	1,610	2,937	1,200	0	**4,137**	0	0	**0**
2045	10	1,386	2,937	1,034	0	**3,971**	0	0	**0**
2046	9	1,193	2,937	890	0	**3,827**	0	0	**0**
2047	7	1,027	2,937	767	0	**3,704**	0	0	**0**
2048	6	885	2,937	660	0	**3,597**	0	0	**0**
2049	6	761	2,937	569	0	**3,506**	0	0	**0**
2050	5	656	2,937	490	0	**3,427**	0	0	**0**
2051	5	565	2,937	422	0	**3,359**	0	0	**0**
2052	4	486	2,937	363	0	**3,300**	0	0	**0**
2053	4	418	2,937	313	0	**3,250**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
Total	**1,512**	**163,150**	**88,110**	**123,397**	**25,000**	**236,507**	**120,000**	**118,064**	**238,064**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

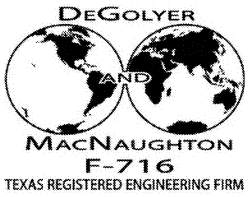


TABLE 13
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
AUGUST 31, 2010
of the
3C CONTINGENT RESOURCES
SOLIMÕES BASIN – IMA-1 PROJECT
FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10^3bbl)	Potential Sales-Gas Quantities (10^6ft^3)	Potential Operating Expenses				Potential Capital Expenses		
			Fixed	Variable	Abandonment	Total	Drilling	Facility	Total
2010	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2011	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2012	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2013	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2014	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2015	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2016	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2017	0	0	0	0	0	**0**	15,000	28,503	**43,503**
2018	111	1,499	620	1,617	0	**2,237**	0	0	**0**
2019	165	2,594	620	2,665	0	**3,285**	0	0	**0**
2020	143	2,616	620	2,571	0	**3,191**	0	0	**0**
2021	124	2,635	620	2,490	0	**3,110**	0	0	**0**
2022	108	2,651	620	2,421	0	**3,041**	0	0	**0**
2023	94	2,664	620	2,364	0	**2,984**	0	0	**0**
2024	84	2,674	620	2,319	0	**2,939**	0	0	**0**
2025	67	2,303	620	1,968	0	**2,588**	0	0	**0**
2026	54	1,981	620	1,678	0	**2,298**	0	0	**0**
2027	45	1,703	620	1,436	0	**2,056**	0	0	**0**
2028	38	1,463	620	1,231	0	**1,851**	0	0	**0**
2029	33	1,257	620	1,057	0	**1,677**	0	0	**0**
2030	28	1,080	620	909	0	**1,529**	0	0	**0**
2031	25	927	620	782	0	**1,402**	0	0	**0**
2032	22	796	620	673	0	**1,293**	0	0	**0**
2033	19	684	620	579	0	**1,199**	0	0	**0**
2034	16	587	620	498	0	**1,118**	0	0	**0**
2035	14	504	620	429	0	**1,049**	0	0	**0**
2036	12	433	620	369	0	**989**	0	0	**0**
2037	11	372	620	318	0	**938**	0	0	**0**
2038	9	319	620	273	0	**893**	0	0	**0**
2039	8	274	620	235	0	**855**	0	0	**0**
2040	7	236	620	202	0	**822**	0	0	**0**
2041	6	202	620	174	0	**794**	0	0	**0**
2042	5	174	620	149	0	**769**	0	0	**0**
2043	5	149	620	128	0	**748**	0	0	**0**
2044	4	128	620	111	0	**731**	0	0	**0**
2045	3	110	620	95	0	**715**	0	0	**0**
2046	3	95	620	82	0	**702**	0	0	**0**
2047	3	81	620	70	0	**690**	0	0	**0**
2048	0	0	0	0	25,000	**25,000**	0	0	**0**
2049	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2050	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2051	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2052	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2053	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
2054	0	0	0	0	0	**0**	0	0	**0**
Total	**1,266**	**33,191**	**18,600**	**29,893**	**25,000**	**73,493**	**15,000**	**28,503**	**43,503**

Notes:
1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the resources evaluated.
3. The 3C estimate is considered to be an optimistic estimate of the quantity that will actually be recovered. It is unlikely that the actual remaining quantities recovered will exceed the 3C estimate.
4. Variable expenses includes transportation expenses.

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda 1

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAT. JUCERJA N.º 162 - CPF 297096447-34

TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Eu, abaixo assinado, Tradutor Público Juramentado, nomeado pelo Presidente da Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro, certifico que me foi apresentado um documento exarado em idioma Inglês, a fim de traduzi-lo para o vernáculo, o que fiz como segue:

Tradução n° 18.773-2010

DeGolyer and MacNaughton

5001 Spring Valley Road

Suite 800 East

Dallas, Texas 75244

Esta é uma representação digital de um estudo da firma DeGolyer and MacNaughton

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Escritório de Traduções
Rua Santa Luzia, n° 799 - Conj. 402 Cinelândia - Rio de Janeiro - RJ
Tel/Fax: (21) 2240-9271 - Tel. (21) 2262-1793

O arquivo tem a intenção de ser uma manifestação de determinados dados no estudo em foco, e como tais estão sujeitos às mesmas condições dele. As informações e os dados contidos neste arquivo podem estar sujeitos a interpretações equivocadas. Em virtude disso, a cópia assinada e anexa deste estudo deve ser considerada a única fonte autorizada dessas informações.

DeGolyer And MacNaughton

F-716

DeGolyer and MacNaughton

5001 Spring Valley Road

Suite 800 East

Dallas, Texas 75244

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

ESTUDO

de

31 de Agosto de 2010

sobre

RECURSOS CONTINGENTES

atribuíveis a

DETERMINADAS PROPRIEDADES

pertencentes à firma

HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.

em

VÁRIOS BLOCOS DE LICENÇAS

da

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

ÍNDICE

	Página
PREFÁCIO	1
Escopo da Investigação	1
Autoridade	3
Fonte de Informações	3
DEFINIÇÃO DE RECURSOS CONTINGENTES	4
ESTIMATIVA DE RECURSOS CONTINGENTES	6
VALORAÇÃO DE RECURSOS	9
RESUMO E CONCLUSÕES	11
TABELAS	
Tabela 1 - Resumo dos Recursos Contingentes Brutos e Líquidos	
Tabela 2 - Resumo do Valor Presente Potencial Líquido	
Tabela 3 - Custos, Despesas e Quantidades Potenciais Brutas - 3C, Projeto CI-1	
Tabela 4 - Custos, Despesas e	

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

Quantidades Potenciais Brutas -
3C, Projeto GV-1

Tabela 5 - Custos, Despesas e
Quantidades Potenciais Brutas -
3C, Projeto MRIP

Tabela 6 - Custos, Despesas e
Quantidades Potenciais Brutas -
3C, Projeto JOB-1

Tabela 7 - Custos, Despesas e
Quantidades Potenciais Brutas -
3C, Projeto GUA-1

Tabela 8 - Custos, Despesas e
Quantidades Potenciais Brutas -
3C, Projeto de Gás NSM-1

Tabela 9 - Custos, Despesas e
Quantidades Potenciais Brutas -
3C, Projeto de Óleo NSM-1

Tabela 10 - Custos, Despesas e
Quantidades Potenciais Brutas -
3C, Projeto TAQ-1

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 11 - Custos, Despesas e Quantidades Potenciais Brutas - 3C, Projeto MV-1

Tabela 12 - Custos, Despesas e Quantidades Potenciais Brutas - 3C, Projeto UE-1

Tabela 13 - Custos, Despesas e Quantidades Potenciais Brutas - 3C, Projeto IMA-1

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

DeGolyer and MacNaughton

5001 Spring Valley Road

Suite 800 East

Dallas, Texas 75244

ESTUDO

de

31 de Agosto de 2010

sobre

RECURSOS CONTINGENTES

atribuíveis a

DETERMINADAS PROPRIEDADES

pertencentes à firma

HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.

em

VÁRIOS BLOCOS DE LICENÇAS

da

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

PREFÁCIO

Escopo de Investigação

Este estudo apresenta estimativas, até a data de 31 de Agosto de 2010, da amplitude dos recursos contingentes de óleo, condensado, gás natural de determinadas propriedades de participação pertencente à firma HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. (HRT). Os recursos contingentes estimados neste estudo estão localizados na Bacia do Solimões, no Brasil. A HRT atualmente possui participações em vários blocos de licenças na Bacia do Solimões, sob os termos de licenças de exploração.

Os recursos contingentes aqui estimados são as quantidades de óleo, condensado e gás natural que são potencialmente recuperáveis de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

acumulações conhecidas, mas que não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis por causa da falta de aprovação interna da HRT do compromisso de produzir, da falta de mercado das quantidades de petróleo, ou do delineamento apropriado para estabelecer o tamanho da acumulação para finalidades comerciais.

Os recursos contingentes estimados apresentados neste estudo foram preparados em conformidade com o Sistema de Gerência de Recursos de Petróleo (PRMS) aprovado em março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo. Estas definições de recursos contingentes são discutidas em detalhe na seção de Definição de Recursos Contingentes deste estudo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Os recursos contingentes neste estudo estão expressos como recursos contingentes brutos e líquidos. Recursos contingentes brutos são definidos como o petróleo total estimado que seja potencialmente recuperável de acumulações conhecidas, depois de 31 de Agosto de 2010. Recursos contingentes líquidos são definidos como a porção dos recursos contingentes brutos atribuíveis à participação da HRT após deduzidas as participações detidas pelos demais.

Por causa da incerteza da comercialidade, os recursos contingentes aqui estimados não podem ser classificados como reservas. As estimativas de recursos contingentes neste estudo são apresentadas como meios de comparação com outros recursos contingentes e não oferecem meios de comparação direta com reservas. Os recursos contingentes estimados neste estudo têm uma

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

situação econômica de "Marginal" e "Sub-Marginal".

As quantidades de recursos contingentes não devem ser confundidas com aquelas quantidades que são associadas com reservas, por causa dos riscos adicionais envolvidos. As quantidades que poderiam realmente ser recuperadas se fossem desenvolvidas podem diferir significativamente das estimativas apresentadas neste documento. Não existe certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos contingentes avaliados neste documento.

A pedido da HRT, um modelo foi preparado para estimar valores potenciais que podem ser percebidos dos recursos aqui estimados caso esses recursos sejam desenvolvidos com sucesso. Existe uma possibilidade das acumulações não

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

resultarem em desenvolvimento bem-sucedido, neste caso não há valor presente potencial.

Os valores potenciais dos recursos contingentes projetados aqui estimados estão expressos em termos de valor presente potencial. O valor presente potencial é definido como receita líquida futura potencial descontada a uma taxa de desconto arbitrária específica composta mensalmente em relação ao período estimado de realização. Receita líquida futura potencial é aquela receita que pode ser derivada da venda dos recursos contingentes estimados totais recuperáveis após 31 de Agosto de 2010, após deduções para despesas operacionais, custos de capital, impostos e *royalties*. Neste estudo, magnitudes do valor presente potencial foram estimados utilizando uma taxa de desconto de 10 por cento. Magnitudes dos valores do presente potencial a 10 por cento tem sido estimadas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

deterministicamente levando em conta informações relacionadas aos planos de desenvolvimento dos campos (real ou conceitual), termos contratuais, preços dos produtos e planos de marketing conforme fornecidos pela HRT.

Estimativas do valor presente potencial são fornecidas como um meio de comparação com as estimativas do valor presente potencial de outros recursos contingentes e não representam um meio direto de comparação às estimativas do valor presente atribuíveis às reservas. Estas estimativas do valor presente potencial não levam em consideração as incertezas associadas às condições políticas e de mercado. As estimativas são expressas em termos do valor presente potencial descontado a 10 por cento. Todas as estimativas do valor presente potencial apresentadas neste estudo estão expressas em dólares americanos (U.S.$).

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

As estimativas dos recursos contingentes de óleo, condensado e gás natural devem ser consideradas apenas como estimativas que podem mudar com a disponibilidade de histórico adicional de produção e de informações adicionais. Estas estimativas de recursos contingentes não estão apenas baseadas nessas informações que estão atualmente disponíveis, mas essas estimativas estão também sujeitas às incertezas inerentes à aplicação de fatores de julgamento na interpretação dessas informações.

Autoridade

Este estudo foi autorizado pelo Sr. Nilo Chagas de Azambuja Filho, Diretor Técnico Chefe da firma HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Fonte de Informações

Na preparação deste estudo confiamos, sem verificação independente, de informações fornecidas por ou em nome da HRT relativas à participação em propriedades a serem avaliadas, de dados de sub-superfície que digam respeito aos objetivos-alvo e aos prospectos, e várias outras informações e dados técnicos que foram aceitos como foram apresentados. Este estudo foi baseado em dados disponíveis até a data de 31 de Agosto de 2010.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

DeGolyer and MacNaughton

DEFINIÇÃO DE RECURSOS CONTINGENTES

Os recursos de petróleo incluídos neste estudo são classificados como recursos contingentes e foram preparados em conformidade com o PRMS aprovado em março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo. Por causa da falta de comercialidade ou perfuração de desenvolvimento suficiente, os recursos contingentes estimados neste documento não podem ser classificados como reservas. Os recursos de petróleo são classificados da seguinte maneira:

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Recursos Contingentes – Essas quantidades de petróleo estimadas, em uma data determinada, como sendo potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.

Com base em premissas a respeito de condições futuras e seu impacto na viabilidade econômica final, os projetos atualmente classificados como Recursos Contingentes podem ser amplamente divididos em três grupos de situação econômica:

Recursos Contingentes Marginais – Aquelas quantidades associadas a projetos tecnicamente viáveis que sejam atualmente econômicos ou projetados para serem econômicos sob melhorias razoáveis previstas em condições comerciais, mas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

que não estão comprometidas para desenvolvimento por causa de uma ou mais contingências.

Recursos Contingentes Sub-Marginais – Aquelas quantidades associadas a descobertas para as quais análises indicam que projetos de desenvolvimento tecnicamente viáveis não seriam econômicos e/ou outras contingências não seriam satisfatórias sob melhorias em condições comerciais atuais ou razoavelmente previstas. Estes projetos, porém, devem ser retidos no inventário de recursos descobertos, dependendo de mudanças significativas não-previstas das condições comerciais.

Recursos Contingentes Indeterminados – Quando as avaliações forem incompletas, de tal maneira que fique prematuro definir claramente a probabilidade definitiva de comercialidade, é

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

aceitável considerar que a situação econômica do projeto seja "indeterminada".

A estimativa de quantidades de recursos para uma acumulação está sujeita tanto a incertezas técnicas quanto comerciais e, em geral, pode ser cotada em um intervalo. O intervalo de incerteza reflete uma gama razoável de volumes potencialmente recuperáveis estimados. Em todos os casos, o intervalo de incerteza depende da quantidade e da qualidade de dados tanto técnicos quanto comerciais que estejam disponíveis e que possam mudar quando houver maior disponibilidade de dados.

Estimativas 1C (Baixa), 2C (A melhor), e 3C (Alta) - As estimativas de recursos de petróleo neste estudo estão expressas utilizando-se as expressões estimativa 1C (baixa), estimativa 2C

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

(a melhor), e 3C (alta) para refletir o intervalo de incerteza.

DeGolyer and MacNaughton

ESTIMATIVA DE RECURSOS CONTINGENTES

As estimativas de recursos contingentes foram preparadas com o uso de métodos geológicos e de engenharia padrões, geralmente aceitos pela indústria de petróleo. O método ou combinação de métodos usados na análise de cada reservatório foram balizados pela experiência com reservatórios similares, pelo estágio de desenvolvimento, pela qualidade e integridade dos dados básicos, e pelo histórico de produção.

O método volumétrico foi usado para estimar óleo original *in situ* (OOIP), ou gás original *in situ*

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

(OGIP). Mapas de estrutura foram preparados para delinear cada reservatório, e mapas de isópacas foram construídos para estimar o volume dos reservatórios. Perfis elétricos, perfis radioativos, análises de testemunho, e outros dados disponíveis foram usados para preparar estes mapas e também para estimar valores representativos de porosidade e de saturação de água.

As estimativas da recuperação final foram obtidas depois de aplicar fatores de recuperação a OGIP e OOIP. Estes fatores de recuperação foram baseados em consideração ao tipo de energia inerente aos reservatórios, às análises do petróleo, às posições estruturais das propriedades, e aos históricos de produção.

Em certos casos, quando não tenha sido possível usar os métodos anteriormente citados, os

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

recursos contingentes foram estimados por analogia com poços ou reservatórios similares para os quais dados mais completos estavam disponíveis.

As quantidades de gás estimadas neste documento estão expressas como gás de separador e gás de venda. O gás de separador é definido como o gás remanescente a ser produzido depois de 31 de Agosto de 2010, depois da separação no campo, mas antes do processamento e compressão do gás para combustível ou para queimadores. Gás de venda é definido como o gás total a ser produzido a partir dos reservatórios, medidos no ponto de entrega, após redução para uso como combustível, queima, e encolhimento resultante da separação no campo e processamento. Todas as quantidades de gás estão expressas em uma temperatura base de 60 graus Fahrenheit (°F) e

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

uma pressão base de 14,7 libras por polegada quadrada absoluta (psia).

Os recursos contingentes de óleo e de condensado estimados neste estudo estão expressos em termos de 42 galões americanos por barril. Os recursos de óleo cru e de condensado devem ser recuperados por operações de campo convencionais.

As quantidades de recursos contingentes de óleo e gás foram estimadas para cada uma das descobertas baseadas nas avaliações dos volumes *in-place* e nos volumes recuperáveis potenciais.

Interpretações petrofísicas, geofísicas e geológicas foram realizadas para os volumes líquidos estimados dos reservatórios. OGIP e OOIP foram estimados com o uso de interpretação geológica da amplitude dos volumes efetivos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

(*net*) dos reservatórios combinados com as propriedades da rocha e dos fluídos de cada acumulação de recursos contingentes.

As pressões e temperaturas iniciais dos reservatórios foram baseadas em dados de pressão disponíveis por teste a cabo, dados de teste de formação, e tendências que podem ser interpretadas desses dados. Estas tendências foram aplicadas a campos nos quais tais dados estavam indisponíveis.

Os fatores de recuperação de óleo e gás foram estimados com base na experiência com reservatórios similares e as condições de abandono de superfície esperadas sob desenvolvimento de campos.

Todas as quantidades de recursos contingentes de óleo, condensado e gás estimadas neste estudo

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

foram classificadas como recursos contingentes, basicamente por causa da viabilidade econômica incerta. Não há nenhuma certeza de que será comercialmente viável produzir alguma porção dos recursos contingentes estimados neste documento.

A pedido da HRT apenas as quantidades de recursos contingentes 3C foram estimados neste estudo. As quantidades de recursos contingentes 3C foram estimados neste estudo refletem o potencial estrutural pleno das quantidades de recursos contingentes descobertas que podem ser recuperadas.

A situação econômica dos recursos contingentes é "Marginal" e "Sub-Marginal" para os recursos 3C. Os recursos contingentes classificados como "Sub-Marginais" são associados com quantidades previstas avaliadas como não-econômicas. Estas classificações são apropriadas por causa da

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

incerteza relacionada a compromissos de desenvolver, a custos de desenvolvimento, a contratos de venda de gás. Como declarado pela HRT um mercado suficiente existirá ou será desenvolvido para os recursos contingentes aqui estimados. A HRT adicionalmente declarou que está comprometida com o desenvolvimento destes recursos contingentes em um período de tempo conforme apresentado neste estudo, incluindo perfuração de poços, e a instalação de facilidades de transporte (ex;, dutos e barcaças) e infraestrutura para produção de óleo e gás.

Dez áreas de descobertas de recursos contingentes com 11 acumulações de hidrocarbonetos, todas localizadas na Bacia do Solimões no Brasil, foram avaliadas como recursos contingentes para este estudo. As

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

quantidades de recursos contingentes associados a estas áreas estão mostradas na Tabela 1.

Para cada acumulação de hidrocarbonetos nas áreas de recursos contingentes, mapas da estrutura geológica foram preparados com o uso de mapas de estrutura de profundidades geofísicas amarrados aos dados de perfis dos poços. Volumes brutos de rochas foram estimados com o uso de mapas de estrutura geológica. Extensões das áreas de acumulações de hidrocarbonetos foram definidas por contatos de água ou "ponto de transbordamento estrutural" para cada acumulação. Os volumes líquidos (*net*) dos reservatórios foram calculados das estimativas de volumes de rocha bruta, com o uso da proporção líquido/bruto derivada de perfis de poços. O OGIP e o OOIP dos recursos contingentes 3C foram calculados através das estimativas de volumes líquidos (*net*) dos reservatórios, das

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

propriedades dos fluídos, e dos melhores casos de parâmetros petrofísicos estimados de poços associados com cada acumulação. Recursos contingentes foram estimados deterministicamente.

DeGolyer and MacNaughton

AVALIAÇÃO de RECURSOS

As estimativas de valor presente potencial de receitas líquidas futuras descontadas a 10 por cento que poderão ser percebidas para os recursos contingentes estimados neste estudo dependem do desenvolvimento com sucesso das acumulações aqui avaliadas. O valor presente potencial estimado dos recursos contingentes avaliados neste estudo é para ser usado apenas para comparação e hierarquização destes recursos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

contingentes em relação a outros recursos contingentes. O valor presente potencial estimado para os recursos contingentes não pode ser comparado diretamente a, equiparado a, ou agregado com o valor presente estimado que pode ser percebido a partir das reservas, nem são essas estimativas uma avaliação justa de mercado das propriedades aqui avaliadas.

A pedido da HRT, metodologias determinísticas foram utilizadas para estimar o valor presente potencial que poderá ser percebido caso os recursos aqui estimados sejam desenvolvidos.

Modelos determinísticos incorporaram diversos fatores econômicos e práticas de desenvolvimento baseadas nas quantidades de recursos contingentes potenciais estimadas. Os seguintes foram determinados deterministicamente: despesas operacionais, custos de capital, potencial de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

produção, depreciação, tributos, valor do recurso no tempo (*time value of money*), vida do campo, custo de poço exploratório, tempo de desenvolvimento, custo de abandono, dentre outros fatores. A pedido da HRT, os seguintes preços foram utilizados para estimar receita futura potencial: U.S. $80,00 por barril de óleo *Brent*, não-escalonado; e U.S. $4,00 por mil pés cúbicos de gás, não-escalonado. Os preços em campo para óleo foram ajustados para levar em conta a qualidade esperada do óleo cru.

O valor presente potencial estimado para os recursos contingentes considerou os custos de desenvolvimento e tempo, e outras informações dependentes do prospecto.

As quantidades de recursos brutas e líquidas, expressas em milhares de barris (10^3 bbl), milhões de pés cúbicos (10^6 ft^3), e milhares de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

barris de óleo equivalente (10^3 boe) estão resumidas na tabela 1. O valor presente potencial estimado descontado a 10 por cento, expresso em milhares de dólares americanos (10^3 U.S. $) das quantidades de recursos contingentes atribuíveis às áreas licenciadas, caso as acumulações sejam desenvolvidas com sucesso, estão resumidas na tabela 2. As tabelas 3 a 13 mostram as quantidades potenciais brutas, despesas e custos de cada área para recurso contingente 3C. Mudanças futuras no regime fiscal e/ou na infraestrutura da área podem mudar esses valores significativamente. Não há certeza que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos contingentes aqui avaliados.

A situação econômica dos recursos contingentes é "Marginal" e "Sub-Marginal" para os recursos contingentes 3C. Essas classificações são

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

apropriadas em razão das incertezas relacionadas ao compromisso em desenvolver, aos custos de desenvolvimento, aos acordos de venda de gás, à existência de infraestrutura de produção e ao tempo.

RESUMO E CONCLUSÕES

A HRT possui participação em determinadas concessões localizadas em vários blocos licenciados na Bacia do Solimões no Brasil. A pedido da HRT apenas as quantidades de recursos contingentes 3C estão aqui reportadas. Os recursos contingentes 3C estimados deterministicamente brutos e líquidos até 31 de Agosto de 2010, estão resumidos a seguir expressas em milhares de barris (10^3 bbl), milhões de pés cúbicos (10^6 ft^3) e milhares de barris de óleo equivalente (10^3 boe):

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

	Recursos Contingentes - Bruto			Recursos Contingentes - Líquido		
	3C			3C		
Classificação	Óleo e condensado (10^3 bbl)	Separador de Gas (10^6 ft^3)	Óleo Equivalente (10^3 boe)	Óleo e condensado (10^3 bbl)	Separador de Gas (10^6 ft^3)	Óleo Equivalente (10^3 boe)
Marginal	157.870	4.604.214	972.776	86.829	2.532.317	535.026
Sub-marginal	879	62.608	11.959	483	34.435	6.577
Total	**158.749**	**4.666.822**	**984.735**	**87.312**	**2.566.752**	**541.603**

(1) A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara às reservas.

(2) Não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos contingentes avaliados.

(3) Recursos contingentes 3C têm situação econmica de "Marginal" e "Sub-marginal"

(4) Volume de gás natural convertido para BOE por um fator de 5.650 pés cúbicos de gás natural para 1BOE.

Todas as quantidades de gás estão expressas para uma temperatura base de 60°F e uma pressão base de 14,7 psia.

Por várias razões, incluindo incertezas dos reservatórios, a falta de planos para

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

desenvolver as quantidades de petróleo nestas áreas, e a incerteza de viabilidade econômica desses desenvolvimentos, os recursos contingentes estimados neste documento não podem ser considerados reservas. Se o compromisso requerido e a aprovação estiverem disponíveis para explorar os reservatórios de óleo e gás e o desenvolvimento for econômico, alguns destes recursos contingentes poderiam ser reclassificados como reservas. A situação econômica dos recursos contingentes 3C reportados neste documento é "Marginal" e "Sub-Marginal", baseada em incertezas relacionadas ao compromisso em desenvolver, aos custos de desenvolvimento, aos acordos de venda de gás, à existência de infraestrutura de produção e ao tempo.

A tabela a seguir resume o valor presente potencial líquido, descontado a 10 por cento,

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

que poderá ser percebido a partir da produção e venda de recursos contingentes de óleo e gás de várias acumulações aqui avaliadas até 31 de Agosto de 2010, expressas em milhares de dólares americanos (10^3 U.S. $):

Área / Reservatório	3C (10^3 U.S.$)
CI-1 / Juruá Inferior	3.143
GV-1 / Juruá Inferior	3.464
MRIP / Juruá Inferior	(21.758)
JOB-1 / Juruá Inferior	57.338
GUA-1 / Juruá Inferior	45.216
NSM-1 / Juruá Inferior	205.078
NSM-1 / Uerê	481.413
TAQ-1 / Juruá Inferior	51.648
MV-1 / Juruá Inferior	(2.627)
UE-1 / Juruá Inferior	(940)
IMA-1 / Juruá Inferior	5.960
Total	**827.935**

(1) A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara às reservas.

(2) Não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos contingentes avaliados.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

Este estudo está submetido.

[Assinatura:] DeGolyer and MacNaughton

[Nome:] DeGOLYER and MacNAUGHTON

[Título:] Firma de Engenharia Registrada em Texas - F-716

ASSINADO: 10 de Setembro de 2010

[Consta um carimbo com as seguintes informações:

ESTADO DE TEXAS

R. M. SHUCK

53606

ENGENHEIRO PROFISSIONAL]

[Assinatura:] R. M. Shuck, P. E.

[Nome:] R. M. Shuck, P.E.

[Título:] Vice-Presidente Sênior

[Título:] DeGolyer and MacNaughton

DeGolyer and MacNaughton

F-716

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 1
RESUMO DOS RECURSOS CONTINGENTES BRUTOS E LIQUIDOS
em
31 de agosto de 2010
para
DETERMINADAS CONCESSÕES
pertencentes a
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETROLEO LTDA.
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
D&M
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

					Recursos Contingentes Brutos - 3C			Recursos Contingentes Líquidos - 3C		
Área	Reservatórios	Classificação	Fluido Potencial	Participação HRT (decimal)	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Separador de Gás (10^6ft^3)	Potencial de Óleo Equivalente (10^3boe)	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Separador de Gás (10^6ft^3)	Potencial de Óleo Equivalente (10^3boe)
CI-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	3.474	384.927	71.803	1.911	211.710	39.382
CI-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	36	5.088	936	21	2.797	516
GV-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	4.065	450.124	83.733	2.234	247.568	46.051
GV-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	52	7.313	1.346	30	4.022	742
MRIP	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	8.142	901.399	167.662	4.478	495.769	92.225
MRIP	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	119	16.544	3.047	66	9.099	1.676
JOB-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	28.095	779.037	165.978	15.451	428.470	91.288
JOB-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	210	7.223	1.488	115	3.973	818
GUA-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	9.259	256.776	54.706	5.092	141.227	30.088
GUA-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	71	2.361	492	39	1.310	271
NSM-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	28.130	780.086	166.198	15.472	429.047	91.410
NSM-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	195	6.723	1.385	108	3.698	763
NSM-1	Uerê	Marginal	Óleo	0,550	58.512	65.463	71.098	32.732	36.005	39.105
NSM-1	Uerê	Sub-Marginal	Óleo	0,550	0	0	0	0	0	0
TAQ-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	9.805	271.932	57.935	5.392	149.563	31.863
TAQ-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	69	2.344	494	37	1.289	265
MV-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	4.652	514.688	95.747	2.559	283.078	52.661
MV-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	85	11.592	2.137	46	6.376	1.174
UE-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	1.488	165.057	30.702	820	90.781	16.887
UE-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	24	2.967	549	12	1.632	301
IMA-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	1.248	34.725	7.394	688	19.099	4.066
IMA-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	18	435	95	9	239	51
TOTAL					**158.749**	**4.668.822**	**984.735**	**87.312**	**2.566.752**	**541.803**

621

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescente recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Recursos contingentes líquidos são calculados utilizando a participação da HRT nas áreas dos blocos.
5. Gás é convertido em óleo equivalente usando o fator de 5.650 pés cúbicos para cada 1 barril de óleo.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro

TABELA 2
RESUMO do VALOR PRESENTE POTENCIAL LÍQUIDO
em
31 de Agosto de 2010
para
DETERMINADAS CONCESSÕES
pertencentes a
HRT O&G EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO LTDA.
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Área / Reservatório	3C Valor Presente Potencial (10^3 U.S.$)
CI-1 / Juruá Inferior	3.143
GV-1 / Juruá Inferior	3.464
MRIP / Juruá Inferior	(21.758)
JOB-1 / Juruá Inferior	57.338
GUA-1 / Juruá Inferior	45.216
NSM-1 / Juruá Inferior	205.078
NSM-1 / Uerê	481.413
TAQ-1 / Juruá Inferior	51.648
MV-1 / Juruá Inferior	(2.627)
UE-1 / Juruá Inferior	(940)
IMA-1 / Juruá Inferior	5.960
Total	**827.935**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA – TRADUTOR PÚBLICO – Rio de Janeiro

TABELA 3
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO CI-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	30.000	49.827	79.827
2016	0	0	0	0	0	0	45.000	74.741	119.741
2017	0	0	0	0	0	0	30.000	49.827	79.827
2018	264	14.964	6.586	11.944	0	18.530	30.000	49.827	79.827
2019	460	29.996	6.586	23.598	0	30.184	30.000	49.827	79.827
2020	399	30.057	6.586	23.336	0	29.922	0	0	0
2021	346	30.110	6.586	23.108	0	29.694	0	0	0
2022	301	30.155	6.586	22.916	0	29.502	0	0	0
2023	264	30.192	6.586	22.757	0	29.343	0	0	0
2024	209	26.623	6.586	19.947	0	26.533	0	0	0
2025	171	23.469	6.586	17.518	0	24.104	0	0	0
2026	142	20.684	6.586	15.396	0	21.982	0	0	0
2027	121	18.227	6.586	13.545	0	20.131	0	0	0
2028	104	16.060	6.586	11.923	0	18.509	0	0	0
2029	91	14.150	6.586	10.502	0	17.088	0	0	0
2030	80	12.466	6.586	9.251	0	15.837	0	0	0
2031	71	10.982	6.586	8.152	0	14.738	0	0	0
2032	63	9.675	6.586	7.184	0	13.770	0	0	0
2033	56	8.523	6.586	6.331	0	12.917	0	0	0
2034	50	7.508	6.586	5.581	0	12.167	0	0	0
2035	45	6.614	6.586	4.921	0	11.507	0	0	0
2036	40	5.827	6.586	4.337	0	10.923	0	0	0
2037	36	5.133	6.586	3.822	0	10.408	0	0	0
2038	32	4.522	6.586	3.370	0	9.956	0	0	0
2039	28	3.983	6.586	2.968	0	9.554	0	0	0
2040	25	3.509	6.586	2.616	0	9.202	0	0	0
2041	22	3.091	6.586	2.305	0	8.891	0	0	0
2042	20	2.723	6.586	2.033	0	8.619	0	0	0
2043	18	2.399	6.586	1.793	0	8.379	0	0	0
2044	16	2.114	6.586	1.581	0	8.167	0	0	0
2045	14	1.862	6.586	1.392	0	7.978	0	0	0
2046	12	1.640	6.586	1.225	0	7.811	0	0	0
2047	10	1.445	6.586	1.081	0	7.667	0	0	0
2048	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**3.510**	**378.703**	**197.580**	**286.433**	**25.000**	**509.013**	**165.000**	**274.049**	**439.049**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 4
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO GV-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	30.000	49.450	79.450
2016	0	0	0	0	0	0	45.000	74.175	119.175
2017	0	0	0	0	0	0	45.000	74.175	119.175
2018	311	17.574	7.717	14.030	0	21.747	45.000	74.175	119.175
2019	540	35.228	7.717	27.713	0	35.430	30.000	49.450	79.450
2020	469	35.300	7.717	27.406	0	35.123	0	0	0
2021	406	35.362	7.717	27.139	0	34.856	0	0	0
2022	353	35.415	7.717	26.912	0	34.629	0	0	0
2023	310	35.459	7.717	26.724	0	34.441	0	0	0
2024	246	31.230	7.717	23.402	0	31.119	0	0	0
2025	200	27.499	7.717	20.524	0	28.241	0	0	0
2026	166	24.209	7.717	18.020	0	25.737	0	0	0
2027	141	21.309	7.717	15.835	0	23.552	0	0	0
2028	122	18.754	7.717	13.924	0	21.641	0	0	0
2029	106	16.505	7.717	12.249	0	19.966	0	0	0
2030	93	14.524	7.717	10.779	0	18.496	0	0	0
2031	83	12.781	7.717	9.487	0	17.204	0	0	0
2032	73	11.247	7.717	8.351	0	16.068	0	0	0
2033	65	9.896	7.717	7.352	0	15.069	0	0	0
2034	58	8.708	7.717	6.473	0	14.190	0	0	0
2035	52	7.663	7.717	5.699	0	13.416	0	0	0
2036	46	6.743	7.717	5.017	0	12.734	0	0	0
2037	41	5.933	7.717	4.417	0	12.134	0	0	0
2038	36	5.221	7.717	3.889	0	11.606	0	0	0
2039	32	4.594	7.717	3.424	0	11.141	0	0	0
2040	29	4.042	7.717	3.014	0	10.731	0	0	0
2041	26	3.557	7.717	2.653	0	10.370	0	0	0
2042	23	3.130	7.717	2.336	0	10.053	0	0	0
2043	20	2.754	7.717	2.056	0	9.773	0	0	0
2044	18	2.424	7.717	1.810	0	9.527	0	0	0
2045	16	2.133	7.717	1.593	0	9.310	0	0	0
2046	14	1.877	7.717	1.402	0	9.119	0	0	0
2047	12	1.651	7.717	1.234	0	8.951	0	0	0
2048	10	1.453	7.717	1.086	0	8.803	0	0	0
2049	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**4.117**	**444.175**	**239.227**	**335.950**	**25.000**	**600.177**	**195.000**	**321.425**	**516.425**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 5
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO MRIP
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	45.000	71.668	**116.668**
2017	0	0	0	0	0	0	60.000	95.557	**155.557**
2018	0	0	0	0	0	0	60.000	95.557	**155.557**
2019	0	0	0	0	0	0	60.000	95.557	**155.557**
2020	0	0	0	0	0	0	60.000	95.557	**155.557**
2021	623	35.242	16.056	28.138	0	**44.194**	60.000	95.557	**155.557**
2022	1.084	70.647	16.056	55.581	0	**71.637**	60.000	95.557	**155.557**
2023	941	70.790	16.056	54.965	0	**71.021**	0	0	0
2024	816	70.915	16.056	54.429	0	**70.485**	0	0	0
2025	710	71.021	16.056	53.973	0	**70.029**	0	0	0
2026	622	71.109	16.056	53.597	0	**69.653**	0	0	0
2027	553	71.178	16.056	53.302	0	**69.358**	0	0	0
2028	438	61.394	16.056	45.782	0	**61.838**	0	0	0
2029	358	52.941	16.056	39.377	0	**55.433**	0	0	0
2030	299	45.645	16.056	33.902	0	**49.958**	0	0	0
2031	254	39.350	16.056	29.207	0	**45.263**	0	0	0
2032	218	33.920	16.056	25.174	0	**41.230**	0	0	0
2033	189	29.238	16.056	21.703	0	**37.759**	0	0	0
2034	164	25.202	16.056	18.715	0	**34.771**	0	0	0
2035	143	21.722	16.056	16.140	0	**32.196**	0	0	0
2036	125	18.723	16.056	13.920	0	**29.976**	0	0	0
2037	109	16.138	16.056	12.005	0	**28.061**	0	0	0
2038	96	13.910	16.056	10.354	0	**26.410**	0	0	0
2039	83	11.989	16.056	8.929	0	**24.985**	0	0	0
2040	73	10.334	16.056	7.701	0	**23.757**	0	0	0
2041	63	8.907	16.056	6.641	0	**22.697**	0	0	0
2042	55	7.677	16.056	5.726	0	**21.782**	0	0	0
2043	48	6.618	16.056	4.938	0	**20.994**	0	0	0
2044	42	5.704	16.056	4.258	0	**20.314**	0	0	0
2045	36	4.916	16.056	3.671	0	**19.727**	0	0	0
2046	31	4.238	16.056	3.165	0	**19.221**	0	0	0
2047	27	3.653	16.056	2.729	0	**18.785**	0	0	0
2048	23	3.149	16.056	2.353	0	**18.409**	0	0	0
2049	20	2.714	16.056	2.028	0	**18.084**	0	0	0
2050	18	2.340	16.056	1.749	0	**17.805**	0	0	0
2051	0	0	0	0	25.000	**25.000**	0	0	0
2052	0	0	0	0		**0**	0	0	0
2053	0	0	0	0		**0**	0	0	0
2054	0	0	0	0		**0**	0	0	0
Total	**8.261**	**891.324**	**481.680**	**674.152**	**25.000**	**1.180.832**	**405.000**	**645.010**	**1.050.010**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 6
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO JOB-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	45.000	79.674	124.674
2016	0	0	0	0	0	0	60.000	106.232	166.232
2017	0	0	0	0	0	0	60.000	106.232	166.232
2018	0	0	0	0	0	0	60.000	106.232	166.232
2019	0	0	0	0	0	0	60.000	106.232	166.232
2020	2.135	28.585	13.753	30.972	0	44.725	45.000	79.674	124.674
2021	3.715	57.726	13.753	59.560	0	73.313	30.000	53.116	83.116
2022	3.223	58.218	13.753	57.450	0	71.203	0	0	0
2023	2.795	58.646	13.753	55.614	0	69.367	0	0	0
2024	2.431	59.010	13.753	54.052	0	67.805	0	0	0
2025	2.131	59.310	13.753	52.765	0	66.518	0	0	0
2026	1.895	59.546	13.753	51.752	0	65.505	0	0	0
2027	1.502	51.460	13.753	44.048	0	57.801	0	0	0
2028	1.226	44.427	13.753	37.673	0	51.426	0	0	0
2029	1.023	38.330	13.753	32.331	0	46.084	0	0	0
2030	869	33.053	13.753	27.814	0	41.567	0	0	0
2031	747	28.494	13.753	23.966	0	37.719	0	0	0
2032	647	24.559	13.753	20.672	0	34.425	0	0	0
2033	563	21.164	13.753	17.842	0	31.595	0	0	0
2034	491	18.238	13.753	15.405	0	29.158	0	0	0
2035	429	15.715	13.753	13.304	0	27.057	0	0	0
2036	375	13.542	13.753	11.489	0	25.242	0	0	0
2037	327	11.669	13.753	9.922	0	23.675	0	0	0
2038	286	10.055	13.753	8.568	0	22.321	0	0	0
2039	249	8.664	13.753	7.397	0	21.150	0	0	0
2040	217	7.467	13.753	6.386	0	20.139	0	0	0
2041	189	6.434	13.753	5.512	0	19.265	0	0	0
2042	164	5.545	13.753	4.757	0	18.510	0	0	0
2043	142	4.779	13.753	4.105	0	17.858	0	0	0
2044	124	4.119	13.753	3.542	0	17.295	0	0	0
2045	107	3.550	13.753	3.056	0	16.809	0	0	0
2046	93	3.059	13.753	2.636	0	16.389	0	0	0
2047	80	2.637	13.753	2.274	0	16.027	0	0	0
2048	70	2.272	13.753	1.961	0	15.714	0	0	0
2049	60	1.959	13.753	1.691	0	15.444	0	0	0
2050	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**28.305**	**742.232**	**412.590**	**668.516**	**25.000**	**1.106.106**	**360.000**	**637.392**	**997.392**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescente recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – Rio de Janeiro – TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 7
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO GUA-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL



(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	30.000	52.522	82.522
2017	0	0	0	0	0	0	30.000	52.522	82.522
2018	704	9.422	4.533	10.210	0	14.743	30.000	52.522	82.522
2019	1.224	19.027	4.533	19.629	0	24.162	30.000	52.522	82.522
2020	1.062	19.189	4.533	18.934	0	23.467	0	0	0
2021	921	19.330	4.533	18.330	0	22.863	0	0	0
2022	801	19.450	4.533	17.815	0	22.348	0	0	0
2023	702	19.549	4.533	17.392	0	21.925	0	0	0
2024	625	19.627	4.533	17.060	0	21.593	0	0	0
2025	495	16.962	4.533	14.518	0	19.051	0	0	0
2026	404	14.644	4.533	12.417	0	16.950	0	0	0
2027	337	12.634	4.533	10.655	0	15.188	0	0	0
2028	286	10.895	4.533	9.165	0	13.698	0	0	0
2029	246	9.392	4.533	7.898	0	12.431	0	0	0
2030	213	8.095	4.533	6.812	0	11.345	0	0	0
2031	186	6.976	4.533	5.883	0	10.416	0	0	0
2032	162	6.011	4.533	5.078	0	9.611	0	0	0
2033	141	5.180	4.533	4.385	0	8.918	0	0	0
2034	124	4.463	4.533	3.789	0	8.322	0	0	0
2035	108	3.846	4.533	3.270	0	7.803	0	0	0
2036	94	3.314	4.533	2.823	0	7.356	0	0	0
2037	82	2.856	4.533	2.438	0	6.971	0	0	0
2038	72	2.461	4.533	2.107	0	6.640	0	0	0
2039	62	2.121	4.533	1.817	0	6.350	0	0	0
2040	54	1.828	4.533	1.568	0	6.101	0	0	0
2041	47	1.575	4.533	1.353	0	5.886	0	0	0
2042	41	1.357	4.533	1.169	0	5.702	0	0	0
2043	35	1.170	4.533	1.006	0	5.539	0	0	0
2044	31	1.008	4.533	871	0	5.404	0	0	0
2045	26	869	4.533	749	0	5.282	0	0	0
2046	23	749	4.533	647	0	5.180	0	0	0
2047	22	646	4.533	557	0	5.090	0	0	0
2048	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**9.330**	**244.646**	**135.990**	**220.345**	**25.000**	**381.335**	**120.000**	**210.088**	**330.088**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.



TABELA 8
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO DE GÁS NSM-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer MacNaughton F-716 Texas Registered Engineering Firm

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6m^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	60.000	127.568	187.568
2014	0	0	0	0	0	0	60.000	127.568	187.568
2015	2.474	33.536	13.870	36.183	0	50.053	60.000	127.568	187.568
2016	3.687	58.045	13.870	59.646	0	73.516	60.000	127.568	187.568
2017	3.196	58.535	13.870	57.542	0	71.412	60.000	127.568	187.568
2018	2.771	58.961	13.870	55.716	0	69.586	0	0	0
2019	2.410	59.322	13.870	54.168	0	68.038	0	0	0
2020	2.114	59.618	13.870	52.897	0	66.767	0	0	0
2021	1.882	59.849	13.870	51.905	0	65.775	0	0	0
2022	1.491	51.537	13.870	44.045	0	57.915	0	0	0
2023	1.216	44.335	13.870	37.556	0	51.426	0	0	0
2024	1.014	38.114	13.870	32.132	0	46.002	0	0	0
2025	860	32.751	13.870	27.555	0	41.425	0	0	0
2026	738	28.134	13.870	23.666	0	37.536	0	0	0
2027	638	24.163	13.870	20.346	0	34.216	0	0	0
2028	554	20.750	13.870	17.502	0	31.372	0	0	0
2029	482	17.818	13.870	15.060	0	28.930	0	0	0
2030	420	15.300	13.870	12.961	0	26.831	0	0	0
2031	365	13.138	13.870	11.154	0	25.024	0	0	0
2032	318	11.282	13.870	9.599	0	23.469	0	0	0
2033	276	9.687	13.870	8.260	0	22.130	0	0	0
2034	240	8.319	13.870	7.107	0	20.977	0	0	0
2035	208	7.144	13.870	6.113	0	19.983	0	0	0
2036	180	6.135	13.870	5.258	0	19.128	0	0	0
2037	156	5.269	13.870	4.522	0	18.392	0	0	0
2038	135	4.525	13.870	3.889	0	17.759	0	0	0
2039	117	3.886	13.870	3.343	0	17.213	0	0	0
2040	101	3.338	13.870	2.874	0	16.744	0	0	0
2041	87	2.867	13.870	2.471	0	16.341	0	0	0
2042	75	2.462	13.870	2.123	0	15.993	0	0	0
2043	65	2.115	13.870	1.825	0	15.695	0	0	0
2044	55	1.817	13.870	1.568	0	15.438	0	0	0
2045	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**28.325**	**742.752**	**416.100**	**668.986**	**25.000**	**1.110.086**	**300.000**	**637.840**	**937.840**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA · TRADUTOR PÚBLICO · Rio de Janeiro

TABELA 9
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO DE ÓLEO NSM-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	120.000	75.117	195.117
2012	3.501	3.851	7.109	14.880	0	21.989	120.000	75.117	195.117
2013	6.001	6.602	7.109	25.505	0	32.614	120.000	75.117	195.117
2014	6.001	6.602	7.109	25.505	0	32.614	90.000	56.338	146.338
2015	6.001	6.602	7.109	25.505	0	32.614	0	0	0
2016	5.221	5.743	7.109	22.190	0	29.299	0	0	0
2017	4.542	4.997	7.109	19.304	0	25.413	0	0	0
2018	3.952	4.347	7.109	16.797	0	23.906	0	0	0
2019	3.438	3.782	7.109	14.612	0	21.721	0	0	0
2020	2.991	3.290	7.109	12.712	0	19.821	0	0	0
2021	2.602	2.863	7.109	11.059	0	18.168	0	0	0
2022	2.264	2.490	7.109	9.622	0	16.731	0	0	0
2023	1.970	2.167	7.109	8.373	0	15.482	0	0	0
2024	1.714	1.885	7.109	7.285	0	14.394	0	0	0
2025	1.491	1.640	7.109	6.337	0	13.446	0	0	0
2026	1.297	1.427	7.109	5.513	0	12.622	0	0	0
2027	1.128	1.241	7.109	4.794	0	11.903	0	0	0
2028	982	1.080	7.109	4.174	0	11.283	0	0	0
2029	854	940	7.109	3.630	0	10.739	0	0	0
2030	743	818	7.109	3.158	0	10.267	0	0	0
2031	646	711	7.109	2.746	0	9.855	0	0	0
2032	562	619	7.109	2.389	0	9.498	0	0	0
2033	489	538	7.109	2.078	0	9.187	0	0	0
2034	426	468	7.109	1.811	0	8.920	0	0	0
2035	370	408	7.109	1.573	0	8.682	0	0	0
2036	326	355	7.109	1.368	0	8.477	0	0	0
2037	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**59.512**	**65.466**	**177.725**	**252.920**	**25.000**	**455.645**	**450.000**	**281.689**	**731.689**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 10
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO TAQ-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer MacNaughton E-715 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	30.000	55.587	85.587
2017	0	0	0	0	0	0	30.000	55.587	85.587
2018	863	11.690	4.835	12.613	0	17.448	30.000	55.587	85.587
2019	1.285	20.234	4.835	20.792	0	25.627	30.000	55.587	85.587
2020	1.114	20.405	4.835	20.059	0	24.894	0	0	0
2021	966	20.553	4.835	19.422	0	24.257	0	0	0
2022	840	20.679	4.835	18.882	0	23.717	0	0	0
2023	737	20.782	4.835	18.440	0	23.275	0	0	0
2024	656	20.863	4.835	18.094	0	22.929	0	0	0
2025	520	17.965	4.835	15.354	0	20.189	0	0	0
2026	424	15.455	4.835	13.092	0	17.927	0	0	0
2027	353	13.286	4.835	11.201	0	16.036	0	0	0
2028	300	11.416	4.835	9.605	0	14.440	0	0	0
2029	257	9.807	4.835	8.250	0	13.085	0	0	0
2030	222	8.423	4.835	7.092	0	11.927	0	0	0
2031	193	7.233	4.835	6.101	0	10.936	0	0	0
2032	168	6.211	4.835	5.250	0	10.085	0	0	0
2033	146	5.334	4.835	4.518	0	9.353	0	0	0
2034	127	4.580	4.835	3.888	0	8.723	0	0	0
2035	111	3.933	4.835	3.346	0	8.181	0	0	0
2036	96	3.377	4.835	2.880	0	7.715	0	0	0
2037	84	2.900	4.835	2.477	0	7.312	0	0	0
2038	73	2.490	4.835	2.131	0	6.966	0	0	0
2039	63	2.139	4.835	1.833	0	6.668	0	0	0
2040	54	1.837	4.835	1.576	0	6.411	0	0	0
2041	47	1.577	4.835	1.356	0	6.191	0	0	0
2042	41	1.355	4.835	1.165	0	6.000	0	0	0
2043	35	1.164	4.835	1.002	0	5.837	0	0	0
2044	30	999	4.835	861	0	5.696	0	0	0
2045	26	858	4.835	740	0	5.575	0	0	0
2046	23	737	4.835	636	0	5.471	0	0	0
2047	20	633	4.835	547	0	5.382	0	0	0
2048	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**9.874**	**258.915**	**145.050**	**233.203**	**25.000**	**403.253**	**120.000**	**222.348**	**342.348**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas de transporte.
5. A projeção de produção não inclui volumes em reservatórios que não são alvos para desenvolvimento.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – TRADUTOR PÚBLICO – Rio de Janeiro

TABELA 11
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO MV-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	60.000	61.633	121.633
2023	0	0	0	0	0	0	90.000	92.450	182.450
2024	414	23.673	9.277	18.877	0	28.154	90.000	92.450	182.450
2025	616	40.675	9.277	31.961	0	41.238	60.000	61.633	121.633
2026	534	40.756	9.277	31.610	0	40.887	60.000	61.633	121.633
2027	463	40.827	9.277	31.304	0	40.581	0	0	0
2028	403	40.888	9.277	31.045	0	40.322	0	0	0
2029	353	40.938	9.277	30.833	0	40.110	0	0	0
2030	315	40.976	9.277	30.667	0	39.944	0	0	0
2031	249	35.220	9.277	26.252	0	35.529	0	0	0
2032	203	30.265	9.277	22.504	0	31.781	0	0	0
2033	170	26.002	9.277	19.309	0	28.586	0	0	0
2034	144	22.338	9.277	16.579	0	25.856	0	0	0
2035	123	19.188	9.277	14.241	0	23.518	0	0	0
2036	107	16.482	9.277	12.236	0	21.513	0	0	0
2037	93	14.157	9.277	10.515	0	19.792	0	0	0
2038	81	12.160	9.277	9.036	0	18.313	0	0	0
2039	70	10.445	9.277	7.766	0	17.043	0	0	0
2040	61	8.971	9.277	6.675	0	15.952	0	0	0
2041	53	7.705	9.277	5.737	0	15.014	0	0	0
2042	46	6.618	9.277	4.930	0	14.207	0	0	0
2043	40	5.685	9.277	4.237	0	13.514	0	0	0
2044	35	4.883	9.277	3.641	0	12.918	0	0	0
2045	30	4.194	9.277	3.129	0	12.406	0	0	0
2046	26	3.602	9.277	2.688	0	11.965	0	0	0
2047	23	3.094	9.277	2.310	0	11.587	0	0	0
2048	20	2.658	9.277	1.985	0	11.262	0	0	0
2049	17	2.283	9.277	1.705	0	10.982	0	0	0
2050	15	1.961	9.277	1.465	0	10.742	0	0	0
2051	13	1.685	9.277	1.259	0	10.536	0	0	0
2052	11	1.447	9.277	1.081	0	10.358	0	0	0
2053	9	1.243	9.277	929	0	10.206	0	0	0
2054	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
Total	**4.737**	**511.019**	**278.310**	**386.506**	**25.000**	**689.816**	**360.000**	**369.799**	**729.799**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – TRADUTOR PÚBLICO – Rio de Janeiro

TABELA 12
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO UE-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer MacNaughton F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	15.000	14.758	29.758
2023	0	0	0	0	0	0	30.000	29.516	59.516
2024	114	6.474	2.937	5.169	0	8.106	30.000	29.516	59.516
2025	199	12.978	2.937	10.210	0	13.147	30.000	29.516	59.516
2026	173	13.005	2.937	10.096	0	13.033	15.000	14.758	29.758
2027	150	13.028	2.937	9.998	0	12.935	0	0	0
2028	130	13.047	2.937	9.914	0	12.851	0	0	0
2029	114	13.063	2.937	9.845	0	12.782	0	0	0
2030	101	13.076	2.937	9.791	0	12.728	0	0	0
2031	80	11.265	2.937	8.400	0	11.337	0	0	0
2032	65	9.703	2.937	7.217	0	10.154	0	0	0
2033	55	8.356	2.937	6.206	0	9.143	0	0	0
2034	46	7.195	2.937	5.340	0	8.277	0	0	0
2035	40	6.195	2.937	4.598	0	7.535	0	0	0
2036	34	5.334	2.937	3.959	0	6.896	0	0	0
2037	30	4.592	2.937	3.411	0	6.348	0	0	0
2038	26	3.953	2.937	2.937	0	5.874	0	0	0
2039	23	3.404	2.937	2.530	0	5.467	0	0	0
2040	20	2.930	2.937	2.180	0	5.117	0	0	0
2041	17	2.523	2.937	1.878	0	4.815	0	0	0
2042	15	2.172	2.937	1.617	0	4.554	0	0	0
2043	13	1.870	2.937	1.393	0	4.330	0	0	0
2044	11	1.610	2.937	1.200	0	4.137	0	0	0
2045	10	1.386	2.937	1.034	0	3.971	0	0	0
2046	9	1.193	2.937	890	0	3.827	0	0	0
2047	7	1.027	2.937	767	0	3.704	0	0	0
2048	6	885	2.937	660	0	3.597	0	0	0
2049	6	761	2.937	569	0	3.506	0	0	0
2050	5	656	2.937	490	0	3.427	0	0	0
2051	5	565	2.937	422	0	3.359	0	0	0
2052	4	486	2.937	363	0	3.300	0	0	0
2053	4	418	2.937	313	0	3.250	0	0	0
2054	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
Total	**1.512**	**163.150**	**88.110**	**123.397**	**25.000**	**236.507**	**120.000**	**118.064**	**238.064**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA – Rio de Janeiro – TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13
QUANTIDADES POTENCIAIS BRUTAS, DESPESAS e CUSTOS
em
31 de agosto de 2010
dos
RECURSOS CONTINGENTES 3C
BACIA DO SOLIMÕES – PROJETO IMA-1
REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidade de Vendas Potenciais de Gas (10^6ft^3)	Despesas Operacionais Potenciais				Custos de Capital Potenciais		
			Fixo	Variável	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	15.000	28.503	43.503
2018	111	1.499	620	1.617	0	2.237	0	0	0
2019	165	2.594	620	2.665	0	3.285	0	0	0
2020	143	2.616	620	2.571	0	3.191	0	0	0
2021	124	2.635	620	2.490	0	3.110	0	0	0
2022	108	2.651	620	2.421	0	3.041	0	0	0
2023	94	2.664	620	2.364	0	2.984	0	0	0
2024	84	2.674	620	2.319	0	2.939	0	0	0
2025	67	2.303	620	1.968	0	2.588	0	0	0
2026	54	1.981	620	1.678	0	2.298	0	0	0
2027	45	1.703	620	1.436	0	2.056	0	0	0
2028	38	1.463	620	1.231	0	1.851	0	0	0
2029	33	1.257	620	1.057	0	1.677	0	0	0
2030	28	1.080	620	909	0	1.529	0	0	0
2031	25	927	620	782	0	1.402	0	0	0
2032	22	796	620	673	0	1.293	0	0	0
2033	19	684	620	579	0	1.199	0	0	0
2034	16	587	620	498	0	1.118	0	0	0
2035	14	504	620	429	0	1.049	0	0	0
2036	12	433	620	369	0	989	0	0	0
2037	11	372	620	318	0	938	0	0	0
2038	9	319	620	273	0	893	0	0	0
2039	8	274	620	235	0	855	0	0	0
2040	7	236	620	202	0	822	0	0	0
2041	6	202	620	174	0	794	0	0	0
2042	5	174	620	149	0	769	0	0	0
2043	5	149	620	128	0	748	0	0	0
2044	4	128	620	111	0	731	0	0	0
2045	3	110	620	95	0	715	0	0	0
2046	3	95	620	82	0	702	0	0	0
2047	3	81	620	70	0	690	0	0	0
2048	0	0	0	0	25.000	25.000	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**1.266**	**33.191**	**18.600**	**29.893**	**25.000**	**73.493**	**15.000**	**28.503**	**43.503**

Observações:
1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara os recursos contingentes com as reservas.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimística da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excederão as estimativas 3C.
4. Despesas variáveis incluem despesas com transporte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAT. JUCERJA N.º 162 - CPF 297096447-34

ERA QUANTO SE CONTINHA NO DOCUMENTO QUE ME FOI EXIBIDO, ao qual me reporto E DE QUE DOU FÉ para que a presente tradução possa produzir todos os seus devidos e legais efeitos no Brasil.

FEITO E PASSADO nesta Cidade do Rio de Janeiro, capital do Estado do Rio de Janeiro, em 11 de Setembro de 2010, para constar onde convier.

POR TRADUÇÃO CONFORME:

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Escritório de Traduções
Rua Santa Luzia, nº 799 - Conj. 402 Cinelândia - Rio de Janeiro - RJ
Tel/Fax: (21) 2240-9271 - Tel. (21) 2262-1793

ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

ESTATUTO SOCIAL DA HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

CAPÍTULO I.
DA DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

1. A **HRT Participações em Petróleo S.A.** ("Companhia") é uma sociedade por ações que se rege pelo presente Estatuto Social, pela legislação aplicável e pelo Regulamento de Listagem do Novo Mercado ("Regulamento do Novo Mercado") da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA").

2. A Companhia tem sua sede e foro na Avenida Atlântica, 1130, Entrada 1, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, CEP 22021-000.

Parágrafo Único - A Companhia poderá, por deliberação da Diretoria, instalar e encerrar filiais, agências, depósitos, escritórios e quaisquer outros estabelecimentos, no país ou no exterior, observadas as disposições deste Estatuto Social.

3. A Companhia tem por objeto: (1) a participação em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, no país ou no exterior, independentemente de sua atividade; e (2) sujeito à obtenção de todas as eventuais licenças, autorizações e aprovações regulatórias: (i) a prestação de serviços de consultoria e projetos de investigação nas áreas de meio ambiente, petróleo, gás natural, mineração, prestando assessoria profissional a empresas nas áreas de coleta, análises químicas (orgânica e inorgânica) e interpretação de dados de natureza geológica, geoquímica, geofísica e sensoriamento remoto de tais dados, bem como consultoria em comércio exterior; (ii) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural; (iii) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de petróleo, gás natural, combustíveis e produtos derivados de petróleo; e (iv) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica.

4. O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II.
DO CAPITAL SOCIAL, DAS AÇÕES E DOS ACIONISTAS

5. O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado, é de R$4.733.336,21 (quatro milhões, setecentos e trinta e três mil, trezentos e trinta e seis reais e vinte e um centavos), dividido em 2.557.060 (dois milhões, quinhentas e cinquenta e sete mil e sessenta) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo 1º – O capital social da Companhia será representado, exclusivamente, por ações ordinárias.

Parágrafo 2º - Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações das assembleias gerais da Companhia.

Parágrafo 3º - Todas as ações da Companhia são escriturais e serão mantidas em conta de depósito, em nome de seus titulares, em instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") com quem a Companhia mantenha contrato de custódia em vigor, sem emissão de certificados. A instituição depositária poderá cobrar dos acionistas o custo do serviço de transferência e averbação da propriedade das ações escriturais, assim como o custo dos serviços relativos às ações custodiadas, observados os limites máximos fixados pela CVM.

Parágrafo 4º - Fica vedada a emissão pela Companhia de ações preferenciais ou partes beneficiárias.

Parágrafo 5º - As ações serão indivisíveis em relação à Companhia. Quando uma ação pertencer a mais de uma pessoa, os direitos a ela conferidos serão exercidos pelo representante do condomínio.

Parágrafo 6º - Por deliberação do Conselho de Administração, as ações que compõem o capital social da Companhia podem ser grupadas ou desdobradas.

6. A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de R$5.000.000.000,00 (cinco bilhões de reais), excluídas as ações já emitidas, independentemente de reforma estatutária.

Parágrafo 1º - Para fins deste artigo, o aumento do capital social será realizado mediante deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá estabelecer as condições da emissão. Ocorrendo subscrição com integralização em bens, a competência para o aumento de capital será da assembleia geral, ouvido o Conselho Fiscal, caso instalado.

Parágrafo 2º - Dentro do limite do capital autorizado, a Companhia poderá emitir ações ordinárias e bônus de subscrição.

Parágrafo 3º - A não integralização, pelo subscritor, do valor subscrito, nas condições previstas no boletim ou na chamada requerida pelo órgão da administração, constituirá, de pleno direito o acionista remisso em mora, de acordo com os artigos 106 e 107 da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), sujeitando tal acionista ao pagamento do valor em atraso corrigido monetariamente de acordo com a variação do Índice Geral

de Preços ao Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas, ou seu substituto, na menor periodicidade legalmente admitida, além de juros de 12% (doze por cento) ao ano, calculados *pro rata temporis*, e multa correspondente a 10% (dez por cento) do valor da prestação em atraso, devidamente atualizada.

7. A Companhia poderá emitir ações ordinárias, debêntures conversíveis em ações ordinárias e bônus de subscrição com exclusão do direito de preferência dos antigos acionistas, ou com redução do prazo para seu exercício, quando a colocação for feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou ainda através de permuta de ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações.

8. A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, adquirir as próprias ações para permanência em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento, até o montante do saldo de lucro e de reservas, exceto a reserva legal, sem diminuição do capital social, observadas as disposições legais e regulamentares aplicáveis.

9. Observados os termos do artigo 22 deste Estatuto Social, bem como os termos e condições do(s) plano(s) aprovado(s) pela assembleia geral, o Conselho de Administração poderá outorgar opção de compra ou de subscrição de ações de emissão da Companhia, sem direito de preferência para os acionistas, em favor dos seus administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, podendo essa opção ser estendida aos administradores ou empregados das sociedades controladas pela Companhia, direta ou indiretamente.

CAPÍTULO III.
ACORDOS DE ACIONISTAS

10. Os acionistas poderão celebrar acordo de acionistas para regular a compra e venda de suas ações, preferência para adquiri-las e o exercício do direito de voto ou poder de controle, que deverão ser observados pela Companhia quando arquivados em sua sede. É expressamente vedado aos integrantes da mesa diretora da assembleia geral ou do Conselho de Administração acatar declaração de voto de qualquer acionista, signatário de acordo de acionistas devidamente arquivado na sede social, ou de membro da administração que tenha sido eleito sob sua indicação, que esteja em desacordo com o referido acordo. Também será expressamente vedado à Companhia aceitar e proceder à transferência de ações e/ou à oneração e/ou à cessão de direito de preferência à subscrição de ações e/ou de outros valores mobiliários que não estiver em conformidade com as disposições de acordo de acionistas.

Parágrafo 1º - Nenhum acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle (conforme definido no Regulamento do Novo Mercado) poderá ser registrado na sede da

Companhia sem que os seus signatários tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado.

Parágrafo 2º - As obrigações e responsabilidades resultantes de tais acordos de acionistas serão oponíveis a terceiros tão logo tais acordos tenham sido devidamente averbados nos livros de registro da Companhia, mantidos pelo agente escritural das ações da Companhia.

CAPÍTULO IV.
DA ASSEMBLEIA GERAL

11. A assembleia geral reunir-se-á, ordinariamente, dentro dos 4 (quatro) meses seguintes ao término de cada exercício social e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais o exigirem, observadas em sua convocação, instalação e deliberação as prescrições legais pertinentes e as disposições do presente Estatuto.

Parágrafo 1º - As reuniões das assembleias gerais serão convocadas na forma da Lei das Sociedades por Ações e presididas pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração, e secretariadas por um acionista escolhido pelo presidente da assembleia dentre os presentes à reunião.

Parágrafo 2º - A Companhia poderá, por deliberação da Diretoria, implantar plataforma eletrônica visando à participação de acionistas em assembleias gerais através da *internet*, desde que os acionistas obedeçam aos procedimentos para registro e certificação digital constantes do regulamento do sistema.

Parágrafo 3º - Serão válidos perante a Companhia e terceiros a renúncia de direitos de preferência e/ou de subscrição de valores mobiliários e os votos proferidos pelos acionistas que participarem da assembleia através da plataforma eletrônica devidamente implantada pela Companhia.

Parágrafo 4º - Os acionistas serão responsáveis, perante à Companhia, com relação à consistência, completude, autenticidade, veracidade e precisão dos dados e documentos apresentados para a obtenção do certificado digital, durante todo o seu período de validade, não sendo a Companhia responsável por qualquer diferença e incompatibilidade que venha a existir, bem como por eventual utilização indevida e/ou por representante não autorizado.

12. Para tomar parte na assembleia geral, o acionista (ou seu representante legal, conforme o caso) deverá apresentar, em até 48 (quarenta e oito) horas antes do dia da realização da respectiva assembleia, em conjunto, os seguintes documentos: (i) comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de sua titularidade ou em custódia, na forma do artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações, e/ou relativamente aos acionistas participantes da

custódia fungível de ações nominativas, o extrato contendo a respectiva participação acionária, emitido pelo órgão competente datado de até 2 (dois) dias úteis antes da realização da assembleia geral; (ii) documento que comprove sua identidade e poderes; e, (iii) na hipótese de representação do acionista por procurador, instrumento de mandato devidamente regularizado na forma da lei e deste Estatuto.

Parágrafo 1º - Os acionistas constituídos sob a forma de fundos de investimento, nacionais ou estrangeiros, deverão apresentar à Companhia até o início dos trabalhos, no mesmo prazo e pela mesma forma previstos no *caput* acima, cópias simples (i) do comprovante da qualidade de administrador do fundo (ou seu equivalente no exterior) conferida à pessoa física ou jurídica que o represente na assembleia, ou que tenha outorgado os poderes ao procurador; e (ii) do ato societário do administrador (ou seu equivalente no exterior) que outorgue poderes ao representante que compareça a assembleia geral ou que tenha outorgado poderes ao procurador. Os fundos de investimento constituídos no exterior deverão apresentar, ainda, a respectiva tradução para o idioma português dos documentos acima mencionados.

Parágrafo 2º - A Companhia adotará, na fiscalização da regularidade documental da representação do acionista, o princípio da boa-fé, presumindo verdadeiras as declarações que lhe forem feitas.

Parágrafo 3º - Na hipótese de restar demonstrado, após a assembleia, que o acionista, por sua responsabilidade, não tenha atendido às formalidades previstas neste Estatuto para seu comparecimento na assembleia, o mesmo deverá reparar o vício no prazo de até 3 (três) dias úteis após a assembleia. Caso o referido acionista não cumpra com a formalidade devida será considerado acionista impugnado e a Companhia enviará notificação ao mesmo demonstrando que (i) o acionista impugnado não estava corretamente representado na assembleia geral; e/ou (ii) o acionista impugnado não era titular, na data da assembleia geral, da quantidade de ações declarada. Nestas hipóteses, independentemente de realização de nova assembleia, a Companhia desconsiderará o(s) voto(s) do acionista impugnado, que responderá pelas perdas e danos que seu ato tiver causado.

Parágrafo 4º - Sem prejuízo do disposto acima, o acionista que comparecer à assembleia geral munido dos documentos referidos no *caput* deste artigo, até o momento da abertura dos trabalhos em assembleia, poderá participar e votar, ainda que tenha deixado de depositá-los previamente.

Parágrafo 5º - Para fins de participação em assembleia geral através de plataforma eletrônica implantada pela Companhia, os acionistas ficam dispensados de apresentação de comprovante de participação acionária fornecida por instituição financeira escrituradora de ações.

Parágrafo 6º - O acionista poderá ser representado na assembleia geral por seu representante legal, bem como por procurador constituído há menos de 1 (um) ano, que seja acionista,

administrador da Companhia, advogado, representante de instituição financeira ou administrador de fundo de investimento que represente os condôminos.

Parágrafo 7º - Ressalvadas as hipóteses previstas na Lei das Sociedades por Ações, a assembleia geral instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de acionistas que representem, no mínimo, ¼ (um quarto) do capital social com direito a voto; em segunda convocação, instalar-se-á com qualquer número.

Parágrafo 8º - As deliberações da assembleia geral, ressalvadas as hipóteses especiais previstas em lei, serão tomadas por maioria de votos dos acionistas presentes, não se computando os votos em branco.

Parágrafo 9º - As atas das assembleias poderão ser lavradas na forma de sumário dos fatos ocorridos, contendo a transcrição das deliberações tomadas, observado o disposto no parágrafo 1º do artigo 130 da Lei das Sociedades por Ações.

13. Compete à assembleia geral:

a) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

b) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração, bem como definir o número de cargos a serem preenchidos no Conselho de Administração da Companhia;

c) eleger e destituir os membros do Conselho Fiscal, quando for o caso, bem como fixar-lhes a remuneração;

d) fixar a remuneração global anual dos administradores da Companhia, cabendo ao Conselho de Administração, deliberar sobre a sua distribuição;

e) aprovar ou celebrar qualquer alteração ou modificação do Estatuto Social da Companhia;

f) aprovar a emissão de títulos da Companhia conversíveis em ações ou bônus de subscrição ou que de outra forma possuam um componente de participação no capital social da Companhia, observado o disposto no artigo 6 deste Estatuto;

g) deliberar sobre a dissolução, liquidação, fusão, cisão, transformação ou incorporação (inclusive incorporação de ações) da Companhia, ou de qualquer sociedade na Companhia, bem como qualquer requerimento de autofalência ou recuperação judicial ou extrajudicial;

h) atribuir bonificações em ações;

i) aprovar planos de outorga de opção de compra de ações aos seus administradores e empregados e a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, assim como aos administradores e empregados de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia;

j) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio, com base nas demonstrações financeiras anuais;

k) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a distribuição de dividendos, ainda que intercalares ou intermediários, que excedam o dividendo obrigatório estabelecido no artigo 39, parágrafo 3º, deste Estatuto Social;

l) aprovar qualquer regaste, recompra, amortização ou outra redução do capital de qualquer ação ou bônus de subscrição ou outros títulos conversíveis em ação da Companhia;

m) aprovar o plano de alçadas da Companhia que deverá estabelecer diferentes instâncias de aprovação de matérias que não estão incluídas entre as atribuições privativas da assembleia de acionistas, conselho de administração e diretoria, nos termos da Lei de Sociedades por Ações e deste Estatuto Social ("Plano de Alçadas"). A assembleia geral poderá deliberar sobre eventuais alterações no referido plano;

n) deliberar sobre qualquer emissão de ações ou outros títulos e valores mobiliários, bem como qualquer alteração nos direitos, preferências, vantagens ou restrições atribuídos às ações, títulos ou valores mobiliários, observadas as exceções previstas neste Estatuto Social e na Lei das Sociedades por Ações;

o) deliberar sobre a venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação, através de uma única operação ou série de operações relacionadas, pela Companhia, da totalidade ou de praticamente todos seus ativos operacionais; ou a venda ou alienação (seja através da incorporação, consolidação ou outra forma) de uma ou mais subsidiárias da Companhia, caso praticamente todos ativos operacionais da Companhia forem detidos pela subsidiária ou subsidiárias em questão, salvo casos em que a venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação seja para outra subsidiária integral da Companhia;

p) eleger o liquidante, bem como o Conselho Fiscal que deverá funcionar no período de liquidação;

q) deliberar o cancelamento do registro de companhia aberta perante a CVM;

r) deliberar a saída do Novo Mercado, a qual deverá ser comunicada à BM&FBOVESPA por escrito, com antecedência prévia de 30 (trinta) dias;

s) autorizar a emissão de debêntures, ressalvado o disposto no parágrafo 1º do art. 59 da Lei das Sociedades por Ações;

t) escolher empresa especializada responsável pela elaboração de laudo de avaliação previsto no artigo 49 deste Estatuto, dentre as empresas indicadas em lista tríplice formulada pelo Conselho de Administração; e

u) demais atribuições previstas neste Estatuto Social e na Lei das Sociedades por Ações.

CAPÍTULO V.
DOS ÓRGÃOS DA ADMINISTRAÇÃO

Seção I – Disposições Gerais

14. A Companhia será administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria, de acordo com as atribuições e poderes conferidos pela legislação aplicável e pelo presente Estatuto Social.

15. A partir da adesão pela Companhia ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, a posse dos administradores é condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado. Os administradores deverão, imediatamente após a investidura no cargo, comunicar à BM&FBOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos.

Parágrafo Único – Sem prejuízo do necessário termo de posse lavrado no Livro de Atas de Reuniões do Conselho de Administração e do Termo de Anuência acima previsto, a posse dos administradores estará sujeita à prévia assinatura dos Termos de Adesão à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, bem como do preenchimento das informações exigidas pela CVM e BM&FBOVESPA.

16. Nos termos do artigo 13, alínea d, deste Estatuto Social, a assembleia geral fixará o montante anual global da remuneração dos administradores da Companhia, cabendo ao Conselho de Administração deliberar sobre a sua distribuição.

Seção II – Do Conselho de Administração

17. O Conselho de Administração será composto por 5 (cinco) a 9 (nove) membros titulares, todos acionistas da Companhia, eleitos pela assembleia geral, com mandato unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo 1º - No mínimo 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração deverão ser Conselheiros Independentes, expressamente declarados como tais na assembleia geral que os eleger. Considera-se Conselheiro Independente aquele que (i) não tiver qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação no capital social; (ii) não for Acionista Controlador, cônjuge ou parente até segundo grau do Acionista Controlador, não for e não tiver sido nos últimos 3 (três) anos vinculado à sociedade ou entidade relacionada ao Acionista Controlador (excluem-se desta restrição pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa); (iii) não tiver sido nos últimos 3 (três) anos empregado ou diretor da Companhia, do Acionista Controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não for fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços e/ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não for funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não for cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; ou (vii) não receber outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (excluem-se desta restrição proventos em dinheiro oriundos de eventual participação no capital). É também considerado Conselheiro Independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos parágrafos quarto e quinto do artigo 141 da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo 2º - Quando a aplicação do percentual definido acima resultar em número fracionário de Conselheiros, proceder-se-á ao arredondamento para o número inteiro: (i) imediatamente superior se a fração for igual ou superior a 0,5 (cinco décimos); ou (ii) imediatamente inferior, se a fração for inferior a 0,5 (cinco décimos).

Parágrafo 3º - Os membros do Conselho de Administração poderão ser destituídos a qualquer tempo pela assembleia geral, devendo permanecer em exercício nos respectivos cargos até a investidura de seus sucessores.

18. O Conselho de Administração terá 1 (um) Presidente e 1 (um) Vice-Presidente, eleitos pelos acionistas da Companhia reunidos em assembleia geral. No caso de ausência ou impedimento temporário do Presidente do Conselho de Administração, o Vice-Presidente assumirá as funções do Presidente. Na hipótese de ausência ou impedimento temporário do Presidente e do Vice-Presidente do Conselho de Administração, as funções do Presidente serão exercidas por outro membro do Conselho de Administração escolhido pela maioria dos membros do Conselho de Administração.

19. O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, 4 (quatro) vezes por ano, a cada trimestre e, extraordinariamente, sempre que convocado por seu Presidente mediante notificação escrita entregue com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, e com apresentação da pauta dos assuntos a serem tratados. As convocações poderão ser feitas por carta com aviso de recebimento ou por qualquer outro meio, eletrônico ou não, que permita a comprovação de recebimento.

Parágrafo 1º - Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho.

Parágrafo 2º - Independentemente das formalidades previstas neste artigo, será considerada regular a reunião a que comparecerem todos os Conselheiros.

20. As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros.

Parágrafo 1º - As reuniões do Conselho de Administração serão presididas pelo Presidente do Conselho de Administração e secretariadas por quem ele indicar, que poderá ser conselheiro ou não. No caso de ausência temporária do Presidente do Conselho de Administração, essas reuniões serão presididas pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, por Conselheiro indicado pelo Presidente, cabendo a quem presidir a reunião indicar o secretário.

Parágrafo 2º - Em caso de vacância do cargo de qualquer membro do Conselho de Administração, o substituto será nomeado pela assembleia geral, para completar o respectivo mandato. Para os fins deste parágrafo, ocorre vacância com a destituição, morte, renúncia, impedimento permanente ou invalidez permanente.

Parágrafo 3º - Observado o disposto no Capítulo III – Acordos de Acionistas – deste Estatuto Social, as deliberações do Conselho de Administração serão tomadas por maioria de votos dos presentes em cada reunião, ou que tenham manifestado seu voto na forma deste Estatuto Social. Em caso de empate, o voto de desempate caberá ao Presidente do Conselho de Administração ou quem estiver no exercício de suas funções, na forma prevista neste Estatuto Social.

21. As reuniões do Conselho de Administração serão realizadas, preferencialmente, na sede da Companhia. Será admitida a presença dos conselheiros através de teleconferência ou vídeo-conferência, sendo permitida gravação das mesmas. A participação através de teleconferência ou vídeo-conferência será considerada como presença pessoal, devendo os membros do Conselho de Administração que participarem remotamente da reunião encaminhar, imediatamente após o

encerramento da reunião, a manifestação dos votos declarados no conclave por meio de carta ou correio eletrônico.

Parágrafo 1º - Ao secretário da reunião do Conselho de Administração caberá lavrar a ata respectiva, colher a assinatura por todos os Conselheiros fisicamente presentes à reunião, e posteriormente transcrevê-la no Livro de Registro de Atas do Conselho de Administração da Companhia. Os votos proferidos por Conselheiros que participarem remotamente da reunião ou que tenham se manifestado na forma do *caput* deste artigo, deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas do Conselho de Administração, devendo a cópia da carta ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Conselheiro, ser juntada ao Livro logo após a transcrição da ata.

Parágrafo 2º - Deverão ser publicadas e arquivadas no registro público de empresas mercantis as atas de reunião do Conselho de Administração da Companhia que contiverem deliberação destinada a produzir efeitos perante terceiros.

Parágrafo 3º - Mediante prévia autorização do Presidente do Conselho de Administração, o Conselho de Administração poderá admitir outros participantes em suas reuniões, exclusivamente com a finalidade de prestar esclarecimentos de qualquer natureza, vedado a estes, entretanto, o direito de voto.

22. O Conselho de Administração tem como função primordial a orientação geral dos negócios da Companhia, assim como a fiscalização de seu desempenho, cumprindo-lhe, especialmente, além de outras atribuições que lhe sejam atribuídas por lei ou pelo Estatuto:

I. Definir as políticas e fixar as diretrizes orçamentárias para a condução dos negócios, bem como propor a implementação da estratégia de crescimento e orientação geral dos negócios da Companhia;

II. Aprovar o orçamento anual, o plano de negócios e suas alterações, bem como quaisquer planos de investimento, anuais e/ou plurianuais e projetos de expansão da Companhia;

III. Eleger e destituir os Diretores da Companhia;

IV. Distribuir a remuneração global fixada pela assembleia geral entre os membros do Conselho de Administração e da Diretoria;

V. Deliberar sobre a convocação da assembleia geral, quando julgar conveniente, ou no caso do artigo 132 da Lei das Sociedades por Ações;

VI. Fiscalizar a gestão dos Diretores, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, e solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração e quaisquer outros atos;

VII. Apreciar os resultados trimestrais das operações da Companhia;

VIII. Escolher e destituir os auditores independentes, observando-se, nessa escolha, o disposto na legislação aplicável;

IX. Apreciar o Relatório da Administração e as contas da Diretoria e deliberar sobre sua submissão à assembleia geral;

X. Apreciar a proposta da administração de distribuição anual de dividendos, cabendo sua aprovação final à assembleia geral;

XI. Aprovar a distribuição de dividendos intercalares ou intermediários, e/ou pagamento de juros sobre o capital próprio com base em balanços semestrais, trimestrais ou mensais;

XII. Deliberar sobre a constituição de subsidiárias e a associação com outras sociedades para a formação de parcerias, consórcios ou *joint ventures*;

XIII. Autorizar a emissão de ações da Companhia, desde que no limite autorizado no Artigo 6 deste Estatuto, fixando as condições de emissão, inclusive preço, forma e prazo de integralização, podendo, ainda, excluir (ou reduzir prazo para) o direito de preferência nas emissões de ações e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou por subscrição pública ou em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei;

XIV. Deliberar sobre a aquisição pela Companhia de ações de sua própria emissão para manutenção em tesouraria e/ou posterior cancelamento ou alienação;

XV. Deliberar sobre a emissão de bônus de subscrição, dentro do limite do capital autorizado, fixando as condições de sua emissão, inclusive preço e prazo de integralização;

XVI. Aprovar a outorga de opção de compra ou de subscrição de ações de emissão da Companhia, sem direito de preferência para os acionistas, em favor dos administradores da Companhia, seus empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, podendo essa opção ser estendida aos administradores ou empregados das sociedades controladas pela Companhia, direta ou indiretamente, nos termos e condições do(s) plano(s) previamente aprovado(s) pela assembleia geral;

XVII. Deliberar, independentemente do valor, sobre (a) a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real; (b) as condições das debêntures (exceto aquelas mencionadas no item "a" deste item) e a oportunidade de sua emissão que lhes sejam delegadas pela assembleia geral na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações; e (c) a emissão de notas promissórias comerciais (*commercial papers)*, *bonds*, *notes* e quaisquer outros instrumentos de crédito para captação de recursos, de uso comum no mercado, inclusive sobre suas condições de emissão e resgate;

XVIII. Deliberar sobre qualquer investimento ou despesa não prevista no orçamento anual, mediante a assinatura, modificação ou prorrogação de quaisquer documentos, contratos ou compromissos para assunção de responsabilidade, dívidas ou obrigações, observado o disposto no parágrafo 2º do artigo 27 deste Estatuto Social;

XIX. Aprovar a criação de ônus reais sobre os bens da Companhia;

XX. Autorizar a Companhia a prestar garantias a obrigações de suas controladas e/ou subsidiárias integrais, sendo expressamente vedada a outorga de garantias a obrigações de terceiros e prestação de aval ou fiança em benefício de terceiros;

XXI. Deliberar sobre a alienação, compra, venda, locação, doação ou oneração, direta ou indiretamente, a qualquer título e por qualquer valor, de participações societárias pela Companhia cujo valor patrimonial total seja igual ou superior a R$ 30.000.000,00 (trinta milhões de reais), bem como a constituição de subsidiárias;

XXII. Aprovar a obtenção de qualquer linha de crédito, financiamento ou empréstimo, incluindo operações de leasing, em nome da Companhia, não prevista no orçamento anual. Fica desde já autorizado, no entanto, sem a necessidade de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, o aumento do endividamento total da Companhia, nos termos previstos em seu orçamento anual, até o montante total de R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), em uma única transação ou em um conjunto de transações. Os diretores deverão informar ao Conselho de Administração a ocorrência de tal fato na reunião do Conselho de Administração seguinte a tal transação;

XXIII. Definir a lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas, para a preparação de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta e saída do Novo Mercado;

XXIV. Aprovar qualquer operação ou conjunto de operações envolvendo a Companhia e qualquer parte relacionada, direta ou indiretamente, observado as demais disposições deste Estatuto. Para fins deste inciso, entende-se como parte relacionada qualquer administrador ou empregado da

Companhia, subsidiária da Companhia, sociedade coligada ou afiliada, ou acionista que detenha, direta ou indiretamente, mais de 5% do capital social da Companhia;

XXV. Apresentar à assembleia geral proposta de distribuição de participação nos lucros anuais aos empregados e aos administradores;

XXVI. Autorizar a realização de operações envolvendo qualquer tipo de instrumento financeiro derivativo, assim considerados quaisquer contratos que gerem ativos e passivos financeiros para suas partes, independente do mercado em que sejam negociados ou registrados ou da forma de realização, e exclusivamente para fins de proteção patrimonial (*hedge*); qualquer proposta envolvendo as operações aqui descritas deverá ser apresentada ao Conselho de Administração pela Diretoria da Companhia, devendo constar da referida proposta, no mínimo, as seguintes informações: (i) avaliação sobre a relevância dos derivativos para a posição financeira e os resultados da Companhia, bem como a natureza e extensão dos riscos associados a tais instrumentos; (ii) objetivos e estratégias de gerenciamento de riscos, particularmente, a política de proteção patrimonial (*hedge*); e (iii) riscos associados a cada estratégia de atuação no mercado, adequação dos controles internos e parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos. Não obstante as informações mínimas que devem constar da proposta, os membros do Conselho de Administração poderão solicitar informações adicionais sobre as tais operações, incluindo, mas não se limitando, a quadros demonstrativos de análise de sensibilidade;

XXVII. Eleger os membros dos comitês técnicos e consultivos instituídos pelo Conselho de Administração, nos termos do artigo 36 deste Estatuto Social, e os membros do Comitê de Auditoria instituído nos termos da artigo 37 deste Estatuto Social; e

XXVIII. Aprovar a obtenção de qualquer linha de crédito, financiamento ou empréstimo atrelado ou de qualquer outra forma baseado em moeda estrangeira, incluindo operações de leasing, em nome da Companhia, não prevista no orçamento anual, cujo valor, convertido para Reais, seja igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais).

Seção III – Da Diretoria

23. A Diretoria será composta de no mínimo 2 (dois) e no máximo 7 (sete) membros, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração. Serão designados pelo Conselho de Administração um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro, um Diretor Técnico, um Diretor para Assuntos Corporativos, um Diretor de Operações e um Diretor de Relações com Investidores. Os demais diretores não terão designação específica e terão suas atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

Parágrafo único - Um diretor poderá acumular mais de um cargo, desde que observado o número mínimo de Diretores previsto na Lei de Sociedades por Ações e neste Estatuto.

24. O mandato dos membros da Diretoria será unificado de 2 (dois) anos, permitida a reeleição. Os Diretores permanecerão no exercício de seus cargos até a eleição e posse de seus sucessores.

25. A Diretoria reunir-se-á sempre que assim exigirem os negócios sociais, sendo convocada pelo Diretor Presidente, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil, ou por 2/3 (dois terços) dos Diretores, neste caso, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis, e a reunião somente será instalada com a presença da maioria de seus membros.

Parágrafo 1º - Em suas ausências ou impedimentos temporários, o Diretor Presidente será substituído pelo Diretor de Assuntos Corporativos. Em caso de ausências ou impedimentos temporários do Diretor de Assuntos Corporativos, o Diretor Presidente será substituído pelo Diretor Financeiro.

Parágrafo 2º - Observado o disposto no artigo 23 deste Estatuto Social, ocorrendo vaga na Diretoria, compete à Diretoria como colegiado indicar, dentre os seus membros, um substituto que acumulará, interinamente, as funções do substituído, perdurando a substituição interina até o provimento definitivo do cargo a ser decidido pela primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar, que deve ocorrer no prazo máximo de 30 (trinta) dias após tal vacância, atuando o substituto então eleito até o término do mandato da Diretoria.

Parágrafo 3º - Caso o número de Diretores da Companhia se torne, em qualquer momento, inferior ao limite mínimo estabelecido no *caput* do artigo 23, deverá ser convocada, na menor prazo possível, reunião do Conselho de Administração da Companhia para restabelecer o limite mínimo de diretores estabelecido no *caput* do artigo 23.

Parágrafo 4º - Os Diretores não poderão afastar-se do exercício de suas funções por mais de 30 (trinta) dias corridos consecutivos sob pena de perda de mandato, salvo caso de licença concedida pela própria Diretoria.

Parágrafo 5º - As reuniões da Diretoria serão realizadas preferencialmente na sede da Companhia. Será admitida presença dos Diretores através de teleconferência ou videoconferência. A participação por teleconferência ou videoconferência será considerada presença pessoal, devendo os membros da Diretoria que participarem remotamente da reunião encaminhar imediatamente após o encerramento da reunião a manifestação dos votos declarados no conclave por meio de carta ou correio eletrônico.

Parágrafo 6º - Ao Diretor-Presidente será permitida a escolha de um secretário, administrador ou não, que será responsável pela lavratura da ata ao término de cada reunião, a qual deverá ser assinada por todos os Diretores fisicamente presentes à reunião e posteriormente transcrita no Livro de Registro de Atas da Diretoria. Os votos proferidos por Diretores que participarem remotamente da reunião da Diretoria deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas da Diretoria, devendo a cópia da carta ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Diretor, ser juntada ao Livro logo após a transcrição e assinatura da ata pelo Diretor.

26. As deliberações nas reuniões da Diretoria serão tomadas por maioria de votos dos presentes em cada reunião, ou que tenham manifestado seu voto na forma do artigo 25, parágrafos 4º e 5º deste Estatuto. Em caso de empate, o voto de minerva caberá ao Diretor-Presidente ou a quem estiver no exercício de sua função, na forma prevista neste Estatuto Social.

27. Compete à Diretoria a administração dos negócios sociais em geral e a prática, para tanto, de todos os atos necessários ou convenientes, ressalvados aqueles para os quais, por lei ou por este Estatuto Social, seja atribuída a competência à assembleia geral ou ao Conselho de Administração. No exercício de suas funções, os Diretores poderão realizar todas as operações e praticar todos os atos necessários à consecução dos objetivos de seu cargo, observadas as disposições deste Estatuto Social quanto à forma de representação, à alçada para a prática de determinados atos, e a orientação geral dos negócios estabelecida pelo Conselho de Administração, incluindo deliberar sobre e aprovar a aplicação de recursos, transigir, renunciar, ceder direitos, confessar dívidas, fazer acordos, firmar compromissos, contrair obrigações, celebrar contratos, adquirir, alienar e onerar bens móveis e imóveis, prestar caução, emitir, endossar, caucionar, descontar, e sacar títulos em geral, assim como abrir, movimentar e encerrar contas em estabelecimentos de crédito, observadas as restrições legais e aquelas estabelecidas neste Estatuto Social.

Parágrafo 1º - Compete ainda à Diretoria:

I. Cumprir e fazer cumprir este Estatuto e as deliberações do Conselho de Administração e da assembleia geral de Acionistas;

II. Submeter, anualmente, à apreciação do Conselho de Administração, o relatório da administração e as contas da Diretoria, acompanhados do relatório dos auditores independentes, bem como a proposta de aplicação dos lucros apurados no exercício anterior;

III. Submeter ao Conselho de Administração orçamento anual, o plano anual de negócios, bem como quaisquer planos de investimento, anuais e/ou plurianuais e projetos de expansão da Companhia;

IV. Apresentar trimestralmente ao Conselho de Administração o balancete econômico-financeiro e patrimonial da Companhia e suas controladas; e

V. Aprovar toda e qualquer operação ou conjunto de operações que seja de sua competência, nos termos previstos no Plano Alçadas.

Parágrafo 2º - Dentro do orçamento anual aprovado pelo Conselho de Administração, um percentual de até 10% (dez por cento) dos gastos de exploração, avaliação e outras medidas operacionais poderá ser remanejado por decisão do Diretor da área, devendo informar o Diretor Presidente de tal ajuste. O Diretor Presidente deverá informar o Conselho de Administração sobre o ajuste realizado.

28. Compete ao Diretor Presidente, coordenar a ação dos Diretores e dirigir a execução das atividades relacionadas com o planejamento geral da Companhia, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração, bem como:

I. Convocar e presidir as reuniões da Diretoria;

II. Superintender as atividades de administração da Companhia, coordenando e supervisionando as atividades dos membros da Diretoria; e

III. Representar a Companhia ativa e passivamente, em juízo ou fora dele, observado o previsto no artigo 34 deste Estatuto Social.

29. Compete ao Diretor de Assuntos Corporativos, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração (i) substituir o Diretor Presidente em caso de ausência ou afastamento temporário deste, hipótese em que lhe incumbirá as funções, atribuições e poderes àquele cometidos pelo Conselho de Administração, bem como as atribuições indicadas no artigo 28 acima; (ii) coordenar as atividades internas da Companhia, incluindo, mas não se limitando a política de pessoal, organizacional, gerencial, operacional e de marketing da Companhia; (iii) determinar as regras e regulamentos necessários ao funcionamento e à organização interna da sociedade; (iv) supervisionar atividades de planejamento e desenvolvimento empresariais e de suporte à consecução do objeto social; (v) executar outras atividades delegadas pelo Diretor Presidente; e (vi) auxiliar o Diretor Presidente em suas atribuições, incluindo, mas sem limitar, na coordenação da ação dos Diretores e direção da execução das atividades relacionadas com o planejamento geral da Companhia.

30. Compete ao Diretor Financeiro, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) substituir o Diretor Presidente em caso de ausência ou afastamento

temporário deste e do Diretor de Assuntos Corporativos, hipótese em que lhe incumbirá as funções, atribuições e poderes àquele cometidos pelo Conselho de Administração, bem como as atribuições indicadas no artigo 28 acima; auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (ii) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (iii) propor alternativas de financiamento e aprovar condições financeiras dos negócios da Companhia; (iv) administrar o caixa e as contas a pagar e a receber da Companhia; e (v) dirigir as áreas contábil, de planejamento financeiro e fiscal/ tributária.

31. Compete ao Diretor Técnico, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; e (ii) avaliar, coordenar e gerir a implementação de todos os trabalhos e planos técnicos da Companhia no que tangem à sua atividade social.

32. Compete ao Diretor de Operações, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; e (ii) coordenar a execução das operações e dos investimentos aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia.

33. Compete ao Diretor de Relações com Investidores, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (ii) representar a Companhia perante os órgãos de controle e demais instituições que atuam no mercado de capitais; (iii) prestar informações ao público investidor, à CVM, às Bolsas de Valores em que a Companhia tenha seus valores mobiliários negociados e demais órgãos relacionados às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, conforme legislação aplicável, no Brasil e no exterior; e (iv) manter atualizado o registro de companhia aberta perante a CVM. A função de Diretor de Relações com Investidores poderá ser exercida cumulativamente por qualquer outro Diretor.

34. A Companhia somente considerar-se-á obrigada quando representada:

I. pela assinatura de 2 (dois) Diretores em conjunto; ou

II. pela assinatura de 1 (um) Diretor em conjunto com 1 (um) procurador devidamente constituído de acordo com este Estatuto Social; ou

III. por 2 (dois) procuradores em conjunto, devidamente constituídos na forma deste Estatuto Social.

Parágrafo 1º - As procurações serão outorgadas em nome da Companhia pela assinatura de 2 (dois) Diretores em conjunto, devendo o instrumento especificar os poderes conferidos e, com exceção das procurações para fins judiciais, serão válidas por no máximo 1 (um) ano.

Parágrafo 2º - É vedado aos Diretores e procuradores obrigar a Companhia em negócios estranhos ao seu objeto social, bem como praticar atos de liberalidade em nome da Companhia.

35. Os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva responderão, nos termos do artigo. 158, da Lei das Sociedades por Ações, individual e solidariamente, pelos atos que praticarem e pelos prejuízos à Companhia que deles decorram.

Parágrafo 1º - A Companhia assegurará a defesa em processos judiciais e administrativos aos seus administradores, presentes e passados, além de manter contrato de seguro permanente em favor desses administradores, para resguardá-los das responsabilidades por atos regulares praticados do exercício regular do cargo ou função, sem dolo, violação de lei ou estatuto.

Parágrafo 2º - A garantia prevista no parágrafo anterior se estende aos membros do Conselho Fiscal, bem como a todos os empregados e prepostos que atuem dentro dos limites de suas funções e por delegação dos administradores da Companhia.

Seção IV – Dos Órgãos Técnicos e Consultivos

36. Sem prejuízo do Comitê de Auditoria instituído nos termos do artigo 37 deste Estatuto Social, o Conselho de Administração da Companhia terá competência para instituir comitês técnicos e consultivos com a finalidade de assessorar o Conselho de Administração no acompanhamento das atividades da Companhia e conferir maior eficiência e qualidade às suas decisões, sendo que de funcionamento permanente os Comitês de Compliance e Risco e o Comitê de Remuneração.

Parágrafo Único – Os comitês instituídos pelo Conselho de Administração da Companhia terão somente função consultiva.

37. O comitê de auditoria será composto por, no mínimo, 3 (três) membros titulares, administradores ou não, observado o disposto no parágrafo 1º deste artigo 37, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos ("Comitê de Auditoria").

Parágrafo 1º – Dentre os membros do Comitê de Auditoria, no mínimo, 1 (um) deverá ser Conselheiro Independente da Companhia, nos termos do Parágrafo 1º do artigo 17 deste Estatuto Social.

Parágrafo 2º - Os membros do Comitê de Auditoria serão remunerados conforme estabelecido pelo Conselho de Administração da Companhia. Os membros do comitê que também forem

administradores da Companhia não farão jus a qualquer remuneração adicional em razão da participação no comitê.

Parágrafo 3º - Os membros do Comitê de Auditoria deverão ter notória experiência e comprovada capacidade técnica em questões contábeis e de auditoria e terão os mesmos deveres e responsabilidades atribuídos aos administradores pela Lei das Sociedades por Ações, pelo Regulamento do Novo Mercado e pelas normas e regulamentos emitidos pela CVM.

Parágrafo 4º - Compete ao Comitê de Auditoria:

(a) estabelecer procedimentos a serem utilizados pela Companhia para receber, processar e tratar denúncias e reclamações relacionadas a questões contábeis, de controles contábeis e matérias de auditoria, bem como assegurar que os mecanismos de recebimento de denúncias garantam sigilo e anonimato aos denunciantes;

(b) recomendar e auxiliar o Conselho de Administração na escolha, remuneração e destituição dos auditores externos da Companhia;

(c) deliberar sobre a conveniência da contratação de novos serviços a serem prestados pelos auditores externos da Companhia;

(d) supervisionar e avaliar os trabalhos dos auditores externos da Companhia;

(e) mediar eventuais divergências entre a administração e os auditores externos sobre as demonstrações financeiras da Companhia; e

(f) emitir manifestação sobre o relatório da administração e sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Parágrafo 5º - As reuniões do Comitê de Auditoria serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros presentes. As deliberações do Comitê de Auditoria serão tomadas por maioria de votos dos membros presentes.

Parágrafo 6º - O Comitê de Auditoria não terá funções executivas ou caráter deliberativo e seus pareceres e propostas serão encaminhados ao Conselho de Administração para deliberação.

Parágrafo 7º - Os pareceres do Comitê de Auditoria não constituem condição necessária para a apresentação de matérias ao exame e deliberação do Conselho de Administração.

Seção V - Do Conselho Fiscal

38. O Conselho Fiscal da Companhia funcionará em caráter não permanente e, quando instalado, será composto por 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, todos residentes no país, acionistas ou não, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela assembleia geral para mandato de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição. O Conselho Fiscal da Companhia será composto, instalado e remunerado em conformidade com a legislação em vigor.

Parágrafo 1º - O Conselho Fiscal terá um Presidente, eleito por seus membros na primeira reunião do órgão após sua instalação e aprovará, na mesma ocasião, seu Regimento Interno.

Parágrafo 2º - A posse dos membros do Conselho Fiscal será feita mediante a assinatura de termo respectivo, em livro próprio, e a partir da adesão da Companhia ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, estará condicionada à subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal previsto no Regulamento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

Parágrafo 3º - A partir da adesão pela Companhia ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, os membros do Conselho Fiscal deverão, ainda, imediatamente após a posse no cargo, comunicar à BM&FBOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive derivativos.

Parágrafo 4º - A posse dos conselheiros estará sujeita à prévia assinatura dos Termos de Adesão às Políticas de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, bem como do preenchimento das informações exigidas pela CVM e BM&FBOVESPA.

Parágrafo 5º - Em caso de ausência ou impedimento temporário de membro efetivo do Conselho Fiscal, o respectivo suplente ocupará seu lugar. Na hipótese de vacância, a assembleia geral será convocada para proceder à eleição de um novo membro para o cargo vago.

Parágrafo 6º - Não poderá ser eleito para o cargo de membro do Conselho Fiscal da Companhia aquele que mantiver vínculo com sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia, estando vedada, entre outros, a eleição da pessoa que: (a) seja empregado, acionista ou membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de concorrente ou de Acionista Controlador ou Controlada (conforme definidos no artigo 42) de concorrente; (b) seja cônjuge ou parente até 2º grau de membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de Concorrente ou de Acionista Controlador ou Controlada de concorrente.

Parágrafo 7º - Caso qualquer acionista deseje indicar um ou mais representantes para compor o Conselho Fiscal, que não tenham sido membros do Conselho Fiscal no período subsequente à última assembleia geral, tal acionista deverá notificar a Companhia por escrito com 10 (dez) dias úteis de antecedência em relação à data da assembleia geral que elegerá os Conselheiros, informando o nome, a qualificação e o currículo profissional completo dos candidatos.

Parágrafo 8º - A Companhia poderá refutar qualquer indicação com base no disposto no Parágrafo 7º acima, desde que fundamentada, através de comunicação escrita dirigida ao respectivo acionista em até 2 (dois) dias da data de recebimento da notificação, ou até a data da assembleia que tenha o assunto em pauta, o que ocorrer primeiro.

39. Quando instalado, o Conselho Fiscal se reunirá, nos termos da lei, sempre que necessário e analisará, ao menos trimestralmente, as demonstrações financeiras.

Parágrafo 1º - Independentemente de quaisquer formalidades, será considerada regularmente convocada a reunião à qual comparecer a totalidade dos membros do Conselho Fiscal.

Parágrafo 2º - As reuniões do Conselho Fiscal serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros presentes. As deliberações do Conselho Fiscal serão tomadas por maioria de votos dos membros presentes.

Parágrafo 3º - Todas as deliberações do Conselho Fiscal constarão de atas lavradas no respectivo livro de Atas e Pareceres do Conselho Fiscal e assinadas pelos Conselheiros presentes.

CAPÍTULO VI.
DO EXERCÍCIO FISCAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DA DESTINAÇÃO DOS LUCROS

40. O exercício fiscal terá início em 1º janeiro e término em 31 de dezembro de cada ano, quando serão levantados o balanço patrimonial e as demais demonstrações financeiras.

Parágrafo 1º - Por deliberação do Conselho de Administração, a Companhia poderá (i) levantar balanços semestrais, trimestrais ou de períodos menores, e declarar dividendos ou juros sobre capital próprio dos lucros verificados em tais balanços; ou (ii) declarar dividendos ou juros sobre capital próprio intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

Parágrafo 2º - Os dividendos intermediários ou intercalares distribuídos e os juros sobre capital próprio poderão ser imputados ao dividendo obrigatório previsto no parágrafo 3º do artigo 41 deste Estatuto Social.

Parágrafo 3º - A Companhia e os Administradores deverão, pelo menos uma vez ao ano, realizar reunião pública com analistas e quaisquer outros interessados, para divulgar informações quanto à situação econômico-financeira, projetos e perspectivas da Companhia.

41. Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, se houver, e a provisão para o imposto sobre a renda e contribuição social sobre o lucro.

Parágrafo 1º - Do saldo remanescente, a assembleia geral poderá atribuir aos Administradores uma participação nos lucros correspondente a até um décimo dos lucros do exercício. É condição para pagamento de tal participação a atribuição aos acionistas do dividendo obrigatório previsto no parágrafo 3º deste artigo.

Parágrafo 2º - O lucro líquido do exercício terá a seguinte destinação:

a) 5% (cinco por cento) serão aplicados antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social. No exercício em que o saldo da reserva legal acrescido do montante das reservas de capital, de que trata o parágrafo 1º do artigo 182 da Lei das Sociedades por Ações, exceder 30% (trinta por cento) do capital social, não será obrigatória a destinação de parte do lucro líquido do exercício para a reserva legal;

b) uma parcela, por proposta dos órgãos da administração, poderá ser destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores, nos termos do artigo 195 da Lei das Sociedades por Ações;

c) uma parcela será destinada ao pagamento do dividendo anual mínimo obrigatório aos acionistas, observado o disposto no parágrafo 3º deste artigo;

d) no exercício em que o montante do dividendo obrigatório, calculado nos termos do parágrafo 3º deste artigo, ultrapassar a parcela realizada do lucro do exercício, a assembleia geral poderá, por proposta dos órgãos de administração, destinar o excesso à constituição de reserva de lucros a realizar, observado o disposto no artigo 197 da Lei das Sociedades por Ações;

e) uma parcela, por proposta dos órgãos da administração, poderá ser retida com base em orçamento de capital previamente aprovado, nos termos do artigo 196 da Lei das Sociedades por Ações;

f) a Companhia manterá a reserva de lucros estatutária denominada "Reserva de Investimentos", que terá por fim financiar a expansão das atividades da Companhia e/ou de suas

empresas controladas e coligadas, inclusive por meio da subscrição de aumentos de capital ou criação de novos empreendimentos, a qual será formada com 35% (trinta e cinco por cento) até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido que remanescer após as deduções legais e estatutárias e cujo saldo não poderá ultrapassar o valor equivalente a 80% (oitenta por cento) do capital social subscrito da Companhia observando-se, ainda, que a soma do saldo dessa reserva de lucros aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas a reserva de lucros a realizar e a reserva para contingências, não poderá ultrapassar 100% (cem por cento) do capital subscrito da Companhia; e

g) o saldo terá a destinação que lhe for dada pela assembleia geral, observadas as prescrições legais.

Parágrafo 3º - Aos acionistas é assegurado o direito ao recebimento de um dividendo não inferior a 0,001% (zero vírgula zero zero um por cento) do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) importância destinada à constituição de reserva legal; e (ii) importância destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores.

Parágrafo 4º - O pagamento do dividendo obrigatório poderá ser limitado ao montante do lucro líquido realizado, nos termos da lei.

42. A assembleia geral poderá deliberar a capitalização de reservas de lucros ou de capital, inclusive as instituídas em balanços intermediários, observada a legislação aplicável.

43. Os dividendos não recebidos ou reclamados prescreverão no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, e reverterão em favor da Companhia.

CAPÍTULO VII.
DA ALIENAÇÃO DO CONTROLE ACIONÁRIO, DO CONTROLE DIFUSO, DO CANCELAMENTO DO REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA E DA SAÍDA DO NOVO MERCADO

44. A Alienação de Controle da Companhia, direta ou indiretamente, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente do controle se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas, observando–se as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

Parágrafo 1º - Para fins deste Estatuto Social, os termos abaixo indicados em letras maiúsculas terão o seguinte significado:

"Acionista Adquirente" significa qualquer pessoa (incluindo, sem limitação, qualquer pessoa natural ou jurídica, fundo de investimento, condomínio, carteira de títulos, universalidade de direitos, ou outra forma de organização, residente, com domicílio ou com sede no Brasil ou no exterior), ou Grupo de Acionistas;

"Acionista Controlador" significa o acionista ou o grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum que exerça o Poder de Controle da Companhia.

"Acionista Controlador Alienante" significa o Acionista Controlador quando este promove a Alienação de Controle da Companhia.

"Ações de Controle" significa o bloco de ações que assegura, de forma direta ou indireta, ao(s) seu(s) titular(es), o exercício individual e/ou compartilhado do Poder de Controle da Companhia.

"Ações em Circulação" significa todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas pelo Acionista Controlador, por pessoas a ele vinculadas, por administradores da Companhia e aquelas em tesouraria.

"Alienação de Controle da Companhia" significa a transferência a terceiro, a título oneroso, das Ações de Controle.

"Controle" (bem como seus termos correlatos, "Controlador", "Controlado", "sob Controle comum" ou "Poder de Controle") significa o poder efetivamente utilizado de dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da Companhia, de forma direta ou indireta, de fato ou de direito. Há presunção relativa de titularidade do controle em relação à pessoa ou ao grupo de pessoas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum (grupo de controle) que seja titular de ações que lhe tenham assegurado maioria absoluta dos votos dos acionistas presentes nas três últimas assembleias gerais da Companhia, ainda que não seja titular das ações que lhe assegurem a maioria absoluta do capital votante.

"Controle Difuso" significa o Poder de Controle exercido por acionista detentor de menos de 50% (cinquenta por cento) do capital social. Significa, ainda, o Poder de Controle quando exercido por grupo de acionistas detentor de percentual superior a 50% (cinquenta por cento) do capital social em que cada acionista detenha individualmente menos de 50% (cinquenta por cento) do capital social e desde que estes acionistas não sejam signatários de acordo de votos, não estejam sob controle comum e nem atuem representando um interesse comum.

"Grupo de Acionistas" significa o grupo de duas ou mais pessoas que sejam (a) vinculadas por contratos ou acordos de qualquer natureza, inclusive acordo de acionistas escritos, seja diretamente ou por meio de sociedades Controladas, Controladoras ou sob Controle comum; ou (b) entre os quais haja relação de Controle, seja direta ou indiretamente; ou (c) que estejam sob Controle comum; ou (d) que atuem representando interesse comum. Incluem-se, sem limitação, nos exemplos de pessoa representando um interesse comum (i) uma pessoa que detenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social da outra pessoa; e (ii) duas pessoas que tenham um terceiro investidor em comum que detenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social das duas pessoas. Quaisquer *joint-ventures*, fundos ou clubes de investimento, fundações, associações, *trusts*, condomínios, cooperativas, carteiras de títulos, universalidades de direitos, ou quaisquer outras formas de organização ou empreendimento, constituídos no Brasil ou no exterior, serão considerados parte de um mesmo Grupo de Acionistas sempre que duas ou mais entre tais entidades: (x) forem administradas ou geridas pela mesma pessoa jurídica ou por partes relacionadas a uma mesma pessoa jurídica; ou (y) tenham em comum a maioria de seus administradores.

"Outros Direitos de Natureza Societária" significa (i) usufruto ou fideicomisso sobre as ações de emissão da Companhia, (ii) opções de compra, subscrição ou permuta, a qualquer título, que possam resultar na aquisição de ações de emissão da Companhia; ou (iii) qualquer outro direito não decorrente da propriedade das ações de emissão da Companhia que lhe assegure, de forma permanente ou temporária, direitos políticos ou patrimoniais de acionista sobre ações de emissão da Companhia.

"Valor Econômico" significa o valor da Companhia e de suas ações que vier a ser determinado por empresa especializada, mediante a utilização de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela CVM.

Parágrafo 2º - O(s) Acionista(s) Controlador(es) Alienante(s) ou o Grupo de Acionistas Controlador alienante não poderão transferir a propriedade de suas ações, enquanto o adquirente não subscrever o Termo de Anuência dos Controladores a que alude o Regulamento do Novo Mercado.

Parágrafo 3º - A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente do Poder de Controle ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores aludido no Regulamento do Novo Mercado.

45. A oferta pública de aquisição disposta no artigo 44 deste Estatuto Social também deverá ser efetivada:

(i) nos casos em que houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; ou

(ii) em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, neste caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que o comprove.

46. Aquele que já detiver ações da Companhia e venha a adquirir o Poder de Controle desta, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o(s) Acionista(s) Controlador(es) ou Grupo de Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

(i) efetivar a oferta pública de aquisição referida no artigo 44 deste Estatuto;

(ii) ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da Alienação de Controle da Companhia, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao Acionista Controlador Alienante e o valor pago em bolsa, por ações da Companhia neste período, devidamente atualizado pela variação positiva do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA ("IPCA"); e

(iii) tomar as medidas cabíveis para recompor o percentual mínimo de 25% (vinte e cinco por cento) do total das ações da Companhia em circulação, dentro dos 6 (seis) meses subsequentes à aquisição do Controle.

47. Qualquer Acionista Adquirente, que adquira ou se torne titular de ações de emissão da Companhia, em quantidade igual ou superior a 20% (vinte por cento) do total de ações de emissão da Companhia deverá, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a contar da data de aquisição ou do evento que resultou na titularidade de ações em quantidade igual ou superior a 20% (vinte por cento) do total de ações de emissão da Companhia, realizar ou solicitar o registro de, conforme o caso, uma oferta pública de aquisição ("OPA") da totalidade das ações de emissão da Companhia, observando-se o disposto na regulamentação aplicável da CVM, o Regulamento do Novo Mercado, outros regulamentos da BM&FBOVESPA e os termos deste artigo.

Parágrafo 1º - A OPA deverá ser: (i) dirigida indistintamente a todos os acionistas da Companhia; (ii) efetivada em leilão a ser realizado na BM&FBOVESPA; (iii) lançada pelo preço determinado de acordo com o previsto no Parágrafo 2º deste artigo; e (iv) paga à vista, em moeda corrente nacional, contra a aquisição na OPA de ações de emissão da Companhia.

Parágrafo 2º - O preço de aquisição na OPA de cada ação de emissão da Companhia não poderá ser inferior a 115% (cento e quinze por cento) do seu Valor Econômico, definido em laudo de avaliação elaborado de acordo com o disposto e seguindo os procedimentos previstos no artigo 51 deste estatuto.

Parágrafo 3º - A realização da OPA mencionada no caput deste artigo não excluirá a possibilidade de outro acionista da Companhia, ou, se for o caso, a própria Companhia, formular uma OPA concorrente, nos termos da regulamentação aplicável.

Parágrafo 4º - A realização da OPA mencionada no caput deste artigo poderá ser dispensada mediante voto favorável de acionistas reunidos em assembleia geral especialmente convocada para este fim, observadas as seguintes regras:

(i) a referida assembleia geral será instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas representando mais da metade do capital, e em segunda convocação com acionistas que representem mais de 30% (trinta por cento) do capital da Companhia;

(ii) a dispensa de realização da OPA será considerada aprovada com o voto da maioria simples dos acionistas presentes, seja em primeira ou segunda convocação;

(iii) não serão computadas as ações detidas pelo Acionista Adquirente para fins de determinação do quorum de instalação, conforme item "i" acima, ou do quorum de deliberação, conforme item "ii" acima; e

(iv) O Acionista Adquirente está proibido de votar na assembleia.

Parágrafo 5º - O Acionista Adquirente estará obrigado a atender as eventuais solicitações ou as exigências da CVM relativas à OPA, dentro dos prazos máximos prescritos na regulamentação aplicável.

Parágrafo 6º - Na hipótese do Acionista Adquirente não cumprir com as obrigações impostas por este artigo, inclusive no que concerne ao atendimento dos prazos máximos (i) para a realização ou solicitação do registro da OPA, ou (ii) para atendimento das eventuais solicitações ou exigências da CVM, o Conselho de Administração da Companhia convocará assembleia geral, na qual o Acionista Adquirente não poderá votar, para deliberar a suspensão do exercício dos direitos do Acionista Adquirente que não cumpriu com qualquer obrigação imposta por este artigo, conforme disposto no artigo 120 da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo 7º - Qualquer Acionista Adquirente que adquira ou se torne titular de outros direitos, inclusive (i) Outros Direitos de Natureza Societária sobre quantidade igual ou superior a 20% (vinte

por cento) do total de ações de emissão da Companhia, ou que possam resultar na aquisição de ações de emissão da Companhia em quantidade igual ou superior a 20% (vinte por cento) do total de ações de emissão da Companhia, ou (ii) Derivativos (a) que dêem direito a ações da Companhia representando 20% (vinte por cento) ou mais das ações da Companhia, ou (b) que dêem direito ao recebimento de valor correspondente a 20% (vinte por cento) ou mais das ações da Companhia estará obrigado igualmente a, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a contar da data de tal aquisição ou do evento a realizar ou solicitar o registro, conforme o caso, de uma OPA, nos termos descritos neste artigo 47. Para fins da oferta pública mencionada neste Capítulo VII do Estatuto Social, será considerado o agregado de ações de propriedade do Acionista Adquirente somado aos outros direitos de titularidade do Acionista Adquirente, conforme mencionado neste parágrafo.

Parágrafo 8º - As obrigações constantes do artigo 254-A da Lei das Sociedades por Ações e dos artigos 44 e 45 deste Estatuto Social não excluem o cumprimento pelo Acionista Adquirente das obrigações constantes deste artigo.

Parágrafo 9º - O disposto neste artigo 45 não se aplica na hipótese de uma pessoa tornar-se titular de ações de emissão da Companhia em quantidade superior a 20% (vinte por cento) do total das ações de sua emissão em decorrência (i) da incorporação de uma outra sociedade pela Companhia, (ii) da incorporação de ações de uma outra sociedade pela Companhia (iii) do cancelamento de ações em tesouraria, ou (iv) da subscrição de ações da Companhia, realizada em uma única emissão primária, que tenha sido aprovada em assembleia geral de Acionistas da Companhia, convocada pelo seu Conselho de Administração, e cuja proposta de aumento de capital tenha determinado a fixação do preço de emissão das ações com base em Valor Econômico obtido a partir de um laudo de avaliação econômico-financeiro da Companhia realizada por instituição ou empresa especializada com experiência comprovada em avaliação de companhias abertas.

Parágrafo 10º - Para fins do cálculo do percentual de 20% (vinte por cento) do total de ações de emissão da Companhia descrito no *caput* deste artigo, não serão computados os acréscimos involuntários de participação acionária resultantes de cancelamento de ações em tesouraria ou de redução do capital social da Companhia com o cancelamento de ações.

48. A Companhia não registrará em seus livros:

(a) quaisquer transferências de propriedade de suas ações para o(s) comprador(es) do Poder de Controle ou para aqueles que vierem a deter o Poder de Controle enquanto este(s) acionista(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores a que alude o Regulamento do Novo Mercado; e

(b) Acordo de Acionistas ou acordo de voto que disponha sobre o exercício do Poder de Controle enquanto seus signatários não subscreverem o Termo de Anuência dos Controladores referidos na alínea "a" acima.

49. Na OPA a ser efetivada pelo(s) Acionista(s) Controlador(es), Grupo de Acionistas Controlador ou pela Companhia para o cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, de acordo com o artigo 51 deste Estatuto Social.

50. O(s) Acionista(s) Controlador(es) ou o Grupo de Acionistas Controlador da Companhia deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas seja porque a saída da Companhia do Novo Mercado ocorra: (i) para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado; ou (ii) em virtude de operação de reorganização societária na qual as ações da companhia resultante de tal reorganização não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado. Em ambos os caso, o preço a ser ofertado deverá corresponder, no mínimo, ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, referido no artigo 51 deste Estatuto Social, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo Único - A notícia da realização da oferta pública mencionada neste artigo deverá ser comunicada à BM&FBOVESPA e divulgada ao mercado imediatamente após a realização da assembleia geral da Companhia que houver aprovado a saída ou a referida reorganização.

51. O laudo de avaliação previsto nos artigos 49 e 50 deste Estatuto Social deverá ser elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e controladores, devendo o laudo também satisfazer os requisitos do parágrafo 1º do artigo 8º da Lei das Sociedades por Ações e conter a responsabilidade prevista no parágrafo 6º do mesmo dispositivo legal.

Parágrafo 1º - A escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia é de competência privativa da assembleia geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice. Na respectiva deliberação, não serão computados os votos em branco, devendo a mesma ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes na assembleia geral. Caso instalada em primeira convocação, a assembleia deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de Ações em Circulação, ou caso instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação.

Parágrafo 2º - Os custos de elaboração do laudo de avaliação deverão ser assumidos integralmente pelo ofertante.

52. Caso haja Controle Difuso:

(i) sempre que for aprovado, em assembleia geral, o cancelamento de registro de companhia aberta, a oferta pública de aquisição de ações referida no artigo 44 deste Estatuto Social deverá ser efetivada pela própria Companhia, sendo que, neste caso, a Companhia somente poderá adquirir as ações de titularidade dos acionistas que tenham votado a favor do cancelamento de registro na deliberação em assembleia geral após ter adquirido as ações dos demais acionistas que não tenham votado a favor da referida deliberação e que tenham aceitado a referida oferta pública; e

(ii) sempre que for aprovada, em assembleia geral, a saída do Novo Mercado, seja por registro das ações fora do Novo Mercado, seja por reorganização societária conforme previsto no artigo 50 (ii) deste Estatuto Social, a oferta pública de aquisição de ações referida no artigo 44 deste Estatuto Social deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor da respectiva deliberação em assembleia geral.

53. Na hipótese de haver Controle Difuso e a BM&FBOVESPA determinar que as cotações dos valores mobiliários de emissão da Companhia sejam divulgadas em separado ou que os valores mobiliários emitidos pela Companhia tenham a sua negociação suspensa no Novo Mercado, em virtude de descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado, o Presidente do Conselho de Administração deverá convocar, em até 2 (dois) dias da referida determinação, computados apenas os dias em que houver circulação dos jornais habitualmente utilizados pela Companhia, uma assembleia geral para substituição de todo o Conselho de Administração.

Parágrafo 1º - Caso a assembleia geral referida no caput deste artigo não seja convocada pelo Presidente do Conselho de Administração no prazo estabelecido, a mesma poderá ser convocada por qualquer acionista da Companhia.

Parágrafo 2º - O novo Conselho de Administração eleito na assembleia geral referida no *caput* e no parágrafo 1º deste artigo deverá sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado no menor prazo possível ou em novo prazo concedido pela BM&FBOVESPA para esse fim, o que for menor.

54. Na hipótese de haver Controle Difuso e a saída da Companhia do Novo Mercado ocorrer em razão do descumprimento de qualquer obrigação constante do Regulamento do Novo Mercado:

(i) caso o descumprimento decorra de deliberação em assembleia geral, a oferta pública de aquisição de ações deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implique o descumprimento; e

(ii) caso o descumprimento decorra de ato ou fato da administração da Companhia, esta deverá efetivar oferta pública de aquisição para cancelamento de registro de companhia aberta dirigida a todos os acionistas da Companhia. Caso seja deliberada, em assembleia geral, a manutenção do registro de companhia aberta da Companhia, a oferta pública de aquisição deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor dessa deliberação.

55. É facultada a formulação de uma única oferta pública de aquisição de ações, visando a mais de uma das finalidades previstas neste Capítulo VII, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM, desde que seja possível compatibilizar os procedimentos de todas as modalidades de oferta pública de aquisição e não haja prejuízo para os destinatários da oferta e seja obtida a autorização da CVM quando exigida pela legislação aplicável.

56. A Companhia ou os acionistas responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição prevista neste Capítulo VII, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM poderão assegurar sua efetivação por intermédio de qualquer acionista, terceiro e, conforme o caso, pela Companhia. A Companhia ou o acionista, conforme o caso, não se eximem da obrigação de realizar a oferta pública de aquisição até que seja concluída com observância das regras aplicáveis.

Parágrafo Único - As disposições do Regulamento do Novo Mercado prevalecerão nas hipóteses de prejuízo dos direitos dos destinatários das ofertas mencionadas no Capítulo VII.

57. Todo acionista ou Grupo de Acionistas é obrigado a divulgar, mediante comunicação ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia, na qual deverão constar as informações previstas no artigo 12 da Instrução CVM nº 358/2002, a aquisição de ações, que somadas às já possuídas, superem 2,5% (dois vírgula cinco por cento) do capital da Companhia, assim como, após atingido tal percentual, a aquisição de ações que correspondam a mais 2,5% (dois vírgula cinco por cento) do capital da Companhia ou múltiplos de tal percentual.

Parágrafo 1º - Adicionalmente ao disposto no caput deste parágrafo, a partir da data em que o Controle da Companhia passe a ser qualificado como Controle Difuso, qualquer Acionista Adquirente que atingir, direta ou indiretamente, participação em Ações em Circulação igual ou superior a 20% (vinte por cento) do capital social da Companhia, e que deseje realizar uma nova aquisição de Ações em Circulação, estará obrigado a (i) realizar cada nova aquisição na BM&FBOVESPA, vedada a realização de negociações privadas ou em mercado de balcão; (ii) previamente a cada nova aquisição, comunicar por escrito ao Diretor de Relações com Investidores

da Companhia, a quantidade de Ações em Circulação que pretende adquirir, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis da data prevista para a realização da nova aquisição de ações. O Diretor de Relações com Investidores deverá dar ampla divulgação da referida informação, por meio de comunicado ao mercado.

Parágrafo 2º - Na hipótese do Acionista Adquirente não cumprir com as obrigações impostas por este artigo, o Conselho de Administração da Companhia convocará assembleia geral, na qual o Acionista Adquirente não poderá votar, para deliberar sobre a suspensão do exercício dos direitos do Acionista Adquirente, conforme disposto no artigo 120 da Lei das Sociedades por Ações, sem prejuízo da responsabilidade do Acionista Adquirente por perdas e danos causados aos demais acionistas em decorrência do descumprimento das obrigações impostas por este artigo.

58. Os casos omissos neste Estatuto Social serão resolvidos pela assembleia geral e regulados de acordo com o que preceitua a Lei das Sociedades por Ações e pelo Regulamento do Novo Mercado.

CAPÍTULO VIII.
DO JUÍZO ARBITRAL

59. A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem nos termos do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, neste Estatuto Social, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Parágrafo Único - Sem prejuízo da validade deste artigo, qualquer das partes do procedimento arbitral terá o direito de recorrer ao Poder Judiciário com o objetivo de, se e quando necessário, requerer medidas cautelares de proteção de direitos, seja em procedimento arbitral já instituído ou ainda não instituído, sendo que, tão logo qualquer medida dessa natureza seja concedida, a competência para decisão de mérito será imediatamente restituída ao tribunal arbitral instituído ou a ser instituído.

CAPÍTULO IX.
DA LIQUIDAÇÃO DA COMPANHIA

60. A Companhia entrará em liquidação nos casos determinados em Lei, cabendo à assembleia geral eleger o liquidante ou liquidantes, e, se for o caso, o Conselho Fiscal para tal finalidade, obedecidas as formalidades legais.

CAPÍTULO X.
DISPOSIÇÕES FINAIS

61. Os casos omissos neste Estatuto Social serão resolvidos pela assembleia geral e regulados de acordo com o que preceitua a Lei das Sociedades por Ações.

62. Observado o disposto no artigo 45 da Lei das Sociedades por Ações, o valor do reembolso a ser pago aos acionistas dissidentes terá por base o valor patrimonial, constante do último balanço aprovado pela assembleia geral.

63. As publicações ordenadas pela Lei das Sociedades por Ações serão realizadas nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e o Valor Econômico.

64. O pagamento dos dividendos, aprovado em assembleia geral, bem como a distribuição de ações provenientes de aumento do capital, serão efetuados no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a partir da data em que forem declarados.

65. Os direitos e obrigações previstos nos artigos 23 e 27, no que se refere ao Diretor de Relações com Investidores, serão eficazes a partir da concessão do registro de companhia aberta pela CVM. As disposições constantes dos capítulos VII e VIII deste Estatuto somente serão eficazes a partir da publicação do anúncio de início de distribuição pública de ações, referente à uma primeira distribuição pública de ações, caso a Companhia decida fazê-la após a obtenção de seu respectivo registro de companhia aberta perante a CVM e sua listagem no Novo Mercado.

* * *

ATA DE ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA COMPANHIA QUE APROVOU A REALIZAÇÃO DA OFERTA

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.
CNPJ 10.629.105/0001-68
NIRE 33.3.0029084-2

ATA DAS ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA
REALIZADAS EM 31 DE AGOSTO DE 2010

1) **DATA, HORA E LOCAL DA ASSEMBLEIA**: Aos 31 dias do mês de agosto de 2010, às 15:00h, na sede da HRT Participações em Petróleo S.A. ("Companhia" ou "HRTP"), localizada na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, nº 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar (parte), Copacabana, CEP 22021-000.

2) **CONVOCAÇÃO**: Editais de convocação devidamente publicados em 3 (três) edições do Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e do jornal Valor Econômico, conforme o disposto no artigo 124, da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações").

3) **PRESENÇA**: Presentes acionistas representando 89,63% (oitenta e nove vírgula sessenta e três por cento) do capital social da Companhia, conforme assinaturas constantes do "Livro de Registro de Presença de Acionistas" da HRTP. Em atendimento ao disposto no parágrafo primeiro do artigo 8º da Lei das Sociedades por Ações, estava presente representante da Premium Auditores e Consultores Ltda., sociedade especializada responsável pela elaboração do laudo de avaliação referido no item 6(j) abaixo.

4) **MESA**: Nos termos do parágrafo primeiro do artigo 11 do Estatuto Social da Companhia, assumiu a presidência dos trabalhos o Sr. Marcio Rocha Mello, presidente do Conselho de Administração da HRTP, que convidou o membro do Conselho de Administração John Milne Albuquerque Forman para secretariar os trabalhos das Assembleias e a Sra. Beatriz Marques de Barros para assessorar nos trabalhos.

5) **ORDEM DO DIA**:

a) confirmar a autorização constante do Acordo de Acionistas da Companhia, para que esta realize uma oferta pública inicial primária de ações ordinárias, de emissão da Companhia no Brasil, com esforços de colocação no exterior ("Oferta");

b) adesão da Companhia ao Novo Mercado, segmento especial de listagem de ações da BM&FBOVESPA - Bolsa da Valores, Mercadorias e Futuros S.A. ("BM&FBOVESPA"), nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia;

c) alteração do Estatuto Social da Companhia, com o fim de adaptá-lo ao Regulamento do Novo Mercado e refletir as exigências que tenham sido apresentadas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e pela BM&FBOVESPA no âmbito do pedido de registro de companhia aberta e de admissão à negociação pública de ações ordinárias da Companhia no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, bem como consolidá-lo;

d) analisar a necessidade e deliberar sobre desdobramento ou grupamento de ações da Companhia no âmbito da Oferta;

e) autorização para o Conselho de Administração da Companhia aprovar todos os termos e condições da Oferta, inclusive, mas não se limitando a (a) deliberação sobre o aumento do capital social a ser realizado no contexto da Oferta; (b) fixação do preço de emissão das ações objeto da Oferta; (c) aprovação dos prospectos preliminar e definitivo de distribuição pública primária de ações e o *Offering Memorandum* da Oferta; (d) destinação dos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da Oferta; (e) autorizar a Diretoria a celebrar todos os contratos, firmar todos os documentos e praticar todos os atos relacionados à Oferta, observadas as regras de representação da Companhia contidas no Estatuto Social; (f) ratificação de todos os atos praticados pelos membros da administração da Companhia em relação à Oferta;

f) eleição de membros do Conselho de Administração da Companhia;

g) definição e aprovação de novo montante de remuneração anual para membros da administração da Companhia;

h) aprovação de plano de incentivos por metas já alcançadas;

i) aprovação de novo plano de *stock options*, com eficácia após o IPC da Companhia;

j) incorporação da BN 31 Participações Ltda. ("BN 31") pela HRTP, para conclusão da compra da Ranger Participações Ltda. ("Ranger"), e execução de todos os atos e procedimentos necessários para efetivação da mesma; e

k) aprovar a outorga de 16 (dezesseis) opções de compra de ações ordinárias de emissão da Companhia, concedidas no âmbito do Primeiro Programa de Opções de Compra ou Subscrição de Ações da HRTP aprovado pela Assembléia em 14 de maio de 2010, representativas de 513 (quinhentas e treze) ações.

6) **DELIBERAÇÕES**: Os acionistas presentes debateram os assuntos constantes da ordem do dia desta Assembleia Geral e aprovaram o que segue:

a) pela unanimidade dos votos dos acionistas presentes, foi confirmada a aprovação contida no Acordo de Acionistas da Companhia para que a mesma realize a Oferta, mediante registro na CVM e com esforços de colocação de ações no exterior;

b) pela unanimidade dos votos dos acionistas presentes, foi confirmada a aprovação contida no Acordo de Acionistas da Companhia para a Companhia aderir ao Novo Mercado, segmento especial de listagem de ações da BM&FBOVESPA;

c) pela unanimidade dos votos dos acionistas presentes, foi aprovada a reforma do Estatuto Social da Companhia, já adaptado ao Regulamento do Novo Mercado e refletindo as exigências apresentadas pela CVM e pela BM&FBOVESPA no âmbito do pedido de registro de companhia aberta da Companhia e da admissão à negociação pública das ações ordinárias da Companhia no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, bem como o Plano de Alçadas para 2010 referido na alínea "m" do artigo 13 do novo Estatuto, nos termos dos Anexos I e II à presente ata;

d) pela unanimidade dos votos proferidos, foi aprovado o grupamento / desdobramento das ações ordinárias de emissão da Companhia, conforme se faça necessário para a realização da Oferta;

e) pela unanimidade dos votos proferidos, registrada a abstenção da acionista Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC, foi aprovada a autorização para que o Conselho de Administração da Companhia (i) aprove o aumento do capital social a ser realizado no contexto da Oferta; (ii) fixe o preço de emissão das ações objeto da Oferta, no âmbito do aumento de capital referido no item (i) anterior; (iii) aprove o conteúdo dos prospectos preliminar e definitivo de distribuição pública primária de ações e do *Offering Memorandum* da Oferta; (iv) aprove a destinação dos recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da Oferta; (v) aprove a autorização à Diretoria da Companhia para celebrar todos os contratos, firmar todos os documentos e praticar todos os atos relacionados à Oferta; e (f) ratifique todos os atos praticados pelos membros da administração da Companhia em relação à Oferta.

f) Preliminarmente, o Sr. Marcio Rocha Mello consignou o recebimento de carta de renúncia subscrita pelo Sr. Alexander Matthew Klabin, datada de 23 de agosto de 2010 e efetiva nesta data, ao cargo de membro titular do Conselho de Administração da Companhia, agradecendo pela dedicação à Companhia no exercício de sua função. O Presidente declarou, ainda, a decadência do direito a posse pelo Sr. Daniel Farb, eleito para o Conselho de Administração da Companhia em 30 de abril de 2010, tendo em vista o não cumprimento integral do parágrafo segundo do artigo 146 da Lei das Sociedades por Ações. Adicionalmente e para que não houvesse dúvida, o Sr. John Forman, secretário da Assembleia, informou aos acionistas que o Sr. Brian Lakes Frank decidiu permanecer no exercício cargo de membro titular do Conselho de Administração.

Em seguida, foi aprovada pela unanimidade dos presentes, com abstenção da acionista North Pole Capital Master Fund ("North Pole"), a eleição dos Srs. **John Anderson Willott**, cidadão norte americano, casado, geofísico, residente e domiciliado na 250 NW Ridge Rd, Jackson, Wy. 83002, nos Estados Unidos da América e portador do passaporte nº P 444838449; e **William Lawrence Fisher**, cidadão norte americano, casado, geólogo e professor, residente e domiciliado na 8705 Ridgehill Drive, Austin, Texas, nos Estados Unidos da América e portador do passaporte nº P22357314, como membros titulares do Conselho de Administração da Companhia. Os Srs. John A. Willott e William L. Fisher servirão pelo mandato de 2 (dois) anos, de acordo com o novo Estatuto Social da Companhia.

Desta forma, segue abaixo a composição do Conselho de administração da Companhia, com 9 (nove) membros titulares, conforme o novo Estatuto da Companhia:

(i) ANTONIO CARLOS SOBREIRA DE AGOSTINI, brasileiro, casado engenheiro, residente e domiciliado na Rua Jorge Natal Pinheiro da Costa, nº 140, Barra da Tijuca, cidade do Rio de Janeiro, RJ, portador da carteira de identidade nº 2967332-SSP/SP, e inscrito no CPF/MF sob o nº 031.477.977-91;

(ii) BRIAN LAKES FRANK, cidadão norte americano, casado, investidor, residente e domiciliado em 645 Fifth Avenue, 21st Floor, New York, na cidade de New York, nos Estados Unidos da América, portador de passaporte nº 056968630, e inscrito no CPF sob o nº 061.142.367-31;

(iii) DERRICK BEECHER QUEEN, cidadão americano, casado, investidor residente e domiciliado na Park Avenue, nº 399, na cidade de Nova

Iorque, nos Estados Unidos da América, portador de passaporte nº 464684642, e inscrito no CPF sob o nº 06.126.007-73;

(iv) EDUARDO DE FREITAS TEIXEIRA, brasileiro, casado, economista, residente e domiciliado na SQS 314, bloco A, apt. 503 – Asa Sul, Brasília, DF, portador da carteira de identidade nº 3333259-4, expedida pelo IFP-RJ, e inscrito no CPF/MF sob o nº 310.977.407-06;

(v) JOHN MILNE ALBUQUERQUE FORMAN, brasileiro, casado, geólogo, residente e domiciliado na Praia do Flamengo, nº 378, apt. 701, Flamengo, na cidade do Rio de Janeiro, RJ, portador da carteira de identidade nº 01.148.428-4, expedida pela Secretaria de Estado da Casa Civil, DETRAN - Diretoria de Identificação Civil, e inscrito no CPF/MF sob o nº 030.922.917-00;

(vi) MARCIO ROCHA MELLO, brasileiro, casado, geólogo, residente e domiciliado na Avenida Vieira Souto, nº 284, apt. 401, Ipanema, na cidade do Rio de Janeiro, RJ, portador da carteira de identidade nº 2.225-D, expedida pelo CREA-DF, inscrito no CPF sob nº 146.282.101-44;

(vii) MICHAEL STEPHEN VITTON, cidadão norte americano, casado, investidor, residente e domiciliado em 16 Otter Rock Drive, nº 0, na cidade de Greenwhich, nos Estados Unidos da América, portador de passaporte nº 4363.22659, e inscrito no CPF sob o nº 060.129.727-09

(viii) JOHN ANDERSON WILLOTT, cidadão norte americano, casado, geofísico, residente e domiciliado na 250 NW Ridge Rd, Jackson, Wy. 83002, nos Estados Unidos da América e portador do passaporte nº P 444838449; e

(ix) WILLIAN LAWRENCE FISHER, cidadão norte americano, casado, geólogo e professor, residente e domiciliado na 8705 Ridgehill Drive, Austin, Texas, nos Estados Unidos da América e portador do passaporte nº P22357314.

g) pela unanimidade dos votos proferidos, foi aprovada a fixação de novo montante global anual da remuneração dos administradores para o exercício social de 2010, em R$ 7.384.860,00 (sete milhões, trezentos e oitenta e quatro mil, oitocentos e sessenta reais), equivalente ao montante de US$ 4.200.000,00 (quatro milhões e duzentos mil dólares dos Estados Unidos) convertido pela P-TAX de 30 de agosto de 2010, cem

prejuízo de montante a título variável a ser previsto em programas de incentivo. O montante global ora aprovado deverá ser repartido entre os administradores da Companhia conforme deliberação do Conselho de Administração, em cumprimento ao artigo 22, IV do Estatuto Social da Companhia;

h) Foi consignado o recebimento de propostas de plano de incentivos por metas já alcançadas (i) da Companhia, preparada com a assistência do escritório Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga ("Mattos Filho") e da consultoria Hay Group; e (ii) dos acionistas CAI Investment Strategies LLC ("CAI"), MSD Energy Investments Private I, LLC ("MSD"), Senator Global Opportunity Fund LP e Senator HRT LLC ("Senator I e II"), também elaborada com a assistência do escritório Mattos Filho, as quais ficam arquivadas na sede da Companhia como Docs. I e II.

Ambas as propostas foram submetidas à aprovação, tendo sido aprovada pela unanimidade dos votos proferidos, registrada a abstenção dos acionistas Rovida Strategic Investments LLC ("Rovida"), Brant Investments Limited ITF: RBC Asset Management Inc., como representante de RBC Global Resources Fund ("RBC"), North Pole, George Lee Hanseth, Eduardo de Freitas Teixeira, John Milne Albuquerque Forman, Antonio Agostini, Luis Sguissardi e Marcio da Rocha Mello, a proposta recebida pela CAI, MSD e Senator I e II, conforme documento de 30 de agosto de 2010 (Anexo III), tendo sido esclarecido pelo representante do acionista CAI que a proposta deve ser corrigida para contemplar, como beneficiários, todos os empregados da HRTP e de suas subsidiárias - HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. e Integrated Petroleum Expertise Company - Serviços em Petróleo Ltda. Os Srs. Eduardo de Freitas Teixeira e John Milne Albuquerque Forman se declararam conflitados por serem partes interessadas, e se retiraram do local no momento em que a matéria foi debatida, solicitando que o fato constasse em ata;

i) Foi consignado o recebimento de propostas de novo plano de *stock options* da Companhia, com eficácia após a efetiva colocação de ações de emissão da Companhia no âmbito da Oferta, (i) da Companhia, preparada com a assistência do escritório Mattos Filho e da consultoria Hay Group; e (ii) do acionista CAI, também elaborado com a assistência do escritório Mattos Filho, os quais ficam arquivados na sede da Companhia como Docs. III e IV. Tendo em vista a nova estrutura societária que será formada após a Oferta, foi aprovado pela unanimidade dos votos proferidos, com a abstenção dos acionistas Rovida, North Pole, George Lee Hanseth, RBC, CD Capital (UK) Ltd. e Carnela Daniele, adiar a deliberação com relação ao assunto. O Sr. Derrick Queen agradeceu ao Sr. John Forman pela condução profissional do processo adotado pela Companhia na elaboração de sua proposta;

j) pela unanimidade dos votos proferidos, registrada a abstenção do Sr. Marcio da Rocha Mello, que se declarou parte interessada, foi autorizada a incorporação da BN 31 pela Companhia, necessária para conclusão da compra da Ranger ("Incorporação"), mediante a aprovação:

(i) da ratificação da contratação de Premium Auditores e Consultores Ltda., sociedade estabelecida na Cidade de Rio Bonito, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Presidente Castelo Branco nº 66, sala 301 (parte), inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 06.297.425/0001-90 e registrada no Conselho Regional de Contabilidade do Estado do Rio de Janeiro CRC-RJ sob no 003970/7 ("Avaliador"), responsável pela elaboração do laudo de avaliação do patrimônio líquido da BN 31 datado de 30 de agosto 2010 ("Laudo de Avaliação");

(ii) do Laudo de Avaliação (Anexo IV);

(iii) do Protocolo e Justificação da Incorporação da BN 31 pela HRTP S.A. datado de 30 de agosto de 2010 ("Protocolo") (Anexo V);

(iv) da incorporação da BN 31 pela Companhia, nos termos do Protocolo, com a consequente extinção da BN 31;

(v) em função da Incorporação, o aumento do capital social da Companhia mediante a emissão de 730 (setecentas e trinta) ações ordinárias de emissão da Companhia, as quais foram integralmente subscritas pelo antigo acionista da BN 31, conforme indicado no Protocolo, e integralizadas por meio da versão do acervo líquido da BN 31 ao patrimônio da Companhia. Os acionistas registraram que as ações ora emitidas possuem as mesmas características das ações ordinárias já existentes, participando em igualdade de condições em todos os benefícios concedidos as mesmas, inclusive com relação a dividendos e eventuais remunerações de capital que vierem a ser distribuídos pela Companhia;

(vi) em função do referido aumento de capital, a alteração do *caput* do artigo 5º do Estatuto Social da Companhia, o qual passará a vigorar com a redação transcrita no Anexo I, qual seja:

"*5. O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado, é de R$4.733.336,21 (quatro milhões, setecentos e trinta e três mil, trezentos e trinta e seis reais e vinte e um centavos), dividido em 255.706 (duzentas e cinqüenta e cinco mil setecentas e seis) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.*"

(vii) a concessão de autorização para a Diretoria da Companhia tomar todas as providências necessárias para a conclusão da Incorporação e das deliberações ora aprovadas, tendo sido ratificados todos os atos já praticados pela Diretoria da Companhia para este fim; e

(viii) considerando as deliberações aprovadas acima, consolidar o Estatuto Social da Companhia na forma do Anexo I;

k) pela unanimidade dos votos proferidos foi aprovada a outorga de 16 (dezesseis) opções de compra de ações ordinárias de emissão da Companhia, concedidas no âmbito do Primeiro Programa de Opções de Compra ou Subscrição de Ações da HRTP aprovado pela Assembleia Geral de Acionistas da Companhia realizada em 14 de maio de 2010 ("Primeiro Programa de Stock Options"), representativas de 513 (quinhentas e treze) ações, conforme distribuição constante de documento arquivado na sede da Companhia como Doc. V. Foi aprovada pelos acionistas a outorga de opções representativas de 100 (cem) ações cada, para o Sr. John Anderson Willott e o Sr. Willian Lawrence Fisher, nos mesmos termos estabelecidos pelo Primeiro Programa de Stock Options da Companhia.

7) **ENCERRAMENTO:** Nada mais havendo a ser tratado, foi encerrada a Assembleia, da qual se lavrou a presente ata que, lida e achada conforme, foi assinada em 04 (quatro) vias de igual teor pelos acionistas presentes, que aprovaram a publicação de ata com omissão das assinaturas.

Rio de Janeiro, 31 de agosto de 2010.

Cerifico que a presente é cópia fiel da original lavrada em livro próprio.

MARCIO ROCHA MELLO
Presidente da Assembleia

JOHN MILNE ALBUQUERQUE FORMAN
Secretário da Assembleia

JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
Nome : HRT PARTICIPACOES EM PETROLEO S A
Nire : 33.3.0029084-2
Protocolo : 00-2010/278469-8 - 01/09/2010
CERTIFICO O DEFERIMENTO EM 09/09/2010, E O REGISTRO SOB O NÚMERO E DATA ABAIXO.

00002087979
DATA : 09/09/2010

Valéria G. M. Serra
SECRETÁRIA GERAL

MINUTA DA ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA QUE APROVARÁ O AUMENTO DE CAPITAL E O PREÇO POR AÇÃO

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

CNPJ/MF: 10.629.105/0001-68
NIRE: 33.3.0029084-2

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO REALIZADA EM [●] DE [●] DE 2010

1. Data, Hora e Local: Aos [●] de [●] de 2010, às 10 horas, na sede social da HRT Participações em Petróleo S.A. ("Companhia"), na Avenida Atlântica, 1130, Entrada 1, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, CEP 22021-000.

2. Convocação e Presenças: Dispensada a convocação em razão da presença da totalidade dos membros do Conselho de Administração da Companhia**.**

3. Mesa: Presidente: Sr. [Marcio Rocha Mello]; Secretário: Sr. [John Milne Albuquerque Forman].

4. Ordem do Dia: Deliberar sobre: **(i)** aprovação do aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado, mediante emissão de ações ordinárias a serem distribuídas por oferta pública primária de ações no Brasil e com esforços de colocação no exterior; **(ii)** fixação do preço de emissão das ações objeto do aumento de capital social e respectiva justificativa; **(iii)** exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia na subscrição das novas ações ordinárias; **(iv)** determinação da forma de subscrição e integralização das ações a serem emitidas pela Companhia; **(v)** determinação dos direitos que as ações a serem emitidas conferirão a seus titulares; **(vi)** aprovação do Prospecto Definitivo utilizado na distribuição pública primária, bem como do respectivo *Final Offering Circular*; e **(vii)** destinação dos recursos a serem auferidos pela Companhia em decorrência do aumento de capital.

5. Deliberações: Pela unanimidade dos presentes e sem reservas, foram tomadas as seguintes deliberações:

(i) Foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, no montante de R$[●], o qual passará de R$[●] para R$[●], mediante a emissão de [●] ([●]) ações ordinárias ("Ações da Oferta"), todas nominativas escriturais e sem valor nominal, que serão objeto de distribuição pública primária a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n.° 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), sob coordenação do [●] ("[●]" ou "Coordenador Líder") e do [●] ("[●]" e, em conjunto com o Coordenador Líder, "Coordenadores"), a qual foi aprovada pela Companhia na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em [●] de [●] de 2010. Foram realizados esforços de colocação no exterior, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, Banco Central do Brasil e CVM, nos Estados Unidos da América, para

investidores institucionais qualificados, conforme definido na *Rule* 144A editada pela *Securities and Exchange Commission* ("SEC"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *Securities Act* de 1933 ("*Securities Act*") e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act* e, nos demais países, de acordo com a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor e em conformidade com a *Regulation* S editada pela SEC ("Oferta");

(ii) Foi aprovado o preço de emissão das Ações da Oferta de R$[●] ([●]) por ação, com base no resultado do procedimento de coleta de intenções de investimento ("Procedimento de *Bookbuilding*") conduzido pelos Coordenadores, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400, e de acordo com o artigo 170, §1°, III da Lei n.° 6.404/76, de modo que tal preço não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia;

(iii) Foi aprovada a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição das Ações da Oferta, em conformidade com o disposto no artigo 172 da Lei n.° 6.404/76;

(iv) As Ações da Oferta deverão ser integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional;

(v) As Ações da Oferta terão os mesmos direitos conferidos às demais ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos do Estatuto Social da Companhia e da legislação aplicável, fazendo jus ao recebimento de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia, após a data de liquidação da Oferta;

(vi) Foi aprovado o inteiro teor do Prospecto Definitivo utilizado na Oferta, bem como do respectivo *Final Offering Circular*; e

(vii) Foi aprovada a utilização dos recursos a serem obtidos pela Companhia provenientes da Oferta, de acordo com o previsto no Prospecto Definitivo utilizado na mesma.

6. Encerramento: Nada mais havendo a tratar, foi a presente ata lavrada, lida, aprovada e assinada pela totalidade dos presentes e pelo Presidente e Secretário da Mesa. **Assinaturas**: Mesa: Presidente: Sr. [Marcio Rocha Mello]. Secretário: Sr. [John Milne Albuquerque Forman]. **Membros do Conselho de Administração presentes**: [Márcio Rocha Mello, Eduardo de Freitas Teixeira, John Milne Albuquerque Forman, Antonio Carlos Sobreira de Agostini, Michael Stephen Vitton, Brian Lakes Frank e Alexander Matthew Klabin].

A presente é cópia fiel da ata lavrada em livro próprio.

_____

[**John Milne Albuquerque Forman**]
Secretário

DECLARAÇÕES DA COMPANHIA, DOS ACIONISTAS VENDEDORES E DO COORDENADOR LÍDER PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM N.º 400, DE 29 DE DEZEMBRO DE 2003, CONFORME ALTERADA

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

HRT
PARTICIPAÇÕES

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A., sociedade por ações, com sede na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, nº 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 10.629.105/0001-68 ("Companhia"), no âmbito da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Companhia, livres e desembaraçados de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta"), em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400") e demais disposições legais aplicáveis, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), pelo Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e pelo Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e Goldman Sachs, "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários contratadas para participar da Oferta ("Coordenadores Contratados") e de determinadas corretoras e/ou outras instituições integrantes do sistema de distribuição autorizadas a operar na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, as quais realizarão esforços de colocação das ações objeto da Oferta, exclusivamente junto a investidores qualificados ("Corretoras" e, conjuntamente com os Coordenadores e os Coordenadores Contratados, "Instituições Participantes da Oferta"), incluindo esforços de colocação de ações no exterior, a serem realizados pelo Credit Suisse Securities (USA) LLC, pelo Goldman Sachs & Co. e pelo Citigroup Global Markets Inc.("Agentes de Colocação Internacional") e por determinadas instituições financeiras a serem contratadas, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, definidos em conformidade com a Regra 144A, do *Securities Act* de 1933, conforme alterado ("Regra 144A" e "*Securities Act*", respectivamente), nos termos de isenção de registro previstas no *Securities Act*, e junto a investidores nos demais países, que não os Estados Unidos da América e o Brasil, nos termos do *Regulation S* editado pela *Securities and Exchange Commission* ("SEC") ao amparo do *Securities Act* ("Investidores Estrangeiros"), que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, pela CVM e pelo Banco Central do Brasil, declara ser responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400 e, considerando que:

(i) a Companhia e os Coordenadores constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(ii) para realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, suas controladas e suas subsidiárias, iniciada em 24 de fevereiro de 2010 (a "Auditoria"), sendo que a Auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária de Ações da Companhia (o "Prospecto Definitivo");

(iii) a Companhia disponibilizou, para análise dos Coordenadores e seus consultores legais, todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária de Ações da Companhia (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia, para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iv) além dos documentos a que se refere o item (iii) acima, foram solicitados documentos e informações adicionais relativos à Companhia; e

(v) a Companhia em conjunto com os Coordenadores, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e através de seus próprios assessores jurídicos.

Adicionalmente, a Companhia declara, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400, que:

(i) o Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua publicação, todas as informações relevantes a respeito da Oferta e da Companhia, suas atividades e os riscos inerentes às mesmas, sua situação econômico-financeira e outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e

(ii) o Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes.

Rio de Janeiro, 5 de outubro de 2010.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Nome: Marcio Rocha Mello
Cargo: Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores

Nome: Eduardo de Freitas Teixeira
Cargo: Diretor-Financeiro

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

ROVIDA STRATEGIC INVESTMENTS LLC, sociedade constituída sob a forma de limited liability company, de acordo com as leis do Estado norte-americano de Delaware, EUA, com sede em 299 Park Avenue, New York, NY 10171, EUA, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 11.184.446/0001-30, neste ato representada na forma de seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

ROVIDA STRATEGIC INVESTMENTS LLC declara que:

(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

24 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR

ROVIDA STRATEGIC INVESTMENTS LLC

By: _____

Name: Michael J. Dougherty
Title: Manager

154792v2

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

North Pole Capital Master Fund, sociedade constituída de acordo com as leis de Cayman Islands, com sede em Grand Cayman, Cayman Islands, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 11.187.205/0001-44, neste ato representada de acordo com seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

North Pole Capital Master Fund declara que:

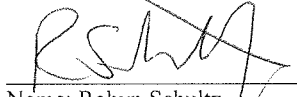
(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

23 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR



Nome: Robyn Schultz
Cargo: VP & CCO, Polar Securities Inc (as IA for North Pole Capital Master Fund

#4824-8098-4071v3

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

Anaconda Capital, LLC, sociedade constituída de acordo com as leis de **Colorado, USA**, com sede em **31286 Silverleaf Oak, Evergreen, Colorado, 80439, USA**, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. **11.275.282/0001-56**, neste ato representada de acordo com seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

Anaconda Capital, LLC declara que:

(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

28 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR



Nome: Christopher Dries

Cargo: Member Anaconda Capital

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

O-CAP Brazil Trading LLC, sociedade constituída de acordo com as leis de United States of America, com sede em 712 Fifth Avenue, 26th floor. NY, NY 10019, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 11.184.437/0001-49, neste ato representada de acordo com seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

O-CAP Brazil Trading LLC declara que:

(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

22 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR

Nome: Michael Olshan
Cargo: as authorized signatory on behalf of each member

#4824-8098-4071v3

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

Steamboat Ventures, LLC, sociedade constituída de acordo com as leis de **Denver, Colorado, USA**, com sede em **1999 Broadway, Suite 4300, Denver, Colorado, 80202, USA**, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. **11.187.198/0001-80**, neste ato representada de acordo com seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

Steamboat Ventures, LLC declara que:

(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

28 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR

Nome: J Landis Martin

Cargo: Member Steamboat Ventures, LLCC

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

BLACK SHEEP PARTNERS, LLC, sociedade constituída de acordo com as leis de Estado do Delaware, com sede em 900 N. Michigan Ave., Suite 1900, Chicago, IL 60611, Unidos da America, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 11.187.195/0001-47, neste ato representada de acordo com seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

BLACK SHEEP PARTNERS, LLC declara que:

(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

23 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR

Nome: Brian Black
Cargo: Managing Member

#4824-8098-4071v3

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

BLACK SHEEP PARTNERS II, LLC, sociedade constituída de acordo com as leis de Estado do Delaware, com sede em 900 N. Michigan Ave., Suite 1900, Chicago, IL 60611, Unidos da America, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 11.184.441/0001-07, neste ato representada de acordo com seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

BLACK SHEEP PARTNERS II, LLC declara que:

(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

23 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR

Nome: Brian Black
Cargo: Managing Member

#4824-8098-4071v3

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

BRIAN C. BLACK TRUST DATED SEPTEMBER 25, 2007, sociedade constituída de acordo com as leis de Estado do Delaware, com sede em 2338 N. Geneva Terrace, Chicago, IL 60614, Unidos da America, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. 11.184.443/0001-04, neste ato representada de acordo com seus atos constitutivos, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

BRIAN C. BLACK TRUST DATED SEPTEMBER 25, 2007 declara que:

(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

23 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR

Nome: Brian Black
Cargo: Trustee

#4824-8098-4071v3

DECLARAÇÃO PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

GEORGE L. HANSETH, estadunidense, casado, aposentado, residente e domiciliado em 61704 Broken Top Drive, Bend, Oregon, 97702, Oregon, inscrito no CPF/MF sob o nº. 061.014.687-47, na qualidade de Acionista Vendedor (conforme definido abaixo) no âmbito da oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (a "Companhia"), todas livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames (a "Oferta" e as "Ações", respectivamente), a ser realizada pela Companhia e determinados acionistas vendedores indicados no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, conforme definido abaixo ("Acionistas Vendedores"), no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, sujeita a registro na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03, conforme alterada, a ser coordenada pelo Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Coordenador Líder"), Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A. ("Goldman Sachs") e Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio Títulos e Valores Mobiliários S.A. ("Citi" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Goldman Sachs, os "Coordenadores"), com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição e corretoras autorizadas a operar na BM&FBovespa S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, incluindo, simultaneamente, e com esforços de colocação das Ações no exterior, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("*SEC*"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *U.S. Securities Act of 1933*, conforme alterado ("*Securities Act*"), e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela *SEC*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("Banco Central") e pela CVM, vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, expor e declarar o quanto segue:

CONSIDERANDO QUE:

(a) A Companhia, os Acionistas Vendedores e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, iniciada em 24 de fevereiro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRT Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da HRTP Participações em Petróleo S.A. (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) A Companhia e os Acionistas Vendedores, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

George L. Hanseth declara que:

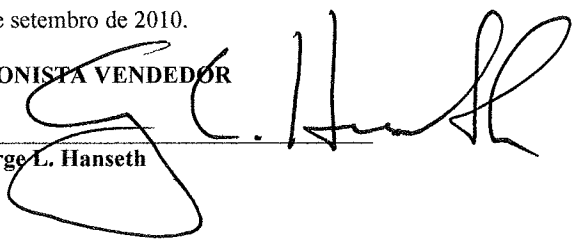
(i) É responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta;

(ii) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e que o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações, da Companhia, das atividades da Companhia, da situação econômico-financeira da Companhia, dos riscos inerentes às suas atividades, e quaisquer outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

25 de setembro de 2010.

ACIONISTA VENDEDOR



George L. Hanseth

CREDIT SUISSE

DECLARAÇÃO DO COORDENADOR LÍDER
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400

Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, n.º 3064, 12º, 13º e 14º andares (parte), inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 33.987.793/0001-33, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, na qualidade de coordenador líder ("Coordenador Líder") da Oferta Pública de Distribuição Primária e Secundária de Ações Ordinárias da HRT Participações em Petróleo S.A. ("Companhia"), cujo pedido de registro está sob análise dessa d. Comissão de Valores Mobiliários ("Oferta"), vem, pela presente, nos termos do artigo 56, parágrafo 5º da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400") declarar o quanto segue:

DECLARAÇÃO

Considerando que:

(i) a Companhia, os Acionistas Vendedores e o Coordenador Líder constituíram seus respectivos assessores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(ii) tendo em vista a realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia e em suas subsidiárias, iniciada em maio de 2010, a qual prosseguirá até a divulgação do prospecto definitivo da Oferta ("Prospecto Definitivo");

(iii) por solicitação do Coordenador Líder, a Companhia contratou seus auditores independentes para aplicação dos procedimentos previstos nos termos do Pronunciamento IBRACON NPA Nº 12, de 7 de março de 2006, com relação ao prospecto preliminar da Oferta ("Prospecto Preliminar") e ao Prospecto Definitivo;

(iv) a Companhia e os Acionistas Vendedores disponibilizaram os documentos que consideraram relevantes para a Oferta;

(v) além dos documentos a que se refere o item (iv) acima, foram solicitados pelo Coordenador Líder documentos e informações adicionais relativos à Companhia e aos Acionistas Vendedores;

(vi) conforme informações prestadas pela Companhia e pelos Acionistas Vendedores, estes disponibilizaram, para análise do Coordenador Líder e de seus consultores legais, todos os documentos, bem como foram prestadas todas as informações, considerados relevantes sobre os negócios da Companhia, com o fim de permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada sobre a Oferta; e

CREDIT SUISSE Depto Jurídico

IBD

IBD

CREDIT SUISSE

(vii) a Companhia e os Acionistas Vendedores, em conjunto com o Coordenador Líder, participaram da elaboração do Prospecto Preliminar e participarão da elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e através de seus consultores legais.

O Coordenador Líder declara que tomou cautela e agiu com elevados padrões de diligência, respondendo pela falta de diligência ou omissão, para assegurar que:

(i) as informações prestadas pela Companhia e pelos Acionistas Vendedores são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e

(ii) as informações prestadas ao mercado durante todo o prazo de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro da Companhia, e/ou que venham a integrar o Prospecto Preliminar e o Prospecto Definitivo, são suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta.

O Coordenador Líder ainda declara que:

(i) o Prospecto Preliminar contém e o Prospecto Definitivo conterá, nas suas respectivas datas de divulgação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Oferta, das ações a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes; e

(ii) o Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo a Instrução CVM 400.

São Paulo, 01 de outubro de 2010.

BANCO DE INVESTIMENTOS CREDIT SUISSE (BRASIL) S.A.

Nome: José Olympio V. Pereira
Cargo:

Nome: Anibal Cardoso Joaquim
Cargo:

CREDIT SUISSE Depto Jurídico

IBD

IBD

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO COMPREENDIDO ENTRE 17 DE JULHO E 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E RESPECTIVO PARECER DO AUDITOR INDEPENDENTE

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

Demonstrações Financeiras

HRT Participações em Petróleo S.A.

Período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009
com Parecer dos Auditores Independentes

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações financeiras

Período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009

Índice

Parecer dos auditores independentes .....

Demonstrações financeiras auditadas

Balanços patrimoniais.....
Demonstrações dos resultados .....
Demonstração das mutações do patrimônio líquido.....
Demonstrações dos fluxos de caixa .....
Demonstrações do valor adicionado.....
Notas explicativas às demonstrações financeiras.....

Centro Empresarial Botafogo
Praia de Botafogo, 300
13º Andar - Botafogo
22250-040 – Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Tel: (5521) 2109-1400
Fax: (5521) 2109-1600
www.ey.com.br

Parecer dos auditores independentes

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
HRT Participações em Petróleo S.A.
Rio de Janeiro - RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial da HRT Participações em Petróleo S.A. e o balanço patrimonial consolidado da HRT Participações em Petróleo S.A. e empresas controladas, levantados em 31 de dezembro de 2009, e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado correspondentes ao período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e empresas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e empresas controladas, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da HRT Participações em Petróleo S.A. e a posição patrimonial e financeira da HRT Participações em Petróleo S.A. e empresas controladas em 31 de dezembro de 2009, os resultados de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido, os seus fluxos de caixa e o valor adicionado nas operações referentes ao período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. A controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda irá prospectar reservas de petróleo e gás em suas concessões. A exploração de reservas de petróleo e gás requer investimentos em montantes significativos e podem não resultar em descoberta de reservas economicamente viáveis.

5. Conforme comentado na nota explicativa 2.2, as demonstrações contábeis reapresentadas anexas contêm modificações, com as quais concordamos, em relação àquelas originalmente apresentadas, sobre as quais emitimos parecer sem ressalvas datado de 15 de março de 2010.

Rio de Janeiro, 15 de março de 2010 (exceto pela nota explicativa 2.2, cuja data é 15 de julho de 2010)

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6-F-RJ



Mauro Moreira
Contador - CRC-1-RJ-072.056-0

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Balanços patrimoniais
31 de dezembro de 2009
(Em milhares de reais)

	Controladora	Consolidado
Ativo		
Ativo circulante		
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5)	258.391	**344.759**
Contas a Receber (Nota 6)	-	**8.019**
Tributos a recuperar (Nota 7)	502	**1.172**
Outros Créditos	326	**1.920**
Total do ativo circulante	259.219	**355.870**
Ativo não circulante		
Partes relacionadas (Nota 14)	3.000	**4.556**
Investimentos (Nota 8)	149.761	**-**
Imobilizado (Nota 9)	12	**4.485**
Intangível (Nota 10)	-	**52.950**
Total do ativo não circulante	**152.773**	**61.991**
Total do ativo	**411.992**	**417.861**

	Controladora	Consolidado
	Reapresentado (Nota 2.2)	
Passivo e Patrimônio Líquido		
Passivo circulante		
Fornecedores	-	156
Obrigações trabalhistas	-	1.338
Tributos e contribuições sociais (Nota 11)	5.106	7.452
Imposto de renda e contribuição social (Nota 12)	-	1.050
Outras obrigações	20	999
Total do passivo circulante	5.126	10.995
Patrimônio líquido (Nota 13)		
Capital social	4.720	4.720
Ações em tesouraria	(303)	(303)
Reserva de capital – ágio na emissão de ações	415.084	415.084
Prejuízo acumulado	(12.635)	(12.635)
Total do patrimônio líquido	**406.866**	**406.866**
Total do passivo	**411.992**	**417.861**

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações dos resultados
Período de 17 de julho até 31 de dezembro de 2009
(Em milhares de reais)

	Controladora	Consolidado
	Reapresentado (Nota 2.2)	
Receita bruta de serviços	**-**	16.656
Deduções da receita bruta	**-**	(1.351)
Receita líquida de serviços	**-**	15.305
Custos dos serviços		(1.885)
Lucro Bruto		13.420
Receitas (despesas) operacionais		
Despesas de geologia e geofísica (Nota 10)	**-**	(11.713)
Despesas com pessoal	**(306)**	(3.308)
Despesas gerais e administrativas	**(249)**	(2.505)
Despesas com serviços de terceiros	**(7.086)**	(10.384)
Impostos e taxas	**(1.924)**	(2.331)
Despesa de depreciação	**(1)**	(206)
Resultado de equivalência patrimonial (Nota 8)	**(8.346)**	**-**
Despesas financeiras	**(34)**	(55)
Receitas financeiras	**5.311**	5.770
Outras receitas operacionais, líquidas	**-**	2
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	**(12.635)**	(11.310)
Imposto de renda e contribuição social (Nota 12)	**-**	(1.325)
Prejuízo do período	**(12.635)**	(12.635)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT Participações em Petróleo S.A

Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Período de 17 de julho até 31 de dezembro de 2009
(Em milhares de reais)

	Capital social	Ações em tesouraria	Reserva de Capital	Prejuízo acumulado	Total
Criação da Companhia em 17 de julho de 2009	**1**	**-**	**-**	**-**	**1**
Integralização de capital com investimento	**1.000**	**-**	**-**	**-**	**1.000**
Integralização de capital em dinheiro	**3.719**	**-**	**475.521**	**-**	**479.240**
Custos de emissão de títulos e valores mobiliários			**(34.711)**		**(34.711)**
Recompra de ações	**-**	**(303)**	**(25.726)**		**(26.029)**
Prejuízo do período	**-**	**-**	**-**	**(12.635)**	**(12.635)**
Saldos em 31 de dezembro de 2009 – Reapresentado (Nota 2.2)	**4.720**	**(303)**	**415.084**	**(12.635)**	**406.866**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa
Período de 17 de julho até 31 de dezembro de 2009
(Em milhares de reais)

	Controladora	Consolidado
	Reapresentado (Nota 2.2.)	
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do período	**(12.635)**	**(12.635)**
Ajustes por		
Depreciação e amortização	**1**	**206**
Resultado de equivalência patrimonial	**8.346**	**-**
	(4.288)	**(12.429)**
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber	**-**	**(8.019)**
Tributos a recuperar	**(502)**	**(1.172)**
Outros créditos	**(326)**	**(1.920)**
Transações com partes relacionadas	**(3.000)**	**(4.556)**
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	**-**	**156**
Obrigações trabalhistas	**-**	**1.338**
Tributos e contribuições sociais	**5.106**	**7.452**
Imposto de renda e contribuição social	**-**	**1.050**
Outras obrigações	**20**	**999**
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais	**(2.990)**	**(17.101)**
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
Compra de ativo imobilizado	**(13)**	**(4.691)**
Compra de ativo intangível	**-**	**(52.950)**
Recompra de ações	**(26.029)**	**(26.029)**
Integralização de capital em controlada	**(158.107)**	**-**
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	**(184.149)**	**(83.670)**
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Integralização de capital	**445.530**	**445.530**
Caixa líquido gerado nas atividades de financiamento	**445.530**	**445.530**
Aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa	**258.391**	**344.759**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	**-**	**-**
Caixa e equivalente de caixa no final do exercício	**258.391**	**344.759**
Aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa	**258.391**	**344.759**

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações do valor adicionado
Período de 17 de julho até 31 de dezembro de 2009
(Em milhares de reais)

	Controladora	Consolidado
	Reapresentado (Nota 2.2.)	
Receitas		
Venda de serviços	-	15.305
	-	15.305
Insumos e serviços		
Serviços de terceiros e outros	(7.086)	(10.384)
Despesas com geologia e geofísica	-	(11.713)
Custos dos serviços	-	(1.885)
Valor adicionado bruto	(7.086)	(8.677)
Retenções		
Depreciação e amortização	(1)	(206)
Valor adicionado líquido	(7.087)	(8.883)
Valor adicionado transferido		
Receita financeira líquida	5.277	5.715
Resultado de equivalência patrimonial	(8.346)	-
Aluguéis, royalties e outros	(249)	(2.503)
Valor adicionado a distribuir	(10.405)	(5.671)
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal	306	3.308
Tributos	1.924	3.656
Acionistas	(12.635)	(12.635)
Valor adicionado distribuído	(10.405)	(5.671)

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Notas explicativas às demonstrações financeiras
31 de dezembro de 2009
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Contexto operacional

A HRT Participações em Petróleo S.A. ("Companhia" ou "HRTP S.A.") foi criada em 17 de julho de 2009 através da transformação da BN 16 Participações Ltda em sociedade anônima sob aquela denominação, com sede na cidade do Rio de Janeiro, e tem como objeto social a participação em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, independente de suas atividades, nacionais ou estrangeiras, constituídas sob qualquer tipo societário.

Em 31 de dezembro de 2009 a Companhia possui controle integral das seguintes sociedades:

- Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda. (IPEX Ltda.)

A controlada foi constituída em 31 de julho de 2004 sob a denominação de High Resolution Technology & Petroleum Ltda. para atuar como Empresa de aquisição de dados prestando serviços geológicos, geofísicos e geoquímicos no âmbito da industria de petróleo no Brasil.

Em 30 de junho de 2009, através de um acordo de denominado *Farm-out Agreement,* a HRT Petroleum (IPEX) Ltda adquiriu participação de 51% em 21 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões, então sob titularidade de MS Brasil S/A., sendo que tal aquisição estava condicionada à aprovação da ANP. O *Farm-out Agreement* previa a cessão dos direitos da controlada à sua relacionada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda (HRTOG Ltda). Em 22 de Dezembro de 2009 a ANP aprovou a cessão da participação de 51% nos referidos blocos, bem como a operação dos mesmos, à HRTOG Ltda.

Em 01 de outubro de 2009, os antigos sócios cotistas da IPEX Ltda. integralizaram sua participação no capital da sociedade HRT Participações em Petróleo S.A., a qual passou a controlá-la.

Em 23 de novembro de 2009, a razão social da controlada foi alterada para Integrated Petroleum Expertise Company – Serviços em Petróleo Ltda.

- HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. (HRTOG Ltda.),

A controlada foi constituída em 20 de julho de 2009, com sede na cidade do Rio de Janeiro, tendo como objeto social: (i) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural; (ii) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de petróleo, gás natural, combustível e produtos derivados de petróleo; (iii) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica; e, (iv) a participação em outras sociedades.

1. **Contexto operacional**--Continuação

A controlada é a operadora dos 21 blocos exploratórios adquiridos pelo grupo.

Sua controlada HRTOG efetua estudos geológicos, geofísicos e interpretação de dados sísmicos para planejamento da sua campanha de perfuração em suas concessões. Atualmente, a administração busca por sondas e outros equipamentos necessários para exploração e avaliação de suas reservas. Dentre as obrigações decorrentes do Programa Exploratório Mínimo (PEM) para cada bloco em que a HRTOG solicitar a passagem para o segundo período de exploração - além daquelas firmadas com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – deveremos fornecer àquela agência reguladora garantias para a execução das atividades previstas (perfuração de um poço por bloco), na forma de fiança bancária, seguro garantia ou certificados de desempenho de obrigações contratuais.

2. Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras e adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da preparação destas demonstrações financeiras em 15 de março de 2010. Tendo em vista a Companhia controladora ter sido criada em 17 de julho de 2009, as demonstrações dos resultados, dos fluxos de caixa, das mutações patrimoniais e do valor adicionado, consideram o período entre a constituição da Companhia e o encerramento do exercício.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base nas práticas contábeis adotadas no Brasil, observando as diretrizes contábeis emanadas da legislação societária (“Lei nº 6404/76”) que incluem os novos dispositivos introduzidos, alterados e revogados pela Lei nº 11.638, de 28 de dezembro de 2007 (“Lei nº 11.638/07”), pela Medida Provisória nº 449, de 03 de dezembro de 2008 (MP nº 449/08), convertida na Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009 (Lei nº 11.941/09) e pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

2. Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras e adoção inicial da Lei nº 11.638/07 e da Medida Provisória nº 449/08--Continuação

2.1 Pronunciamentos Contábeis Recentes

Continuando o processo de convergência com as normas internacionais de contabilidade, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis emitiu e a Comissão de Valores Mobiliários aprovou ao longo do exercício de 2009 diversos pronunciamentos contábeis alinhados com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *IASB – International Accounting Standards Board*. Esses pronunciamentos deverão ser adotados no exercício de 2010, com aplicação retroativa a 2009 para fins de comparabilidade.

Baseada na sua avaliação preliminar, a Administração não espera efeitos relevantes na posição patrimonial e financeira da Companhia em decorrência da adoção do novo conjunto de normas.

2.2. Reapresentação das Demonstrações Financeiras do período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009

As demonstrações financeiras da Companhia, relativas ao período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009, originalmente concluídas em 15 de março de 2010, estão sendo reapresentadas em razão da identificação, após a sua conclusão, de registros contábeis não classificados corretamente, cujos ajustes foram efetuados conforme requerido pela deliberação CVM Nº 506 de 19 de junho de 2006, que aprovou o pronunciamento do IBRACON sobre práticas contábeis, mudanças de estimativa e correção de erros.

O ajuste efetuado, no montante de R$ 34.711, refere-se aos custos com captação privada que foram originalmente registrados como despesa no resultado do período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009, quando, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 08, aprovado pela deliberação CVM 556 de 12 de novembro de 2008, que trata de custos de transação e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários, esses custos devem ser classificados em conta redutora do patrimônio líquido.

2.2. Reapresentação das Demonstrações Financeiras do período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009--Continuação

Conforme descrito na tabela a seguir, o ajuste identificado resultou em uma redução do prejuízo do exercício, do prejuízo acumulado e da reserva de capital – ágio na emissão de ações, portanto, não afetando o total do patrimônio líquido:

	Controladora		Consolidado	
	Originalmente Apresentado	Reapresentado	Originalmente Apresentado	Reapresentado
Patrimônio líquido	406.866	406.866	406.866	406.866
Reserva de capital – ágio na emissão de ações	449.795	415.084	449.795	415.084
Prejuízo acumulado	(47.346)	(12.635)	(47.346)	(12.635)
Resultado				
Despesas com serviços de terceiros	(41.797)	(7.086)	(45.095)	(10.384)
Prejuízo líquido do exercício	(47.346)	(12.635)	(47.346)	(12.635)

O balanço patrimonial e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio liquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, bem como a Nota 13.2 (Reserva de Capital – Ágio na subscrição de ações) e Nota 19 (Demonstrações de Resultados Pro Forma – Não Auditado) estão sendo refeitas para demonstrar os saldos contábeis e divulgações ajustadas após as correções mencionadas.

Adicionalmente, estas demonstrações financeiras tiveram suas notas explicativas complementadas em relação às apresentadas em 15 de março de 2010 com o objetivo de atender às orientações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, conforme Ofício/CVM/SEP/GEA-2/Nº327/2010 de 16 de junho de 2010, tendo em vista o processo de abertura de capital da Companhia. Os balanços patrimoniais e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado não foram alterados em relação à divulgação anterior em função das orientações incluídas no referido ofício. As notas explicativas expandidas foram: 2, 5, 9, 10, 13.2, 14, 15 e 17.

3. Sumário das principais práticas contábeis

3.1. Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. As receitas de vendas de produtos ou de prestação de serviços são apresentadas brutas, ou seja, incluem os impostos e os descontos incidentes sobre as mesmas, os quais estão apresentados como contas redutoras das receitas, e são reconhecidas no resultado quando seu valor pode ser mensurado de forma confiável, todos os riscos e benefícios inerentes ao produto são transferidos para o comprador ou quando o serviço é prestado, e é provável que os benefícios econômicos sejam gerados à favor da Companhia. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa da sua realização. Os custos de transporte das vendas são incluídos no custo do produto vendido. As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

3.2. Conversão de saldos denominados em moeda estrangeira

3.2.1) Moeda funcional e de apresentação das demonstrações financeiras: A moeda funcional da Companhia é o Real, mesma moeda de preparação e apresentação das demonstrações financeiras. As demonstrações financeiras de cada controlada incluída na consolidação da Companhia e aquelas utilizadas como base para avaliação dos investimentos pelo método de equivalência patrimonial são preparadas com base na moeda funcional de cada entidade, em reais.

3.2.2) Transações denominadas em moeda estrangeira: Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira, são convertidos para a moeda funcional (o Real) usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

3. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

3.3. Caixa e equivalentes de caixa

Incluem os saldos positivos em conta movimento e aplicações financeiras resgatáveis no prazo de 90 dias das datas de balanço e com risco insignificante de mudança de seu valor de mercado.

Com a adoção das práticas emanadas pelo OCPC 03, aprovada pelo Ofício-Circular Nº 03 de 2009 e que revogou Deliberação CVM nº 566/08 que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC 14, as aplicações financeiras são classificadas em um dos seguintes grupos: (i) ativo financeiro mensurado ao valor justo por meio do resultado, (ii) ativo financeiro mantido até o vencimento e (iii) ativo financeiro disponível para venda. A mensuração do valor das aplicações financeiras é feita de acordo com a classificação de cada uma delas, conforme requerido pelo OCPC 03.

As aplicações financeiras incluídas nos equivalentes de caixa são classificadas na categoria “ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado” e estão registradas ao valor de custo ou de realização, acrescidas dos rendimentos auferidos até a data dos balanços.

3.4. Contas a receber

Estão apresentadas a valores de realização. Os serviços prestados, ainda não faturados na data dos balanços, são contabilizados pelo regime de competência. A provisão para devedores duvidosos é constituída em montante suficiente para a cobertura de eventuais perdas na realização das contas a receber, considerando os riscos envolvidos.

3.5. Investimentos

Os investimentos em empresas controladas estão avaliados pelo método da equivalência patrimonial.

3. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

3.6. Imobilizado

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição e deduzido da depreciação acumulada, pelo método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de óleo e gás (quando em operação), e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. As benfeitorias em imóveis de terceiros são amortizadas com base no prazo do contrato de aluguel ou expectativa de vida útil do imóvel, dos dois o menor.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos ("successful efforts method of accounting").

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associado com o poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação, até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de funcionários, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Caso reservas comerciais não sejam encontradas, o poço exploratório será baixado ao resultado. Quando reservas são encontradas, o custo será mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, seja concluída.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da Administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não venha a ser confirmada, esses custos são baixados ao resultado. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são transferidos para "ativos de óleo e gás".

3. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

3.6. Imobilizado--Continuação

Na fase de desenvolvimento, as inversões para construção, instalação e infra-estrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento mal-sucedidos) são capitalizadas como “ativos de óleo e gás”.

Os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas de produção serão estimados e registrados como parte dos custos desses ativos em contrapartida à provisão que suportará tais gastos, tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área. Essa provisão será apresentada como ativo imobilizado em contrapartida ao passivo exigível a longo prazo. As estimativas dos custos com abandono serão contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, descontadas a uma taxa de juros livre de risco. As estimativas de custos com abandono serão revistas pelo menos anualmente ou quando houver indicação de mudanças relevantes, com a conseqüente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos. A provisão será atualizada mensalmente em base *pro-rata* considerando-se a taxa de desconto livre de risco com a qual terá sido descontada em contrapartida a uma despesa financeira.

3. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

3.6. Imobilizado--Continuação

Os ativos de óleo e gás, incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas, serão depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas. Para os ativos que beneficiarão toda a vida útil econômica do campo, como gasodutos e oleodutos, a depreciação será calculada considerando-se a produção do período e as reservas provadas totais.

Instalações e infra-estrutura cuja vida útil econômica é inferior a vida econômica das reservas do campo serão depreciados pelo método linear.

3.7. Intangível

Ativos intangíveis adquiridos separadamente são mensurados no reconhecimento inicial ao custo de aquisição e, posteriormente, deduzidos da amortização acumulada e perdas do valor recuperável, quando aplicável.
Incluem os gastos com direitos e concessões, e principalmente, os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para a obtenção de concessões para exploração de petróleo e gás natural.

3.8. Provisão para recuperação de ativos

A Administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, será constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Essas perdas serão classificadas em rubrica específica (“perdas no valor recuperável de ativos”) na demonstração do resultado.

3. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

3.8. Provisão para recuperação de ativos--Continuação

O valor recuperável de uma determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Em ambos os casos, serão utilizadas estimativas e premissas consideradas razoáveis pela Administração. É possível que a cotação do preço do óleo no mercado internacional varie negativamente, o que pode impactar a economicidade de uma determinada concessão. A Administração monitora periodicamente os indicadores internos e externos que possam resultar em redução do valor recuperável dos seus ativos.

3.9. Provisão para contingências

É avaliada, com base na opinião dos consultores jurídicos externos, em montante considerado suficiente para cobrir perdas consideradas prováveis. Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia não apresentou nenhuma provisão, em função de não existir nenhuma ação com expectativa de perda provável. Igualmente, não há divulgação de nenhum passivo contingente, decorrente de perdas possíveis que possam fluir para a Companhia.

3.10. Outros ativos e passivos

Um passivo é reconhecido no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para liquidá-lo. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

Um ativo é reconhecido no balanço quando é provável que seus benefícios econômicos futuros sejam gerados em favor da Companhia e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança.

Os ativos e passivos são classificados como circulantes quando sua realização ou liquidação é provável que ocorra nos próximos doze meses. Caso contrário, são demonstrados como não circulantes.

3. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

3.11. Estimativas contábeis

São utilizadas para a mensuração e reconhecimento de certos ativos e passivos das demonstrações financeiras da Companhia. A determinação dessas estimativas levou em consideração experiências de eventos passados e correntes, pressupostos relativos a eventos futuros, e outros fatores objetivos e subjetivos. Itens significativos sujeitos à estimativas incluem: a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e a estimativa de reservas utilizada no cálculo da depreciação pelo método das unidades produzidas e na avaliação do valor recuperável das unidades geradoras de caixa; a análise de recuperação dos valores dos ativos imobilizados; o imposto de renda e contribuição social diferidos; a provisão para contingências; entre outros.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

3.12. Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social na controladora e na controlada HRTOG Ltda. são apurados pelo regime de tributação com base no lucro real anual. A base de cálculo para apuração dos impostos considera as adições e exclusões previstas na legislação vigente.

Na controlada IPEX Ltda., o imposto de renda e a contribuição social são apurados pelo regime de tributação com base no lucro presumido. A base de calculo é de 32% sobre a receita bruta, a apuração dos impostos com base no lucro presumido foi determinada mediante a aplicação dos percentuais estabelecidos na legislação especifica, ou seja: alíquota do imposto de renda sobre o lucro presumido de 15% mais 10% sobre a parcela que exceder ao valor resultante da multiplicação de R$ 20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração. A alíquota da contribuição social aplicada foi de 9% sobre a mesma base.

3. Sumário das principais práticas contábeis--Continuação

3.13. Demonstrações dos fluxos de caixa

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 03.

4. Procedimentos de consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas para o período findo em 31 de dezembro de 2009 incluem as demonstrações financeiras da controladora e das controladas HRTOG Ltda. e IPEX Ltda.

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado da empresa controlada corresponde à soma horizontal dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua natureza, complementada com as seguintes eliminações: (a) eliminação dos saldos de ativos e/ou passivos entre as sociedades consolidadas; (b) eliminação dos investimentos contra o respectivo patrimônio líquido da sociedade controlada; e (c) eliminação das receitas e despesas decorrentes de transações entre as sociedades consolidadas.

5. Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora	Consolidado
Caixa e bancos	**2.273**	3.789
Aplicações financeiras		
Fundos de investimento – renda fixa	**415**	-
Certificados de depósitos bancários	**118.307**	118.721
Debêntures	**137.396**	222.241
Outros	**-**	8
	258.391	344.759

As aplicações financeiras constituem-se, principalmente, em Certificados de Depósito Bancário - CDB e debêntures emitidos por bancos de primeira linha e estão disponíveis para negociação, portanto, podendo ser resgatadas a qualquer tempo. As aplicações financeiras são remuneradas com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI e, portanto, já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida do resultado do período.

5. Caixa e equivalentes de caixa -- Continuação

Banco	Produto	Vencimento	Juros %CDI	Controladora	Consolidado
ABN AMRO	CDB	29/09/2011	102,50	87.495	87.495
ABN AMRO	CDB	20/10/2011	100,50	311	725
Brasil	CDB	10/10/2014	100,00	30.501	30.501
				118.721	118.721
ABN AMRO	Debêntures	29/12/2011	101,75	-	84.845
ABN AMRO	Debêntures	28/10/2011	101,75	35.940	35.940
Itaú	Debêntures	08/03/2010	100,00	80.421	80.421
Itaú	Debêntures	15/03/2010	100,00	18.065	18.065
Itaú	Debêntures	04/10/2010	99,50	2.970	2.970
				137.396	222.241
				255.703	340.962

6. Contas a Receber

	Consolidado
Agência Nacional de Petróleo ANP	3.508
Gens S/A	939
Petroleo Brasileiro S/A	938
Devon Energy do Brasil Ltda	557
Devan Energy	535
M&S Brasil Ltda	504
Esso Exploração Santos	300
Outros	738
	8.019

7. Tributos a recuperar

	Controladora	Consolidado
Imposto de renda e contribuição social	**502**	640
Imposto sobre Serviço	**-**	144
Outros	**-**	388
	502	1.172

8. Investimentos

	Controladora
HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.	**137.040**
Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda.	**12.721**
	149.761

a) Movimentação do investimento

	HRTOG	IPEX	Total
Integralização de capital na controladora	**-**	**1.000**	**1.000**
Aumentos de capital nas investidas	**151.970**	**5.137**	**157.107**
Resultado de equivalência patrimonial	**(14.930)**	**6.584**	**(8.346)**
Saldos em 31 de dezembro de 2009	**137.040**	**12.721**	**149.761**

b) Informações relevantes sobre as investidas

	HRTOG	IPEX
Participação no capital	**100%**	100%
Patrimônio líquido	**137.041**	12.721
Lucro líquido (prejuízo) do período	**(14.930)**	6.584
Total dos ativos	**149.899**	20.445

9. Imobilizado

	Taxa de depreciação (%)	Controladora		
		Custo	Depreciação	Total
Equipamentos de informática	20	13	(1)	12
		13	(1)	12

9. Imobilizado -- Continuação

	Taxa de depreciação (%)	Consolidado		
		Custo	Depreciação	Total
Máquinas e equipamentos	10	2.508	(385)	2.123
Móveis e utensílios	10	646	(115)	531
Equipamentos de comunicação	3	27	(1)	26
Veículos	20	298	(73)	225
Equipamentos de informática	20	1.846	(699)	1.147
Benfeitorias em imóveis de terceiros	3	458	(25)	433
		5.783	(1.298)	4.485

10. Intangível

	Consolidado
Bônus de assinatura	52.546
Software e outros	575
	53.121
Amortização acumulada	(171)
	52.950

O saldo de bônus de assinatura se refere aos valores pagos para MS Brasil para aquisição da participação de 51% em 21 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões. No acordo de operação conjunta relativa a esses blocos, a Companhia ainda se comprometeu em arcar com gastos do programa exploratório em nome da MS Brasil, limitado ao montante equivalente a US$ 125 milhões.

Os bônus de assinatura serão amortizados pelo método das unidades produzidas considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas. Os valores de software são amortizados à taxa de 20% ao ano.

Os gastos com estudos geológicos e geofísicos no montante de R$ 11.713 incorridos em 2009 foram registrados na rubrica de Despesas de geologia e geofísica.

11. Tributos e contribuições sociais

	Controladora	Consolidado
Pis e Cofins sobre Importação de serviços	**3.153**	3.153
Imposto sobre serviços	**1.503**	2.151
Imposto sobre operações financeiras	**-**	323
Outros	**450**	1.825
	5.106	7.452

12. Imposto de renda e contribuição social

Em 31 de dezembro de 2009, os montantes de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social acumulados eram de R$ 27.198 na controladora e R$ 14.386 na controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. Consequentemente, a Companhia e sua controlada HRTOG possuem créditos fiscais no montante de R$ 9.247 e R$ 4.891, respectivamente, que, de acordo com a legislação local, podem ser utilizados no futuro para compensar lucros tributáveis. Prejuízos fiscais a compensar gerados no Brasil não expiram e podem ser compensados com lucro tributável futuro, limitado a 30% do lucro tributável em um determinado exercício. Em razão da ausência de histórico de rentabilidade e das incertezas envolvendo as diversas premissas financeiras e de negócio, a Administração optou por não constituir imposto de renda e contribuição social diferidos ativos, os quais serão reconhecidos à medida em que forem compensados.

Na controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda., o imposto de renda e a contribuição social foram apurados com base na legislação pertinente, conforme descrito na nota 3.12, totalizando R$ 1.325.

13. Patrimônio líquido

13.1 – Capital Social

A Companhia foi criada em 17 de julho de 2009 com o capital social de R$ 1 representativo de 1.000 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

13. Patrimônio líquido --Continuação

13.1 – Capital Social --Continuação

Posteriormente foram realizados aumentos de capital aprovados em Assembléia Geral Extraordinária (AGE) mediante a emissão de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, conforme demonstrado a seguir:

Data da AGE	Valor	Nº de ações	
01de outubro de 2009	1.000	44.500	(a)
05 de outubro de 2009	307	13.950	
08 de outubro de 2009	1.520	87.115	
17 de novembro de 2009	1.892	108.411	

(a) Aumento de capital mediante a integralização das quotas da controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda.

Em 31 de dezembro de 2009, o capital social subscrito e integralizado era de R$ 4.720, composto por 254.976 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O capital autorizado é de R$ 2.000.000.

13.2 – Reserva de Capital – Ágio na subscrição de ações

Em conformidade com o artigo 182 da Lei 6.404/76, a parcela do preço de emissão das ações sem valor nominal que ultrapassou a importância destinada à formação do capital social no montante de R$ 475.521 foi registrado como ágio na subscrição de ações. Este ágio está fundamentado na expectativa de rentabilidade futura da Companhia, conforme o artigo 170, §1º, inciso I da Lei das Sociedades por Ações.

13. Patrimônio líquido --Continuação

13.2 – Reserva de Capital – Ágio na subscrição de ações--Continuação

Os custos da captação privada no montante total de R$ 34.711, os quais estão detalhados abaixo, foram registrados como redução ao prêmio da captação por intermédio da emissão de títulos patrimoniais a qual se referem.

	Valor – R$
Honorários advocatícios no Brasil	2.811
Honorários advocatícios no exterior	2.476
Comissões e corretagem	28.597
Outros	827
	34.711

13. Patrimônio líquido--Continuação

13.3 – Ações em Tesouraria

Em consonância com o disposto no Acordo de Acionistas da Companhia de 08 de outubro de 2009 e nos termos da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 19 de outubro de 2009, a Diretoria deliberou pela recompra de 13.794 ações de emissão da Companhia detidas pela Triple M, pelo montante global de R$ 26.029 em 23 de novembro de 2009, sendo R$ 303 reconhecido como ações em tesouraria e o valor remanescente de R$ 25.726 deduzido da Reserva de Capital – Ágio na subscrição de ações. As ações adquiridas permanecerão em tesouraria, para cancelamento ou alienação posterior.

13.4 – Remuneração com base em participação acionária

Nos termos do Acordo de Acionistas da HRT Participações Petróleo S.A. e em consonância com termos aprovados na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 08 de outubro de 2009, a Companhia transferirá ações a determinados membros da administração como parte de seu o pacote de remuneração. A transferência de ações em questão será realizada mediante o pagamento de determinado preço por ação.

A Companhia poderá dispor de até 5% das ações por ela emitidas para um Programa de Stock Options. O referido Programa de Stock Options terá duração de 3 (três) anos. Ao final do primeiro ano, serão outorgadas opções representativas de 1/3 (um terço) do montante total. Os 2/3 (dois terços) remanescentes serão outorgados proporcionalmente, em bases trimestrais.

Em 31 de dezembro de 2009, nenhuma opção havia sido outorgada.

14. Despesas com serviços de terceiros

Foram registrados como Serviços de Terceiros serviços contratados de pessoas jurídicas e físicas, conforme a seguir:

	Controladora	Consolidado
Serviço Técnico de Consultoria Geologia e Petróleo	6.792	6.979
Serviço Técnico de Consultoria Financeira	294	294
Serviço Técnico de Consultoria Administrativa	-	223
Serviço Técnico de Consultoria Laboratorial	-	2.448
Serviço Técnico de Consultoria Informática	-	44
Serviço Tecnico de Consultoria Meio Ambiente	-	396
Total	7.086	10.384

15. Transações com partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia mantém contrato de mútuo celebrado com a controlada integral Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda no montante de R$ 3.000. O contrato pactuou prazo de pagamento indeterminado, sendo facultado à Companhia saldar a dívida a qualquer tempo e à mutuante exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 30 dias de antecedência. O referido contrato foi executado para pagamento antecipado de REFIS.

Adicionalmente, a Controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda firmou instrumento particular de mútuo com a ligada Triple M Participação em Petróleo e Gás Ltda. no montante de R$ 4.556. O contrato pactuou prazo de pagamento indeterminado, sendo facultado à mutuaria saldar a dívida a qualquer tempo e à mutuante exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 90 dias de antecedência.

Os contratos acima mencionados não prevêem a incidência de juros.

15. Transações com partes relacionadas--Continuação

Remuneração dos administradores

A remuneração total dos administradores da Companhia e suas controladas para o período findo em 31 de dezembro de 2009 foi de R$ 464, a qual inclui salários de R$ 149 e demais benefícios de curto prazo no montante de R$ 315.

16. Instrumentos financeiros

Em atendimento à Deliberação CVM nº 566, de 17 de dezembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC nº 14, e à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros.

Em 31 de dezembro de 2009, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalente de caixa – está apresentado ao seu valor de mercado, que equivale ao seu valor contábil.
- Contas a receber – são classificados como mantidos até o vencimento, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

Os valores de mercado dos ativos e passivos financeiros foram determinados com base em informações de mercado disponíveis e metodologias de valorização apropriadas. O uso de diferentes premissas de mercado e/ou metodologias de estimativa poderiam ter um efeito diferente nos valores de mercado sugeridos. Baseada nessa estimativa, a Administração entende que o valor contábil dos instrumentos financeiros equivale ao seu valor de mercado.

O risco de crédito é o principal fator de risco de mercado que afeta o negócio da Companhia.

Esse risco afeta principalmente as disponibilidades e as contas a receber da Companhia. Todas as operações são contratadas com clausula de liquidez diária, realizadas com bancos de primeira linha classificados pelas agencias de ratings internacionais (S&P, Moody´s e Fitch), minimizando, assim, seus riscos. As contas a receber são concentradas em clientes com reputação e solidez. A Administração não espera enfrentar dificuldades de realização dos créditos a receber.

17. Seguros

Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia possuía cobertura de seguros contra os principais riscos tais como danos materiais, lucros cessantes e bens do ativo fixo, por valores considerados por sua Administração suficientes para cobrir eventuais perdas. Os seguros vigentes em 2009 cobrem a importância de R$ 23.700 e o valor total do prêmio é de R$ 109.

Não está incluído no escopo dos trabalhos de nossos auditores, emitir opinião sobre a suficiência da cobertura de seguros, a qual foi determinada e avaliada quanto a sua adequação pela Administração da Companhia.

18. Eventos Subsequentes

Em 05 de março de 2010, a Companhia transferiu 4.248 (quatro mil duzentas e quarenta e oito) ações de sua emissão a determinados membros chave da administração. Pelas ações transferidas foi pago à Companhia o valor total de R$ 21.240,00 (vinte e um mil, duzentos e quarenta reais). A transferência das ações foi realizada em cumprimento a contratos de gestão e de compensação celebrados nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia e das deliberações tomadas na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 08 de outubro de 2009.

Em reunião realizada em 12 de março de 2010, o Conselho de Administração aprovou a concessão de contragarantia pela Companhia em favor de sua controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda., tendo em vistas as garantias que deverão ser oferecidas pela subsidiária perante a ANP, nos termos dos Contratos de Concessão TSOL-4 e BTSOL-4A, as quais serão prestadas em etapas, totalizando o valor global de R$ 120.000.

Em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 12 de março de 2010, foram aprovadas as seguintes principais deliberações:

(i) Adoção, pela Diretoria, de qualquer medida necessária ou adequada para o registro da Companhia como emissor de valores mobiliários, tendo em vista os requisitos do artigo 3º e anexo III da Instrução CVM nº 480/09; e,
(ii) Alteração do *caput* artigo 5º do estatuto social da Companhia, de modo que a Companhia possa ter ações sob forma nominativa escritural, passando o capital social, totalmente subscrito e integralizado de R$ 4.710, representado por 254.976 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

19. Demonstrações de Resultados Pro Forma (Não Auditado)

Como mencionado anteriormente, a Companhia controladora foi criada em 17 de julho de 2009. A Administração apresenta a seguir as demonstrações dos resultados proforma, como se a Companhia estivesse estabelecida e mantivesse o controle das subsidiárias desde 01 de janeiro de 2007:

	31 de dezembro de		
	2009 Reapresentado (Nota 2.2)	**2008**	**2007**
Receita bruta de serviços	**37.089**	**44.069**	25.954
Deduções da receita bruta	**(2.883)**	**(3.277)**	(2.075)
Receita líquida de serviços	**34.206**	**40.792**	23.879
Custos dos serviços	**(6.337)**	**(3.690)**	(959)
Lucro Bruto	**27.869**	**37.102**	22.920
Receitas (despesas) operacionais			
Despesas de geologia e geofísica	**(11.713)**	**-**	-
Despesas com pessoal	**(7.414)**	**(4.257)**	(1.312)
Despesas gerais e administrativas	**(5.067)**	**(5.232)**	(5.151)
Despesas com serviços de terceiros	**(12.214)**	**(910)**	(561)
Impostos e taxas	**(2.445)**	**(292)**	(79)
Despesas de depreciação	**(790)**	**(563)**	(143)
Despesas financeiras	**(898)**	**-**	-
Receitas financeiras	**5.858**	**(1.520)**	-
Outras receitas operacionais, líquidas	**(1.144)**	**-**	-
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	**(7.958)**	**24.328**	15.674
Imposto de renda e contribuição social	**(3.512)**	**(4.789)**	(2.780)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	**(11.470)**	**19.539**	12.894

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores **HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.**, sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, n.º 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 10.629.105/0001-68 ("Companhia"), nos termos do inciso V do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (Ernst & Young Auditores Independentes S.A.) referentes às demonstrações financeiras da Companhia para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009.

Rio de Janeiro, 01 de setembro de 2010.

Marcio Rocha Mello
Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores

Eduardo de Freitas Teixeira
Diretor-Financeiro

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da **HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.**, sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, n.º 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 10.629.105/0001-68 ("Companhia"), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009.

Rio de Janeiro, 01 de setembro de 2010.

Marcio Rocha Mello
Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores

Eduardo de Freitas Teixeira
Diretor-Financeiro

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO DE TRÊS MESES ENCERRADO EM 31 DE MARÇO DE 2010 E RESPECTIVO RELATÓRIO DE REVISÃO ESPECIAL DO AUDITOR INDEPENDENTE

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

Informações Trimestrais - ITR

HRT Participações em Petróleo S.A.

31 de março de 2010
com Relatório de Revisão dos Auditores Independentes

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Informações trimestrais

31 de março de 2010

Índice

Relatório de revisão dos auditores independentes.....

Informações Trimestrais

Balanços patrimoniais da controladora e consolidado.....
Demonstrações do resultado da controladora e consolidado.....
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido consolidado.....
Demonstrações dos fluxos de caixa da controladora e consolidado.....
Notas explicativas às demonstrações financeiras.....

Relatório de revisão dos auditores independentes

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
HRT Participações em Petróleo S.A.
Rio de Janeiro - RJ

1. Revisamos as informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais - ITR, individuais e consolidadas da HRT Participações em Petróleo S.A. e de suas controladas, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2010, compreendendo o balanço patrimonial e as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, o relatório de desempenho e as notas explicativas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração.

2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e consistiu, principalmente em: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia e de suas controladas quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham, ou possam vir a ter, efeitos relevantes sobre a posição financeira e as operações da Companhia e de suas controladas.

3. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nas informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais acima referidas, para que estas estejam de acordo com as normas contábeis adotadas no Brasil e com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais.

4. Conforme mencionado na nota explicativa 2, durante o ano de 2009 foram aprovados pela CVM diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) com vigência para 2010, que alteraram as práticas contábeis adotadas no Brasil. Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 603/09, a Administração da Companhia optou por apresentar suas Informações Trimestrais utilizando as normas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 2009, ou seja, não aplicou esses normativos com vigência para 2010. Conforme requerido pela citada Deliberação CVM nº 603/09, a Companhia divulgou esse fato na nota explicativa 2 às Informações Trimestrais, e a descrição das principais alterações que poderão ter impacto sobre as suas demonstrações financeiras do encerramento do exercício e os esclarecimentos das razões que impedem a apresentação da estimativa dos seus possíveis efeitos no patrimônio líquido e no resultado, como requerido pela Deliberação.

5. A controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda irá prospectar reservas de petróleo e gás em suas concessões. A exploração de reservas de petróleo e gás requer investimentos em montantes significativos e podem não resultar em descoberta de reservas economicamente viáveis.

6. Conforme comentado na nota explicativa 2.2, as Informações Trimestrais – ITR reapresentadas anexas contêm modificações, com as quais concordamos, em relação àquelas originalmente apresentadas, sobre as quais emitimos relatório de revisão sem ressalvas datado de 14 de maio de 2010.

Rio de Janeiro, 14 de maio de 2010 (exceto pela nota explicativa 2.2, cuja data é 15 de julho de 2010)

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6 - F - RJ



Mauro Moreira
Contador - CRC-1-RJ-072.056-2

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Balanços patrimoniais
31 de março de 2010
(Em milhares de reais)

	Março de 2010		Dezembro de 2009	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Ativo				
Ativo circulante				
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)	**234.546**	**301.515**	258.391	344.759
Contas a receber (Nota 5)	**-**	**2.010**	-	8.019
Tributos a recuperar (Nota 6)	**1.915**	**2.774**	502	1.172
Outros créditos	**460**	**5.643**	326	1.920
Total ativo circulante	**236.921**	**311.942**	259.219	355.870
Ativo não circulante				
Partes relacionadas (Nota 15)	**3.027**	**4.556**	3.000	4.556
Depósito em garantia (Nota 7)	**-**	**22.566**	-	-
Investimentos (Nota 8)	**155.983**	**-**	149.761	-
Imobilizado (nota 9)	**12**	**6.451**	12	4.485
Intangível (Nota 10)	**-**	**57.311**	-	52.950
Total do ativo não circulante	**159.022**	**90.884**	152.773	61.991
Total do ativo	**395.943**	**402.826**	411.992	417.861

	Março de 2010		Dezembro de 2009	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Passivo e patrimônio líquido				
Passivo circulante				
Fornecedores	**-**	**1.159**	20	156
Obrigações trabalhistas	**-**	**1.569**	-	1.338
Tributos e contribuições sociais (Nota 11)	**49**	**2.637**	5.106	7.452
Imposto de renda e contribuição social (Nota 12)	**330**	**789**	-	1.050
Outras obrigações	**-**	**1.108**	-	999
	379	**7.262**	5.126	10.995
Patrimônio líquido **(**Nota 13)				
Capital Social	**4.720**	**4.720**	4.720	4.720
Ações em tesouraria	**(210)**	**(210)**	(303)	(303)
Reservas de capital	**415.084**	**415.084**	415.084	415.084
Ajuste de avaliação patrimonial	**7.944**	**7.944**	-	-
Prejuízos acumulados	**(31.974)**	**(31.974)**	(12.635)	(12.635)
Total patrimônio liquido	**395.564**	**395.564**	406.866	406.866
Total passivo e patrimônio líquido	**395.943**	**402.826**	411.992	417.861

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações do resultado
31 de março de 2010
(Em milhares de reais)

	Março de 2010	
	Controladora	**Consolidado**
Receita bruta de serviços	**-**	**1.840**
Deduções da receita bruta	**-**	**(299)**
Receita líquida de serviços	**-**	**1.541**
Custo dos serviços	**-**	**(4.026)**
Resultado bruto	**-**	**(2.485)**
Despesas operacionais (receitas)		
Geologia e geofísica (Nota 10)	**-**	**(4.303)**
Pessoal	**(8.250)**	**(12.028)**
Gerais e administrativas	**(315)**	**(1.806)**
Serviços de terceiros	**(400)**	**(4.410)**
Tributárias	**(5)**	**(264)**
Depreciação e amortização	**(1)**	**(280)**
Resultado da equivalência patrimonial (Nota 8)	**(14.984)**	**-**
Receitas financeiras	**5.051**	**6.907**
Despesas financeiras	**(678)**	**(740)**
Outras receitas (despesas) operacionais	**243**	**600**
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	**(19.339)**	**(18.809)**
Imposto de renda e contribuição social (Nota 12)	**-**	**(530)**
Prejuízo do exercício	**(19.339)**	**(19.339)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido
31 de março de 2010
(Em milhares de reais)

	Capital social	Ações em tesouraria	Reserva de capital	Reserva legal	Ajuste de Avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2009	4.720	(303)	415.084	-	-	(12.635)	406.866
Prejuízo do Exercício de 01.01.10 a 31.03.2010	**-**	**-**	**-**	**-**	**7.944**	**(19.339)**	**(11.395)**
Ações em Tesouraria	**-**	**93**	**-**	**-**	**-**	**-**	**93**
Saldo em 31 de março de 2010	**4.720**	**(210)**	**415.084**	**-**	**7.944**	**(31.974)**	**395.564**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa
31 de março de 2010
(Em milhares de reais)

	Março de 2010	
	Controladora	**Consolidado**
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do exercício	**(19.339)**	(19.339)
Ajustes por		
Depreciações e amortizações	**1**	386
Juros e variações monetárias	**(28)**	(50)
Equivalência patrimonial	**14.984**	-
Ajuste de avaliação patrimonial	**7.944**	7.944
Outras	**72**	72
	3.634	(10.987)
(Aumento) redução nos ativos		
Contas a receber	**-**	6.009
Tributos a recuperar	**(1.413)**	(1.602)
Adiantamentos a fornecedores	**(10)**	(1.500)
Despesas antecipadas	**(72)**	(1.014)
Outros créditos	**(52)**	(1.209)
Depósitos em garantia	**-**	(22.500)
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	**(20)**	1.003
Obrigações trabalhistas	**-**	231
Tributos e contribuições sociais	**(5.057)**	(4.815)
Imposto de renda e contribuição social	**330**	(261)
Outras obrigações	**-**	93
Caixa liquido gerado nas atividades operacionais	**(6.294)**	(25.565)
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Integralização de capital em controladas	**(21.206)**	-
Investimento no imobilizado	**-**	(2.322)
Ativos intangíveis	**-**	(4.391)
Caixa liquido usado nas atividades de investimento	**(21.206)**	(6.713)
Fluxos de caixa das atividade de financiamentos		
Opções de ações exercidas	**21**	21
Aumento de capital	**-**	-
Caixa liquido usado nas atividades de finaica	**21**	21
Redução liquida no caixa e equivalentes de caixa	**(23.845)**	(43.244)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	**258.391**	344.759
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	**234.546**	301.515
Redução liquida no caixa e equivalentes de caixa	**(23.845)**	(43.244)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Notas explicativas às informações trimestrais
31 de março de 2010
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Contexto operacional

A HRT Participações em Petróleo S.A. ("Companhia" ou "HRTP S.A.") foi criada em 17 de julho de 2009 através da transformação da BN 16 Participações Ltda em sociedade anônima sob aquela denominação, com sede na cidade do Rio de Janeiro, e tem como objeto social a participação em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, independente de suas atividades, nacionais ou estrangeiras, constituídas sob qualquer tipo societário.

Em 31 de março de 2010 a Companhia possui controle integral das seguintes sociedades:

- Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda. (IPEX Ltda.)

  A controlada foi constituída em 31 de julho de 2004 sob a denominação de High Resolution Technology & Petroleum Ltda. para atuar na prestação de serviços de pesquisas geofísicas e geológicas dentro da atividade de exploração de petróleo no Brasil.

  Em 30 de junho de 2009, através de um acordo de um acordo denominado *farm-out Agreement,* a controlada adquiriu participação de 51% em 21 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões, então sob titularidade de MS Brasil S/A., sendo que tal aquisição estava condicionada à aprovação da ANP. O *farm-out Agreement* previa a cessão dos direitos da controlada à sua relacionada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda (HRTOG Ltda). Em 22 de Dezembro de 2009 a ANP aprovou a cessão da participação de 51% nos referidos blocos, bem como a operação dos mesmos, à HRTOG Ltda.

  Em 01 de outubro de 2009, os antigos sócios cotistas da IPEX Ltda. integralizaram sua participação no capital da sociedade na HRT Participações em Petróleo S.A., a qual passou a controlá-la.

  Em 23 de novembro de 2009, a razão social da controlada foi alterada para Integrated Petroleum Expertise Company - Serviços em Petróleo Ltda.

1. **Contexto operacional**--Continuação

- HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. (HRTOG Ltda.)

  A controlada foi constituída em 20 de julho de 2009, com sede na cidade do Rio de Janeiro, tendo como objeto social: (i) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural; (ii) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de petróleo, gás natural, combustível e produtos derivados de petróleo; (iii) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica; e, (iv) a participação em outras sociedades.

  A controlada é a operadora dos 21 blocos exploratórios adquiridos pelo grupo.

  A controlada HRTOG efetua estudos geológicos, geofísicos e interpretação de dados sísmicos para planejamento da sua campanha de perfuração em suas concessões. Atualmente, a administração busca por sondas e outros equipamentos necessários para exploração e avaliação de suas reservas. Dentre as obrigações decorrentes do Programa Exploratório Mínimo (PEM) para cada bloco em que a HRTOG solicitar a passagem para segundo período de exploração - além daquelas firmadas com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) - devemos fornecer àquela agência reguladora garantias para a execução das atividades previstas (perfuração de um poço por bloco), na forma de fiança bancária, seguro garantia ou certificados de desempenho de obrigações contratuais.

  Em reunião realizada em 12 de março de 2010, o Conselho de Administração aprovou a concessão de contra-garantias pela Companhia em favor de sua controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda., para atender às exigências da ANP em relação às garantias que deverão ser oferecidas pela subsidiária , nos termos dos Contratos de Concessão TSOL-4 e BTSOL-4A, as quais serão prestadas em etapas, totalizando o valor global de até R$ 120.000.

2. Apresentação das informações trimestrais

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da preparação destas informações trimestrais em 14 de maio de 2010.

Considerando a data de criação da Companhia, não estão sendo apresentadas as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e do fluxo de caixas relativas ao mesmo trimestre do exercício anterior.

As práticas contábeis adotadas para a preparação das Informações Trimestrais são similares às práticas adotadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis emitiu e a CVM aprovou ao longo do exercício de 2009 diversos pronunciamentos contábeis alinhados com as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board, com vigência para os exercícios sociais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2010 com aplicação retroativa a 2009 para fins de comparabilidade.

Entretanto, conforme facultado pela Deliberação CVM n◦ 603, de 10 de novembro de 2009, a Companhia optou por apresentar as Informações Trimestrais - ITR de 2010 de acordo com as normas contábeis vigentes até 31 de dezembro de 2009. Sendo assim, as informações trimestrais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP), as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com as normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e as normas e procedimentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC vigentes até 31 de dezembro de 2009.

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.1. Pronunciamentos Contábeis Recentes

A Administração da Companhia, no seu melhor julgamento, não espera alterações significativas na posição patrimonial e financeira da Companhia em razão da adoção do novo conjunto de normas. Entretanto, são esperadas alterações na apresentação das demonstrações financeiras, informações trimestrais e na extensão de divulgação, em razão da adoção dos seguintes pronunciamentos contábeis:

CPC 21 Demonstração Intermediária, aprovado pela Deliberação CVM nº 581, de 31 de Julho de 2009: Estabelece o conteúdo mínimo de uma demonstração financeira intermediária e os princípios para reconhecimento e mensuração de certos ativos e passivos nas demonstrações completas ou condensadas de período intermediário. De acordo com esse CPC, as demonstrações financeiras intermediárias devem incluir os seguintes principais componentes: (a) balanço patrimonial condensado; (b) demonstração condensada do resultado do período; (c) demonstração condensada do resultado abrangente; (d) demonstração condensada das mutações do patrimônio líquido; (e) demonstração condensada dos fluxos de caixa; (f) notas explicativas selecionadas. Determina ainda que a mensuração de estimativas contábeis em períodos intermediários devem ser feitas como em bases anuais, com isso, a aplicação desse Pronunciamento Técnico poderá trazer alguns impactos temporários na apuração dos resultados trimestrais, entretanto não impactarão a apuração do resultado anual da Companhia.

A Administração da Companhia espera que essa norma produza alterações sobre o volume de informações a serem divulgados em suas Informações Trimestrais - ITRs, dado que tais ITRs serão preparadas em bases sintetizadas e contemplarão todas as informações materiais, necessárias e suficientes para prover um adequado e completo rol de indicadores contábeis e financeiros aos usuários de suas ITRs.

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.1. Pronunciamentos Contábeis Recentes-- Continuação

CPC 22 Informações por Segmento, aprovado pela Deliberação CVM nº 582, de 31 de Julho de 2009: Determina o requerimento de divulgação de informações segregadas por segmento operacional da Companhia. “Segmento operacional” é definido como um componente da entidade: (a) que desenvolve atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas; (b) cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da Companhia para a tomada de decisões; e (c) para a qual haja informação financeira disponível.

A Administração da Companhia prevê divulgação adicional em suas informações trimestrais decorrente dos dados e indicadores dos ativos, passivos e resultados identificáveis para cada um de seus segmentos operacionais. A determinação dos segmentos operacionais a serem considerados nessa divulgação, será avaliada pela Administração da Companhia ao longo de 2010.

CPC 23 Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, aprovado pela Deliberação CVM nº 592, de 15 de setembro de 2009: Define critérios para a seleção e mudanças de políticas e estimativas contábeis, bem como define o tratamento contábil e a divulgação de mudanças e estimativas contábeis e o tratamento de retificação de erros.

A Companhia não espera que a referida norma produza impactos relevantes sobre suas informações trimestrais, uma vez que sua prática contábil quanto tratamento de Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro converge com a prática contábil requerida por essa norma.

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.1. Pronunciamentos Contábeis Recentes-- Continuação

CPC 26 Apresentação das Demonstrações financeiras, aprovado pela Deliberação CVM nº 595, de 15 de setembro de 2009: Estabelece a base para a apresentação das demonstrações financeiras, mediante a determinação de requisitos gerais para a apresentação, diretrizes para a sua estrutura e o conteúdo mínimo a ser incluído nas demonstrações financeiras. Foram adicionados dois requerimentos novos em relação à prática antiga: i) demonstração do resultado abrangente; ii) apresentação de três balanços patrimoniais nas situações em que a Companhia aplica uma política contábil de forma retroativa ou reapresenta itens em suas demonstrações financeiras.

A Companhia entende que o referido Pronunciamento Técnico produzirá impactos sobre a apresentação de suas demonstrações financeiras, uma vez que define extensivos requerimentos de divulgação sobre políticas contábeis e a introdução da demonstração do resultado abrangente, prática essa que deverá ser aplicada pela Companhia nas demonstrações financeiras a serem preparadas em 2010 (incluindo as demonstrações financeiras do período comparativo).

2.2. Expansão das notas explicativas das demonstrações financeiras do período findo em 31 de março de 2010

As informações trimestrais da Companhia, relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2010, originalmente concluídas em 14 de maio de 2010, estão sendo reapresentadas em razão de reclassificações de rubricas contábeis, identificadas após a sua conclusão, cujos ajustes foram efetuados conforme requerido pela deliberação CVM Nº 506 de 19 de junho de 2006, que aprovou o pronunciamento do IBRACON sobre práticas contábeis, mudanças de estimativa e correção de erros.

O ajuste identificado, no montante de R$ 34.711, refere-se aos custos com captação privada que foram originalmente registrados como despesa no resultado do período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009 e consequentemente refletido em prejuízos acumulados em 31 de março de 2010, quando, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 08, aprovado pela deliberação CVM 556 de 12 de novembro de 2008, que trata de custos de transação e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários, esses custos devem ser classificados como redução ao prêmio obtido na captação.

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.2. Expansão das notas explicativas das demonstrações financeiras do período findo em 31 de março de 2010 -- Continuação

Conforme descrito na tabela a seguir, o ajuste identificado resultou em uma redução do prejuízo acumulado e da reserva de capital – ágio na emissão de ações, portanto, não afetando o total do patrimônio líquido:

	Controladora		Consolidado	
	Publicado originalmente	Reapresentado	Publicado originalmente	Reapresentado
Patrimônio líquido	395.564	395.564	395.564	395.564
Reserva de capital – ágio na emissão de ações	449.795	415.084	449.795	415.084
Prejuízo acumulado	(66.685)	(31.974)	(66.685)	(31.974)

A Nota 13.2 (Reserva de Capital – Ágio na subscrição de ações) está sendo complementada para demonstrar os saldos contábeis e divulgações ajustadas após a correção mencionada.

Adicionalmente, estas informações trimestrais tiveram suas notas explicativas complementadas em relação às divulgadas em 14 de maio de 2010 com o objetivo de atender às orientações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, conforme Ofício/CVM/SEP/GEA-2/Nº327/2010 de 16 de junho de 2010, tendo em vista o processo de abertura de capital da Companhia. Os balanços patrimoniais e as respectivas demonstrações dos resultados, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado não foram alterados em relação à divulgação anterior. As notas explicativas expandidas foram: 2, 4, 9, 10, 13.2, 14, 15 e 17.

3. Procedimentos de consolidação

As informações trimestrais consolidadas para o período findo em 31 de março de 2010 incluem as informações financeiras da controladora e das controladas HRTOG Ltda. e IPEX Ltda.

3. Procedimentos de consolidação--Continuação

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado da empresa controlada corresponde à soma horizontal dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua natureza, complementada com as seguintes eliminações: (a) eliminação dos saldos de ativos e/ou passivos entre as sociedades consolidadas; (b) eliminação dos investimentos contra o respectivo patrimônio líquido da sociedade controlada; e (c) eliminação das receitas e despesas decorrentes de transações entre as sociedades consolidadas.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31 de março de 2010		31 de dezembro de 2009	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Caixa e bancos	**148**	1.831	**2.273**	3.789
Aplicações financeiras				
Fundos de investimento – renda fixa	**100**	100	**415**	-
Certificados de depósitos bancários	**102.661**	102.661	**118.307**	203.566
Debêntures	**131.637**	196.923	**137.396**	137.396
Outros	**-**	-	**-**	8
	234.546	301.515	**258.391**	344.759

As aplicações financeiras constituem-se, principalmente, em Certificados de Depósito Bancário - CDB e debêntures emitidos por bancos de primeira linha e estão disponíveis para negociação, portanto, podendo ser resgatadas a qualquer tempo. As aplicações financeiras são remuneradas com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI e, portanto, já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida do resultado do período.

Banco	Produto	Vencimento	Juros %CDI	Controladora	Consolidado
ABN AMRO	CDB	29/09/2011	102,50	71.543	71.543
Brasil	CDB	10/10/2014	100,00	31.118	31.118
				102.661	102.661
ABN AMRO	Debêntures	29/12/2011	101,75	-	45.048
Itaú	Debêntures	08/03/2011	100,00	-	20.238
Itaú	Debêntures	04/03/2011	100,00	59.330	59.330
Itaú	Debêntures	16/03/2011	100,00	18.272	18.272
Bradesco	Debêntures	19/03/2012	100,25	54.035	54.035
				131.637	196.923

5. Contas a receber (consolidado)

	31/03/2010	31/12/2009
Agência Nacional de Petróleo ANP	**283**	3.508
Petra Energia S.A.	**1.058**	-
Petroleo Brasileiro S.A.	**461**	938
Gens S.A.	**-**	939
Devon Energy do Brasil Ltda.	**-**	557
Devan Energy	**-**	535
M&S Brasil Ltda.	**-**	504
Esso Exploração Santos	**-**	300
Outros	**208**	738
	2.010	8.019

6. Tributos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009
Imposto de renda e contribuição social	**1.915**	502	**2.222**	640
Imposto sobre Serviço	**-**	-	**144**	144
Outros	**-**	-	**408**	388
	1.915	502	**2.774**	1.172

7. Depósitos em Garantia (consolidado)

Em 19 de março de 2010 a controlada HRT OG contratou seguro no valor de R$ 45.000 com a J. Malucelli Seguradora S/A, para atender exigência da ANP, relativo aos blocos SOL-T-168, SOL-T-170 e SOL-T-191, localizados na parte noroeste da área de concessão, pelo valor de R$ 15.000 para cada apólice. Para tanto, além da fiança da Controladora, foi oferecido depósito colateral no valor equivalente a 50% (R$ 22.500) junto ao Banco do Brasil S.A., pelo mesmo prazo da garantia, isto é, de 30 meses, a contar daquela data. O saldo do depósito é sujeito à remuneração com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI. Em 31 de março de 2010, o saldo atualizado é de R$22.566.

8. Investimentos (controladora)

	31/03/2010	31/12/2010
HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.	**147.724**	137.040
Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda.	**8.259**	12.721
	155.983	149.761

a) Movimentação do investimento

	HRTOG	IPEX	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2009	**137.040**	**12.721**	**149.761**
Aumento de capital	**21.206**	**-**	**21.206**
Resultado de equivalência patrimonial	**(10.521)**	**(4.463)**	**(14.984)**
Saldos em 31 de março de 2010	**147.725**	**8.258**	**155.983**

b) Informações relevantes sobre as investidas

	Em 31 de março de 2010	
	HRTOG	IPEX
Participação no capital	**100%**	**100%**
Patrimônio líquido	**147.725**	**8.258**
Prejuízo do período	**(10.521)**	**(4.463)**
Total dos ativos	**150.556**	**15.343**

	Em 31 de março de 2009	
	HRTOG	IPEX
Participação no capital	100%	100%
Patrimônio líquido	137.041	12.721
Lucro líquido (prejuízo) do período	(14.930)	6.584
Total dos ativos	149.899	20.445

9. Imobilizado

	Taxa de depreciação (%)	Controladora			
		Custo	Depreciação	Saldo 31/03/10	Saldo 31/12/2009
Máquinas e equipamentos	10	**-**	-	-	-
Móveis e utensílios	10	**-**	-	-	-
Equipamentos de comunicação	3	**-**	-	-	-
Veículos	20	**-**	-	-	-
Equipamentos de informática	20	**13**	(1)	12	12
Benfeitorias em imóveis de terceiros	3	**-**	-	-	-
		13	12	12	12

		Consolidado			
	Taxa de depre (%)	Custo	Depreciação	Saldo 31/03/10	Saldo 31/12/2009
Máquinas e equipamentos	10	2.510	(448)	2.062	2.123
Móveis e utensílios	10	1.150	(135)	1.015	531
Equipamentos de comunicação	3	39	(3)	36	26
Veículos	20	298	(88)	210	225
Equipamentos de informática	20	3.277	(804)	2.473	1.147
Benfeitorias em imóveis de terceiros	3	696	(41)	655	433
		7.970	(1.519)	6.451	4.485

10. Intangível (consolidado)

	31/03/2010	31/12/2009
Bônus de assinatura	**53.806**	52.546
Software e outros	**3.706**	575
	57.512	53.121
Amortização acumulada	**(201)**	(171)
	57.311	52.950

O saldo de bônus de assinatura se refere aos valores pagos para MS Brasil para aquisição da participação de 51% em 21 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões. No acordo de operação conjunta relativa a esses blocos, a Companhia ainda se comprometeu em arcar com gastos do programa exploratório em nome da MS Brasil, limitado ao montante equivalente a US$ 125 milhões.

Os bônus de assinatura serão amortizados pelo método das unidades produzidas considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas. Os valores de software são amortizados à taxa de 20% ao ano.

Os gastos com estudos geológicos e geofísicos no montante de R$ 4.303 incorridos no período de 01 de janeiro a 31 de março de 2010 foram registrados na rubrica de Despesas de geologia e geofísica.

11. Tributos e contribuições sociais

	Controladora		Consolidado	
	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009
Pis e Cofins sobre Importação de serviços	**23**	3.153	**1.057**	3.153
Imposto sobre serviços	**-**	1.503	**143**	2.151
Imposto sobre operações financeiras	**4**	-	**327**	323
Outros	**22**	450	**1.110**	1.825
	49	5.106	**2.637**	7.452

12. Imposto de renda e contribuição social

Em 31 de março de 2010, os montantes de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social acumulados eram de R$ 37.541 na controladora e R$ 24.638 na controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. Conseqüentemente, a Companhia e sua controlada HRTOG possuem créditos fiscais no montante de R$ 12.764 e R$ 8.377, respectivamente, que, de acordo com a legislação local, podem ser utilizados no futuro para compensar lucros tributáveis. Prejuízos fiscais a compensar gerados no Brasil não expiram e podem ser compensados com lucro tributável futuro, limitado a 30% do lucro tributável em um determinado exercício. Em razão da ausência de histórico de rentabilidade e das incertezas envolvendo as diversas premissas financeiras e de negócio, a Administração optou por não constituir imposto de renda e contribuição social diferidos, os quais serão reconhecidos à medida em que forem compensados.

Na controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda., o imposto de renda e a contribuição social foram apurados com base na legislação pertinente pelo regime de tributação com base no lucro presumido, totalizando R$ 530.

13. Patrimônio líquido

13.1. Capital social

A Companhia foi criada em 17 de julho de 2009 com o capital social de R$ 1 representativo de 1.000 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

Posteriormente foram realizados aumentos de capital aprovados em Assembléia Geral Extraordinária (AGE) mediante a emissão de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, conforme demonstrado a seguir:

Data da AGE	Valor	Nº de ações	
01de outubro de 2009	1.000	44.500	(a)
05 de outubro de 2009	307	13.950	
08 de outubro de 2009	1.520	87.115	
17 de novembro de 2009	1.892	108.411	

(a) Aumento de capital mediante a integralização das quotas da controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda.

13. Patrimônio líquido--Continuação

13.1. Capital social-- Continuação

Em 31 de março de 2010, o capital social subscrito e integralizado era de R$ 4.720, composto por 254.976 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O capital autorizado é de R$ 5.000.000.

13.2. Reserva de capital - Ágio na subscrição de ações

Em conformidade com o artigo 182 da Lei 6.404/76, a parcela do preço de emissão das ações sem valor nominal que ultrapassou a importância destinada à formação do capital social no montante de R$ 475.521 foi registrado como ágio na subscrição de ações. O ágio apurado teve como fundamento a expectativa de rentabilidade futura da Companhia, conforme o artigo 170, §1º, inciso I da Lei das Sociedades por Ações, sendo que tais perspectivas foram discutidas e arbitradas entre os acionistas e investidores, conforme o caso, por ocasião de cada aumento de capital, refletindo diversos fatores, entre eles a aquisição de ativos (blocos), estudos sobre os potenciais dos blocos, perspectivas da indústria de óleo e gás e da economia mundial.

Os custos da captação privada no montante total de R$ 34.711, os quais estão detalhados abaixo, foram registrados como redução ao prêmio da captação por intermédio da emissão de títulos patrimoniais a qual se referem.

	Valor – R$
Honorários advocatícios no Brasil	2.811
Honorários advocatícios no exterior	2.476
Comissões e corretagem	28.597
Outros	827
	34.711

13. Patrimônio líquido--Continuação

13.3. Ações em tesouraria

Em consonância com o disposto no Acordo de Acionistas da Companhia de 08 de outubro de 2009 e nos termos da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 19 de outubro de 2009, a Diretoria deliberou pela recompra de 13.794 ações de emissão da Companhia detidas pela Triple M, pelo montante global de R$ 26.029 em 23 de novembro de 2009, sendo R$ 303 reconhecidos como ações em tesouraria e o valor remanescente de R$ 25.726 deduzidos da reserva de capital - ágio da subscrição de ações.

A Companhia transferiu 4.248 ações para membros da administração como parte do seu pacote de remuneração. O saldo em tesouraria, portanto, no final de março de 2010, é de 9.546 ações.

13.4. Remuneração com base em participação acionária

Nos termos do Acordo de Acionistas da HRT Participações Petróleo S.A. e em consonância com os termos aprovados na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 08 de outubro de 2009, a Companhia foi autorizada a transferir ações a determinados membros da administração como parte de seu o pacote de remuneração.

Com o objetivo de atrair determinados executivos, em 05 de março de 2010, através de contrato de compensação em ações (*"share compensation agreement")* a Companhia outorgou a determinados administradores, em caráter irrevogável e irretratável, a opção para a compra de 4.248 ações ordinárias de sua emissão, sem condição de aquisição (*"vesting conditions") e* com direito de exercício imediato pelo preço de exercício unitário de R$ 5,00 (cinco reais).

Em 29 de março de 2010, todas as 4.248 ações foram transferidas aos membros da administração mediante o pagamento do preço de exercício de R$ 5,00 (cinco reais) por ação.

13. Patrimônio líquido--Continuação

13.4. Remuneração com base em participação acionária--Continuação

Conforme previsto no Pronunciamento Técnico CPC 10 - Pagamentos baseados em ações (CPC 10) o valor justo do instrumento patrimonial foi mensurado pelo seu valor intrínseco. O valor intrínseco foi determinado a partir da diferença entre o valor unitário por ação da mais recente operação envolvendo a negociação das ações da Companhia, realizada em 23 de novembro de 2009, e o preço de exercício de R$ 5,00 (cinco reais). A Companhia entende que o valor intrínseco é a base de mensuração mais confiável do valor de mercado dessas ações.

A correspondente despesa relativa ao contrato de compensação em ações no montante de R$ 7.944 foi reconhecida no resultado do trimestre findo em 31 de março de 2010, uma vez que não há qualquer condição de aquisição a ser cumprida.

A Companhia poderá dispor, ainda, de até 5% das ações por ela emitidas para um Programa de *Stock Options*. O referido Programa de *Stock Options* terá duração de 3 (três) anos. Ao final do primeiro ano, serão outorgadas opções representativas de 1/3 (um terço) do montante total. Os 2/3 (dois terços) remanescentes serão outorgados proporcionalmente, em bases trimestrais.

Em 31 de março de 2010, nenhuma opção relativa ao programa acima havia sido outorgada.

14. Despesas com serviços de terceiros

Foram registrados como Serviços de Terceiros serviços contratos de pessoas jurídicas e físicas, cujos maiores valores se referem a Assessoria Legal e Consultoria Empresarial e Operacional.

	Controladora	Consolidado
Honorários de Advogados – Brasil	297	589
Serviços Prestado-PJ – Brasil	103	3.664
Impostos e Taxas – Brasil	-	157
Total	400	4.410

15. Transações com partes relacionadas

Em 31 de março de 2010, a Companhia mantém contrato de mútuo celebrado com a controlada integral Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda no montante de R$ 3.027 (R$ 3.000 em 31 de dezembro de 2009). O contrato pactuou prazo de pagamento indeterminado, sendo facultado à Companhia saldar a dívida a qualquer tempo e à mutuante exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 30 dias de antecedência.

Adicionalmente, a Controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda firmou instrumento particular de mútuo com a coligada Triple M Participação em Petróleo e Gás Ltda. no montante de R$ 4.556. O contrato pactuou prazo de pagamento indeterminado, sendo facultado à mutuaria saldar a dívida a qualquer tempo e à mutuante exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 90 dias de antecedência.

Os contratos acima mencionados não prevêem a incidência de juros.

Remuneração dos administradores

A remuneração total dos administradores da Companhia e suas controladas para o período findo em 31 de março de 2010 foi de R$8.309 segregados em:

(a) benefícios de curto prazo a administradores: R$365
(b) remuneração baseada em ações: R$7.944, conforme mencionado na nota 13.4.

16. Instrumentos financeiros

Em atendimento à Deliberação CVM nº 566, de 17 de dezembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC nº 14, e à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros.

Em 31 de março de 2010, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalente de caixas - está apresentado ao seu valor de mercado, que equivale ao seu valor contábil.
- Contas a receber - são classificados como mantidos até o vencimento, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

Os valores de mercado dos ativos e passivos financeiros foram determinados com base em informações de mercado disponíveis e metodologias de valorização apropriadas. O uso de diferentes premissas de mercado e/ou metodologias de estimativa poderiam ter um efeito diferente nos valores de mercado sugeridos. Baseada nessa estimativa, a Administração entende que o valor contábil dos instrumentos financeiros equivale ao seu valor de mercado.

O risco de crédito é o principal fator de risco de mercado que afeta o negócio da Companhia.

Esse risco afeta principalmente as disponibilidades e as contas a receber da Companhia. Todas as operações são realizadas com bancos de reconhecida liquidez, minimizando seus riscos. As contas a receber são concentradas em clientes com reputação e solidez. A Administração não espera enfrentar dificuldades de realização dos créditos a receber.

17. Seguros

Em 31 de março de 2010, a Companhia possuía cobertura de seguros contra os principais riscos tais como danos materiais, lucros cessantes e bens do ativo fixo, por valores considerados por sua Administração suficientes para cobrir eventuais perdas.

Não está incluído no escopo dos trabalhos de nossos auditores, emitir opinião sobre a suficiência da cobertura de seguros, a qual foi determinada e avaliada quanto a sua adequação pela Administração da Companhia.

18. Eventos Subsequentes

Conforme deliberado na Assembléia Geral Extraordinária de 12 de março de 2010 e na Reuniões do Conselho de Administração de 12 e 30 de março de 2010, a Companhia está finalizando o processo de aquisição indireta da empresa Lábrea Petróleo S.A. (“Lábrea”), sociedade anônima fechada, constituída de acordo com as leis brasileiras, que detém ativos de exploração de petróleo no Brasil e na Namíbia, cujo controle indireto é detido por determinados membros da Administração. Em todas as reuniões de Conselho de Administração e/ou de Assembléia Geral de Acionistas em que tal operação foi objeto de deliberação, tais administradores, da forma da lei abstiveram-se de discutir e votar a matéria se retirando inclusive do recinto. Os termos aprovados pelo Conselho de Administração para aquisição prevêem o seguinte: (i) pagamento em dinheiro do montante em Reais equivalente a US$ 5 milhões; (ii) a outorga de 10.276 ações da companhia para os atuais controladores da Lábrea; e, (iii) assunção de obrigações da Lábrea, limitada ao montante de até US$ 10 milhões.

As partes estão finalizando o processo de negociação e elaboração dos instrumentos contratuais para efetivação da transação.

Em maio de 2010, o Ministro das Minas e Energia da República da Namíbia assinou *Petroleum Agreement* que concedeu à controlada HRTOG direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em três blocos exploratórios situados em águas profundas e posicionados nas imediações do Campo de Kudu, na Bacia Sedimentar do Orange, no *offshore* da Namíbia. A HRTOG passou a deter 40% de participação nos blocos e foi designada a operadora dos mesmos

Conforme deliberado pelos acionistas na Assembléia Geral Extraordinária de 17 de novembro de 2009, a companhia está em processo de constituição de subsidiária integral na Holanda, com capital social de até R$ 8.561, equivalente a US$ 5.000, cuja denominação será HRT Netherlands B.V.

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores **HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.**, sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, n.º 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 10.629.105/0001-68 ("Companhia"), nos termos do inciso V do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de revisão especial dos auditores independentes da Companhia (Ernst & Young Auditores Independentes S.A.) referentes às demonstrações financeiras da Companhia para o trimestre encerrado em 31 de março de 2010.

Rio de Janeiro, 01 de setembro de 2010.

Marcio Rocha Mello
Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores

Eduardo de Freitas Teixeira
Diretor-Financeiro

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da **HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.**, sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, n.º 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 10.629.105/0001-68 ("Companhia"), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia para o trimestre encerrado em 31 de março de 2010.

Rio de Janeiro, 01 de setembro de 2010.

Marcio Rocha Mello
Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores

Eduardo de Freitas Teixeira
Diretor-Financeiro

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO PERÍODO DE SEIS MESES ENCERRADO EM 30 DE JUNHO DE 2010 E RESPECTIVO RELATÓRIO DE REVISÃO ESPECIAL DO AUDITOR INDEPENDENTE

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

Informações Trimestrais - ITR

HRT Participações em Petróleo S.A.

30 de junho de 2010
com Relatório de Revisão dos Auditores Independentes

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Informações Trimestrais

30 de junho de 2010

Índice

Relatório de Revisão dos Auditores Independentes.....

Informações Trimestrais

Balanços patrimoniais da controladora e consolidado.....
Demonstrações do resultado da controladora e consolidado.....
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido consolidado.....
Demonstrações dos fluxos de caixa da controladora e consolidado.....
Notas explicativas às demonstrações financeiras.....

Relatório de revisão dos auditores independentes

Aos
Acionistas, Conselheiros e Diretores da
HRT Participações em Petróleo S.A.
Rio de Janeiro - RJ

1. Revisamos as informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais - ITR, individuais e consolidadas da HRT Participações em Petróleo S.A. e de suas controladas, referentes ao trimestre findo em 30 de junho de 2010, compreendendo o balanço patrimonial e as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, o relatório de desempenho e as notas explicativas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração.

2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e consistiu, principalmente em:
(a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia e de suas controladas quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham, ou possam vir a ter, efeitos relevantes sobre a posição financeira e as operações da Companhia e de suas controladas.

3. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nas informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais acima referidas, para que estas estejam de acordo com as normas contábeis adotadas no Brasil e com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais.

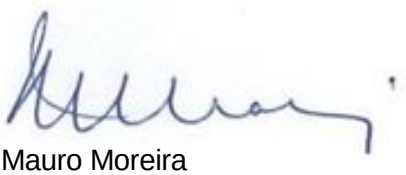
4. Conforme mencionado na nota explicativa 2, durante o ano de 2009 foram aprovados pela CVM diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) com vigência para 2010, que alteraram as práticas contábeis adotadas no Brasil. Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 603/09, a Administração da Companhia optou por apresentar suas Informações Trimestrais utilizando as normas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 2009, ou seja, não aplicou esses normativos com vigência para 2010. Conforme requerido pela citada Deliberação CVM nº 603/09, a Companhia divulgou esse fato na nota explicativa 2.1 às Informações Trimestrais, e a descrição das principais alterações que poderão ter impacto sobre as suas demonstrações financeiras do encerramento do exercício e os esclarecimentos das razões que impedem a apresentação da estimativa dos seus possíveis efeitos no patrimônio líquido e no resultado, como requerido pela Deliberação.

5. A controlada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. irá prospectar reservas de petróleo e gás em suas concessões. A exploração de reservas de petróleo e gás requer investimentos em montantes significativos e podem não resultar em descoberta de reservas economicamente viáveis.

6. Conforme comentado na nota explicativa 2.2, as Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2010, cujos valores são apresentados para fins de comparação, foram reapresentadas e contêm modificações, com as quais concordamos, em relação àquelas originalmente apresentadas, sobre as quais emitimos relatório de revisão sem ressalvas datado de 14 de maio de 2010.

Rio de Janeiro, 15 de julho de 2010

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6 - F – RJ



Mauro Moreira
Contador - CRC - 1RJ 072.056/0-2

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Balanços patrimoniais
30 de junho de 2010
(Em milhares de reais)

	Junho 2010		Março 2010	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Ativo				
Ativo circulante				
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)	**28.073**	**251.622**	234.546	301.515
Partes relacionadas (Nota 15)	**3.105**	**-**	3.027	-
Contas a receber (Nota 5)	**-**	**4.789**	-	2.010
Tributos a recuperar (Nota 6)	**3.339**	**4.781**	1.915	2.774
Outros Créditos	**70**	**5.323**	460	5.643
Total Ativo circulante	**34.587**	**266.515**	239.948	311.942
Ativo não circulante				
Partes relacionadas (Nota 15)	**-**	**-**	-	4.556
Depósito em garantia (Nota 7)	**-**	**35.678**	-	22.566
Investimentos (Nota 9)	**368.921**	**-**	155.983	-
Imobilizado (Nota 10)	**16**	**7.530**	12	6.451
Intangível (Nota 11)	**-**	**112.707**	-	57.311
Total do Ativo não circulante	**368.937**	**155.915**	155.995	90.884
Total do Ativo	**403.524**	**422.430**	395.943	402.826

	Junho 2010		Março 2010	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Passivo e Patrimônio líquido				
Passivo circulante				
Partes relacionadas	**60**	**-**	-	-
Fornecedores	**189**	**11.285**	-	1.159
Obrigações trabalhistas	**-**	**2.706**	-	1.569
Tributos e contribuições sociais (Nota 12)	**9**	**3.732**	49	2.636
Imposto de renda e contribuição social (Nota 13)	**-**	**-**	330	789
Outras obrigações	**-**	**2.387**	-	1.093
Total do passivo circulante	**258**	**20.110**	379	7.246
Participações dos Minoritários	**-**	**(946)**	-	16
Patrimônio líquido (Nota 14)				
Capital Social	**4.720**	**4.720**	4,720	4.720
Ações em Tesouraria	**-**	**-**	(210)	(210)
Reservas de Capital	**415.084**	**415.084**	415.084	415.084
Ajuste de Avaliação Patrimonial	**34.657**	**34.657**	7.944	7.944
Prejuízos Acumulados	**(51.195)**	**(51.195)**	(31.974)	(31.974)
Total Patrimônio liquido	**403.266**	**403.266**	395.564	395.564
Total Passivo e Patrimônio líquido	**403.524**	**422.430**	395.943	402.826

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações do resultado
30 de junho de 2010
(Em milhares de reais)

	01/04/2010 a 30/06/2010		01/01/2010 a 30/06/2010	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Receita Bruta de Serviços	**-**	**5.897**	-	**7.737**
Deduções da Receita Bruta	**-**	**(833)**	-	**(1.132)**
Receita Líquida de Serviços	**-**	**5.064**	-	**6.605**
Custo dos Serviços	**-**	**(3.136)**	-	**(7.162)**
Resultado Bruto	**-**	**1.928**	-	**(557)**
Despesas operacionais (receitas)				
Geologia e Geofísica (Nota 11)	**-**	**(2.570)**	**-**	**(5.255)**
Pessoal	**(2.675)**	**(11.228)**	**(10.925)**	**(23.256)**
Gerais e Administrativas	**(394)**	**(2.958)**	**(709)**	**(4.764)**
Serviços de Terceiros (Nota 16)	**(656)**	**(4.530)**	**(1.056)**	**(10.558)**
Tributárias	**(5)**	**(62)**	**(10)**	**(326)**
Depreciação e Amortização	**(1)**	**(414)**	**(2)**	**(694)**
Resultado da Equivalência Patrimonial (Nota 9)	**(18.434)**	**-**	**(33.418)**	**-**
Despesas Financeiras	**(27)**	**(308)**	**(705)**	**(1.048)**
Receitas Financeiras	**2.971**	**6.585**	**8.022**	**13.492**
Outras despesas (receitas) operacionais	**-**	**(4.619)**	**243**	**(4.019)**
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	**(19.221)**	**(18.176)**	**(38.560)**	**(36.985)**
Imposto de renda e contribuição social (Nota 13)	**-**	**(1.099)**	**-**	**(1.629)**
Participações dos minoritários	**-**	**54**	**-**	**54**
Prejuízo do exercício	**(19.221)**	**(19.221)**	**(38.560)**	**(38.560)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido
30 de junho de 2010
(Em milhares de reais)

	Capital Social	Ações em Tesouraria	Reserva de Capital	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Prejuízos Acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2009	**4.720**	**(303)**	**415.084**	**-**	**(12.635)**	**406.866**
Prejuízo do período de 01.01.10 a 31.03.10	-	-	-	7,944	(19.339)	**(11.395)**
Ações em tesouraria	-	93	-	-	-	**93**
Saldos em 31 de março de 2010	**4.720**	**(210)**	**415.084**	**7.944**	**(31.974)**	**395.564**
Ações cedidas na aquisição da Ranger (Nota 8)	-	210	-	24.052	-	**24.262**
Remuneração com base em participação acionária (Note 14.4)	-	-	-	2.661	-	**2.661**
Prejuízo do exercício 01.04.10 a 30.06.10	-	-	-	-	(19.221)	**(19.221)**
Saldos em 30 de junho de 2010	**4.720**	-	**415.084**	**34.657**	**(51.195)**	**403.266**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa
30 de junho de 2010
(Em milhares de reais)

	01/04/2010 a 30/06/2010		01/01/2010 a 30/06/2010	
	Controladora	Consolidado	Controladora	Consolidado
Fluxo de Caixa das atividades operacionais				
Prejuízo do exercício	(19.221)	(19.221)	(38.560)	(38.560)
Ajustes por				
Depreciações e amortizações	1	414	2	800
Equivalência patrimonial	18.434	-	33.418	-
Remuneração baseada em ações	2.661	2.661	10.605	10.605
Outras	-	-	44	22
	1.875	(16.146)	5.509	(27.133)
(Aumento) redução nos ativos				
Contas a receber	-	(2.779)	-	3.230
Tributos a recuperar	(1.424)	(2.007)	(2.837)	(3.609)
Outros créditos	295	1.281	243	72
Adiantamentos a fornecedores	(8)	(737)	(18)	(2.237)
Despesas antecipadas	25	(1.183)	(47)	(2.197)
Depósitos em garantia	-	(13.110)	-	(35.610)
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	189	(9.843)	169	(8.840)
Obrigações trabalhistas	-	1.137	-	1.368
Tributos e contribuições sociais	(40)	1.096	(5.097)	(3.719)
Imposto de Renda e contribuição social	-	(789)	-	(1.050)
Outras obrigações	(268)	1.178	62	1.271
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	(1.231)	(25.756)	(7.525)	(51.321)
Fluxo de caixa das atividades de investimentos				
Integralização de capital em controladas	(207.112)	-	(228.318)	-
Aquisição de imobilizado	(5)	(1.421)	(5)	(3.743)
Aquisição de intangível	-	(2.169)	-	(6.560)
Aquisição da Ranger Participações Ltda (Ranger)	-	(9.020)	-	(9.020)
Caixa líquido usado nas atividades de investimento	(207.117)	(12.610)	(228.323)	(19.323)
Fluxos de caixa das atividade de financiamentos				
Opções de ações exercidas	-	-	21	21
Perdão de mútuo ativo com parte relacionada	-	4.619	-	4.619
Caixa líquido usado nas atividades de financiamento	-	4.619	21	4.640
Redução líquida no caixa e equivalentes de caixa	(206.473)	(49.893)	(230.318)	(93.137)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	234.546	301.515	258.391	344.759
Caixa e equivalente de caixa no final do exercício	28.073	251.622	28.073	251.622
Redução líquida no caixa e equivalentes de caixa	(206.473)	(49.893)	(230.318)	(93.137)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.

Notas explicativas às informações trimestrais
30 de junho de 2010
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. Contexto operacional

A HRT Participações em Petróleo S.A. ("Companhia" ou "HRTP S.A.") foi criada em 17 de julho de 2009 através da transformação da BN 16 Participações Ltda., em sociedade anônima sob aquela denominação, com sede na cidade do Rio de Janeiro, e tem como objeto social a participação em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista, independente de suas atividades, nacionais ou estrangeiras, constituídas sob qualquer tipo societário.

Em 30 de junho de 2010 a Companhia possui controle integral das seguintes sociedades:

- Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda. (IPEX Ltda.)

  A controlada foi constituída em 31 de julho de 2004 sob a denominação de High Resolution Technology & Petroleum Ltda., para atuar na prestação de serviços de pesquisas geofísicas e geológicas dentro da atividade de exploração de petróleo no Brasil.

  Em 30 de junho de 2009, através de um acordo denominado *Farm-Out Agreement,* a controlada adquiriu participação de 51% em 21 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões, então sob titularidade de MS Brasil S.A./Petra Energia, sendo que tal aquisição estava condicionada à aprovação da ANP. O *Farm-Out Agreement* previa a cessão dos direitos da controlada à sua relacionada HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda., (HRTOG Ltda.). Em 22 de Dezembro de 2009 a ANP aprovou a cessão da participação de 51% nos referidos blocos, bem como a operação dos mesmos, à HRTOG Ltda.

  Em 01 de outubro de 2009, os antigos sócios cotistas da IPEX Ltda., integralizaram sua participação no capital da sociedade na HRT Participações em Petróleo S.A., a qual passou a controlá-la.

  Em 23 de novembro de 2009, a razão social da controlada foi alterada para Integrated Petroleum Expertise Company - Serviços em Petróleo Ltda.

1. **Contexto operacional**--Continuação

- HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. (HRTOG Ltda.)

  A controlada foi constituída em 20 de julho de 2009, com sede na cidade do Rio de Janeiro, tendo como objeto social: (i) a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural; (ii) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de petróleo, gás natural, combustível e produtos derivados de petróleo; (iii) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica; e (iv) a participação em outras sociedades.

  A controlada é a operadora dos 21 blocos exploratórios adquiridos pelo grupo.

  A controlada HRTOG efetua estudos geológicos, geofísicos e interpretação de dados sísmicos para planejamento da sua campanha de perfuração em suas concessões. Atualmente, a administração concluiu a negociação com uma empresa brasileira e está finalizando com uma estrangeira, contratos com o objetivo de alugar 4 sondas. Ainda, encontra-se em fase final de negociação, contrato para a prestação de serviços técnicos e aluguel de equipamentos necessários para exploração e avaliação de suas reservas.

- Ranger Participações Ltda. (Ranger)

  Em 10 de maio de 2010, conforme mencionado na nota explicativa 8, a Companhia e sua controlada HRTOG adquiriram 94,70% da empresa Ranger Participações Ltda., sociedade anônima fechada, constituída de acordo com as leis brasileiras detentora da integralidade do capital da Lábrea Petróleo S.A.

  Atualmente a Labrea é detentora da totalidade dos interesses em 2 blocos marítimos localizados na Bacia de Walvis, cobrindo uma área de 11.592 km² na República da Namíbia e, de 10% de participação em 2 blocos na Bacia do Recôncavo, 1 bloco na Bacia do Espírito Santo e 1 bloco na Bacia do Rio do Peixe, sendo estes terrestres e localizados ao longo do litoral leste do Brasil. Em 14 de maio de 2010, foi assinado, ainda, um acordo (Petroleum Agreement) entre a controlada HRTOG e o governo da República da Namíbia para a aquisição de 3 blocos exploratórios situados na Bacia sedimentar de Orange (2813A, 2814B e 2914A. A controlada se apresenta como operadora, detendo participação nesses blocos é de 40%.

1. Contexto operacional--Continuação

- HRT Netherlands B.V.

  A controlada foi constituída em 15 de junho de 2010, com sede na Holanda, com capital social autorizado de Euros 90 mil, tendo como objeto social atividades relacionadas a petróleo e gás e participação em sociedades.

2. Apresentação das informações trimestrais

A Administração da Companhia autorizou a conclusão da preparação destas informações trimestrais em 15 de julho de 2010.

Considerando a data de criação da Companhia, não estão sendo apresentadas as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e do fluxo de caixa relativas aos mesmos períodos do exercício anterior.

As práticas contábeis adotadas para a preparação das Informações Trimestrais são similares às práticas adotadas na preparação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2009.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis emitiu e a CVM aprovou ao longo do exercício de 2009 diversos pronunciamentos contábeis alinhados com as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board, com vigência para os exercícios sociais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2010 com aplicação retroativa a 2009 para fins de comparabilidade.

Entretanto, conforme facultado pela Deliberação CVM nº 603, de 10 de novembro de 2009, a Companhia optou por apresentar as Informações Trimestrais - ITR de 2010 de acordo com as normas contábeis vigentes até 31 de dezembro de 2009. Sendo assim, as informações trimestrais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP), as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com as normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e as normas e procedimentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC vigentes até 31 de dezembro de 2009.

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.1. Pronunciamentos contábeis recentes

A Administração da Companhia, no seu melhor julgamento, não espera alterações significativas na posição patrimonial e financeira da Companhia em razão da adoção do novo conjunto de normas. Entretanto, são esperadas alterações na apresentação das demonstrações financeiras, informações trimestrais e na extensão de divulgação, em razão da adoção dos seguintes pronunciamentos contábeis:

CPC 15 Combinação de Negócios, aprovado pela Deliberação CVM nº 580, de 31 de julho de 2009: Determina, principalmente, os princípios e requerimentos para um adquirente em uma combinação de negócios, exceto aquelas relacionadas a entidades ou negócios sob controle comum, principalmente no que se refere a: (i) como reconhecer e mensurar, em suas demonstrações financeiras, os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos e as participações societárias de não controladores na sociedade adquirida; (ii) reconhecer e mensurar o ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) ou o ganho proveniente de compra vantajosa (deságio). Estabelece, também, as divulgações necessárias com o objetivo de possibilitar aos usuários dessas informações avaliarem a natureza e os impactos decorrentes da combinação de negócios nas demonstrações financeiras da Companhia. A Deliberação da CVM acima mencionada estabeleceu que, as combinações de negócios ocorridas em 2009 devam ser reapresentadas pelas Companhias nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2010, contemplando os requerimentos do CPC 15 acima mencionados.

A Companhia não efetuou nenhuma combinação de negócios no exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e no trimestre findo em 31 de março de 2010. Com relação à aquisição da Ranger Participações Ltda., a Administração acredita que a política contábil aplicada se assemelha ao método requerido pelo CPC 15. Dessa forma, a Companhia não espera que o referido Pronunciamento Técnico produza impactos significativos sobre suas demonstrações financeiras.

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.1. Pronunciamentos contábeis recentes--Continuação

CPC 21 Demonstração Intermediária, aprovado pela Deliberação CVM nº 581, de 31 de Julho de 2009: Estabelece o conteúdo mínimo de uma demonstração financeira intermediária e os princípios para reconhecimento e mensuração de certos ativos e passivos nas demonstrações completas ou condensadas de período intermediário. De acordo com esse CPC, as demonstrações financeiras intermediárias devem incluir os seguintes principais componentes: (a) balanço patrimonial condensado; (b) demonstração condensada do resultado do período; (c) demonstração condensada do resultado abrangente; (d) demonstração condensada das mutações do patrimônio líquido; (e) demonstração condensada dos fluxos de caixa; (f) notas explicativas selecionadas. Determina ainda que a mensuração de estimativas contábeis em períodos intermediários deve ser feita em bases anuais, com isso, a aplicação desse Pronunciamento Técnico poderá trazer alguns impactos temporários na apuração dos resultados trimestrais, entretanto não impactarão a apuração do resultado anual da Companhia.

A Administração da Companhia espera que essa norma produza alterações sobre o volume de informações a serem divulgados em suas Informações Trimestrais - ITRs, dado que tais ITRs serão preparadas em bases sintetizadas e contemplarão todas as informações materiais, necessárias e suficientes para prover um adequado e completo rol de indicadores contábeis e financeiros aos usuários de suas ITRs.

CPC 22 Informações por Segmento, aprovado pela Deliberação CVM nº 582, de 31 de Julho de 2009: Determina o requerimento de divulgação de informações segregadas por segmento operacional da Companhia. “Segmento operacional” é definido como um componente da entidade: (a) que desenvolve atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas; (b) cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da Companhia para a tomada de decisões; e (c) para a qual haja informação financeira disponível.

A Administração da Companhia prevê divulgação adicional em suas informações trimestrais decorrente dos dados e indicadores dos ativos, passivos e resultados identificáveis para cada um de seus segmentos operacionais. A determinação dos segmentos operacionais a serem considerados nessa divulgação, será avaliada pela Administração da Companhia ao longo de 2010.

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.1. Pronunciamentos contábeis recentes--Continuação

CPC 23 Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, aprovado pela Deliberação CVM nº 592, de 15 de setembro de 2009: Define critérios para a seleção e mudanças de políticas e estimativas contábeis, bem como define o tratamento contábil e a divulgação de mudanças e estimativas contábeis e o tratamento de retificação de erros.

A Companhia não espera que a referida norma produza impactos relevantes sobre suas informações trimestrais, uma vez que sua prática contábil em relação ao tratamento de Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro converge com a prática contábil requerida por essa norma.

CPC 26 Apresentação das Demonstrações financeiras, aprovado pela Deliberação CVM nº 595, de 15 de setembro de 2009: Estabelece a base para a apresentação das demonstrações financeiras, mediante a determinação de requisitos gerais para a apresentação, diretrizes para a sua estrutura e o conteúdo mínimo a ser incluído nas demonstrações financeiras. Foram adicionados dois requerimentos novos em relação à prática antiga:
i) demonstração do resultado abrangente; ii) apresentação de três balanços patrimoniais nas situações em que a Companhia aplica uma política contábil de forma retroativa ou reapresenta itens em suas demonstrações financeiras.

A Companhia entende que o referido Pronunciamento Técnico produzirá impactos sobre a apresentação de suas demonstrações financeiras, uma vez que define extensivos requerimentos de divulgação sobre políticas contábeis e a introdução da demonstração do resultado abrangente, prática essa que deverá ser aplicada pela Companhia nas demonstrações financeiras a serem preparadas em 2010 (incluindo as demonstrações financeiras do período comparativo).

2. Apresentação das informações trimestrais--Continuação

2.2. Reapresentação das Informações Trimestrais do período findo em 31 de março de 2010

As informações trimestrais da Companhia, relativas ao trimestre findo em 31 de março de 2010, originalmente concluídas em 14 de maio de 2010, estão sendo reapresentadas em razão da identificação, após a sua conclusão, de registros contábeis não classificados corretamente, cujos ajustes foram efetuados conforme requerido pela deliberação CVM Nº 506 de 19 de junho de 2006, que aprovou o pronunciamento do IBRACON sobre práticas contábeis, mudanças de estimativa e correção de erros.

O ajuste efetuado, no montante de R$ 34.711, refere-se aos custos com captação privada que foram originalmente registrados como despesa no resultado do período de 17 de julho a 31 de dezembro de 2009 e conseqüentemente refletido em prejuízos acumulados em 31 de março de 2010, quando, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 08, aprovado pela deliberação CVM 556 de 12 de novembro de 2008, que trata de custos de transação e prêmios na emissão de títulos e valores mobiliários, esses custos devem ser classificados como redução ao prêmio obtido na captação.

Conforme descrito na tabela a seguir, o ajuste identificado resultou em uma redução do prejuízo acumulado e da reserva de capital - ágio na emissão de ações, portanto, não afetando o total do patrimônio líquido:

	31 de março de 2010			
	Controladora		Consolidado	
	Publicado originalmente	Reapresentado	Publicado originalmente	Reapresentado
Patrimônio líquido	395.564	395.564	395.564	395.564
Reserva de capital - ágio na emissão de ações	449.795	415.084	449.795	415.084
Prejuízo acumulado	(66.685)	(31.974)	(66.685)	(31.974)

A Nota 14.2 (Reserva de Capital - Ágio na subscrição de ações) foi complementada para demonstrar os saldos contábeis e divulgações ajustadas após a correção mencionada.

As informações trimestrais relativas a 30 de junho de 2010 já refletem todos os ajustes e complementos de divulgações acima discutidos.

3. Procedimentos de consolidação

As informações trimestrais consolidadas para o período findo em 30 de junho de 2010 incluem as informações financeiras da controladora e das controladas HRTOG Ltda., IPEX Ltda., Ranger Participações Ltda., e a HRT Netherlands B.V.

O processo de consolidação das contas patrimoniais e de resultado da empresa controlada corresponde à soma horizontal dos saldos das contas de ativo, passivo, receitas e despesas, segundo a sua natureza, complementada com as seguintes eliminações: (a) eliminação dos saldos de ativos e/ou passivos entre as sociedades consolidadas; (b) eliminação dos investimentos contra o respectivo patrimônio líquido da sociedade controlada; e (c) eliminação das receitas e despesas decorrentes de transações entre as sociedades consolidadas.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	30 de junho de 2010		**31 de março de 2010**	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Caixa e bancos	**221**	**4.004**	148	1.831
Aplicações financeiras				
Fundos de investimento - renda fixa	**90**	**193**	100	100
Certificados de depósitos bancários	**11.464**	**22.934**	102.661	102.661
Debêntures	**16.298**	**224.475**	131.637	196.923
Outros	**-**	**16**	-	-
	28.073	**251.622**	234.546	301.515

4. Caixa e equivalentes de caixa--Continuação

As aplicações financeiras constituem-se, principalmente, em Certificados de Depósito Bancário - CDB e debêntures emitidos por bancos de primeira linha e estão disponíveis para negociação, portanto, podendo ser resgatadas a qualquer tempo. As aplicações financeiras são remuneradas com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI e, portanto, já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida do resultado do período.

Banco	Produto	Vencimento	Juros %CDI	Controladora	Consolidado
ABN AMRO	CDB	29/09/2011	102,5	**1.072**	**1.072**
Brasil	CDB	10/10/2014	100	**10.392**	**10.392**
Bradesco	CDB	29/05/2012	100,5	**-**	**11.470**
				11.464	**22.934**
Bradesco	Debêntures	19/03/2012	100,25	**4.561**	**4.561**
Itaú	Debêntures	16/03/2011	100	**11.737**	**11.737**
ABN AMRO	Debêntures	29/11/2011	101,75	**-**	**552**
Itaú	Debêntures	08/03/2011	100	**-**	**276**
Bradesco	Debêntures	14/05/2012	100,5	**-**	**54.173**
Santander	Debêntures	01/06/2017	101,5	**-**	**126.403**
Santander	Debêntures	01/06/2017	101,5	**-**	**26.773**
				16.298	**224.475**

5. Contas a receber (consolidado)

	30 de junho de 2010	31 de março de 2010
Agência Nacional de Petróleo ANP	**818**	283
Devon Energy do Brasil Ltda.	**663**	-
Southern Westernn Geco	**649**	-
Cepsa EP S.A.	**648**	-
M&S Brasil Ltda.	**504**	-
Tullow Group Service	**401**	-
Petra Energia S.A.	**255**	1.058
Petroleo Brasileiro S.A.	**181**	461
BG E&P Brasil Ltda.	**69**	-
Chevron Brasil Petróleo Ltda.	**61**	-
Greater Nile Petroleum	**52**	-
OGX Petróleo & Gás Ltda.	**32**	-
Outros	**456**	208
	4.789	2.010

6. Tributos a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2010	**31/03/2010**	**30/06/2010**	**31/03/2010**
Imposto de renda e contribuição social	**3.336**	1.915	**4.413**	2.222
Imposto sobre Serviço	**-**	-	**146**	144
Outros	**3**	-	**222**	408
	3.339	1.915	**4.781**	2.774

7. Depósitos em garantia (consolidado)

Em 30 de junho de 2010 a controladora HRT OG tem R$ 85.000 de seguros contratados com a J.Marlucelli Seguradora S.A., para atender às exigências da ANP. Para tanto, além da fiança da Controladora, foi oferecido depósito colateral no valor equivalente a R$ 34.500 junto ao Banco do Brasil S.A., pelo mesmo prazo da garantia, isto é, de 30 meses.

	Vigência		Valor	Depósito
Blocos	**Início**	**Fim**	**segurado**	**em garantia**
SOL-T-148	04/05/2010	30/10/2012	**10.000**	**3.000**
SOL-T-149	04/05/2010	30/10/2012	**10.000**	**3.000**
SOL-T-168	18/03/2010	13/09/2012	**15.000**	**7.500**
SOL-T-170	18/03/2010	13/09/2012	**15.000**	**7.500**
SOL-T-172	04/05/2010	30/10/2012	**10.000**	**3.000**
SOL-T-191	18/03/2010	13/09/2012	**15.000**	**7.500**
SOL-T-194	04/05/2010	30/10/2012	**5.000**	**1.500**
SOL-T-195	04/05/2010	30/10/2012	**5.000**	**1.500**
			85.000	**34.500**

O saldo do depósito é sujeito à remuneração com base em percentuais da variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI. Em 30 de junho de 2010, o saldo atualizado é de R$35.678 (R$ 22.566 em 31 de março de 2010).

8. Aquisição da Ranger Participações Ltda.

Em maio de 2010 a Companhia passou a deter, direta e indiretamente, 94,70% das quotas representativas do capital social da Ranger Participações Ltda. (Ranger) da seguinte forma (i) em 10 de maio de 2010, a HRTP permutou 9.546 ações de sua emissão por 691 quotas da Ranger, representativas de 69,10% do capital social da Ranger; (ii) em 19 de maio de 2010, a HRTOG adquiriu 256 quotas representativas do capital social da Ranger, representativas de 25,60% do capital social da Ranger, mediante o pagamento de USD 5.000. Os restantes 5,3% do capital da Ranger permanecem com o acionista minoritário Marcio Rocha Mello.

As ações recebidas pelos controladores indiretos da Ranger em virtude da permuta estavam anteriormente em tesouraria e foram valorizadas para fins de mensuração do preço de compra considerando o seu valor intrínseco, totalizando R$ 24.262. Assim, o preço de aquisição pode ser assim demonstrado:

	Valor
Pagamento em dinheiro	**9.020**
Pagamento em participação acionária	**24.262**
Total	**33.282**

Adicionalmente a HRTP assumiu dívidas detidas da Ranger/Labrea Petróleo S.A. (Labrea) no valor de USD 2.000 e HRTOG assumiu dívidas da Labrea no valor de USD 8.000.

A Ranger controla integralmente a empresa Labrea, que, por sua vez detém 10% de participação em 2 blocos na Bacia do Recôncavo, 1 bloco na Bacia do Espírito Santo e, 1 bloco na Bacia do Rio do Peixe, todos situados na parte continental do país. Todas essas áreas foram adquiridas na 9º rodada da ANP.

A Labrea possui, ainda, a concessão de duas áreas exploratórias na República da Namíbia, localizadas na parte oceânica do país. São duas áreas contínuas, 2112B e 2112A, que somam 11.592 Km^2.

8. Aquisição da Ranger Participações Ltda.--Continuação

O valor justo dos ativos e passivos identificáveis da adquirida na data da aquisição são como segue:

	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	**49**
Ativo Intangível	**53.227**
Outros ativos	**23**
Contas a pagar	**(19.969)**
Outros passivos	**(48)**
	33.282

A Companhia realizou estudo econômico-financeiro e concluiu que existe uma grande probabilidade de encontrar reservas economicamente viáveis em cada um dos blocos da adquirida, tendo atribuído preliminarmente o excesso entre o valor de mercado e o acervo contábil líquido da adquirida no montante de R$ 50.865 - a adquirida possuía passivo a descoberto de R$ 17.583 - às suas concessões para exploração e produção de petróleo e gás no Brasil e na República da Namíbia (bônus de assinatura). A aquisição da Ranger está alinhada com a estratégia do grupo de prospecção de petróleo e gás no Brasil e no exterior.

9. Investimentos (controladora)

	30/06/2010	31/03/2010
HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.	**339.195**	147.724
Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda.	**5.269**	8.259
HRT Netherlands BV	**195**	-
Ranger Participações Ltda.	**24.262**	-
	368.921	155.983

9. Investimentos (controladora)

a) Movimentação do investimento

	HRTOG	IPEX	HRT NETHERLANDS	RANGER	Total
				(*)	
Saldos em 31 de março de 2010	**147.725**	**8.258**	**-**	**-**	**155.983**
Aumento de capital	**206.910**	**-**	**202**	**-**	**207.112**
Ágio na aquisição da Ranger	**-**	**-**	**-**	**37.089**	**37.089**
Participação inicial em passivo a descoberto	**-**	**-**	**-**	**(12.827)**	**(12.827)**
Resultado de equivalência patrimonial	**(15.440)**	**(2.989)**	**(5)**	**-**	**(18.434)**
Ajuste acumulado de conversão	**-**	**-**	**(2)**	**-**	**(2)**
Saldos em 30 de junho de 2010	**339.195**	**5.269**	**195**	**24.262**	**368.921**

(*) Reflete o investimento da controladora no capital da Ranger na proporção da participação direta ao percentual de 69,1%. O investimento indireto através da controlada integral HRTOG, proporcional à participação de 25,60% inclui ágio de R$ 13.776 e participação em passivo a descoberto de R$ 4.776. Conforme mencionado na nota explicativa 8, o ágio na aquisição do investimento foi alocado ao intangível (bônus de assinatura) nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia no montante total de R$ 50.865.

b) Informações relevantes sobre as investidas

	Em 30 de junho de 2010			
	HRTOG	IPEX	HRTBV	RANGER
Participação direta	**99,99%**	**99,99%**	**100%**	**69,10%**
Participação indireta	**-**	**-**	**-**	**25,60%**
Patrimônio líquido	**339.229**	**5.270**	**195**	**(18.563)**
Prejuízo do período	**(15.420)**	**(2.990)**	**(5)**	**(77)**
Total dos ativos	**343.596**	**14.216**	**198**	**2.433**

10. Imobilizado

	Controladora				
	Taxa de depreciação (%)	**Custo**	**Depreciação**	**Saldo em 30/06/10**	**Saldo em 31/03/10**
Equipamentos de comunicação	3	**5**	**-**	**5**	**-**
Equipamentos de informática	20	**13**	**(2)**	**11**	**12**
		18	**(2)**	**16**	**12**

	Consolidado				
	Taxa de depreciação (%)	**Custo**	**Depreciação**	**Saldo em 30/06/10**	**Saldo em 31/03/10**
Máquinas e equipamentos	10	**2.669**	**(511)**	**2.158**	**2.062**
Móveis e utensílios	10	**1.605**	**(174)**	**1.431**	**1.015**
Equipamentos de comunicação	3	**50**	**(5)**	**45**	**36**
Veículos	20	**298**	**(103)**	**195**	**210**
Equipamentos de informática	20	**3.558**	**(983)**	**2.575**	**2.473**
Esculturas		**26**	**-**	**26**	**-**
Benfeitorias em imóveis de terceiros	3	**1.187**	**(87)**	**1.100**	**655**
		9.393	**(1.863)**	**7.530**	**6.451**

11. Intangível (consolidado)

	30 de junho de 2010	**31 de março de 2010**
Bônus de assinatura - Bacia do Solimões	**53.970**	53.806
Bônus de assinatura - aquisição de controlada - Nota 8	**53.227**	-
Gastos exploratórios	**4.243**	2.415
Software	**1.559**	1.311
Outros	**3**	-
	113.002	57.532
Amortização acumulada	**(295)**	(221)
	112.707	57.311

O valor de bônus de assinatura se refere aos valores pagos para MS Brasil para aquisição da participação de 51% em 21 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões. No acordo de operação conjunta relativa a esses blocos, a Companhia ainda se comprometeu em assumir os gastos do programa exploratório pertinentes a MS Brasil, limitado ao montante equivalente a US$ 125 milhões.

11. Intangível (consolidado)--Continuação

O bônus de assinatura - aquisição de controlada inclui o montante alocado de R$ 50.865 às concessões para exploração e produção de petróleo e gás, atribuído ao valor de mercado das concessões da controlada Labrea tendo em vista a expectativa de identificação de reservas economicamente viáveis.

Os bônus de assinatura e gastos exploratórios serão amortizados pelo método das unidades produzidas considerando a produção de cada concessão e o volume de reservas. Caso não sejam identificadas reservas economicamente viáveis, esses gastos serão baixados imediatamente ao resultado.

Os valores de software são amortizados à taxa de 20% ao ano.

Os gastos com estudos geológicos e geofísicos no montante de R$ 5.712 incorridos no período de 01 de abril a 30 de junho de 2010 (R$ 10.015 no período de 01 de janeiro a 30 de junho de 2010) foram registrados na rubrica de Despesas de geologia e geofísica.

12. Tributos e contribuições sociais

	Controladora		Consolidado	
	30/06/2010	**31/03/2010**	**30/06/2010**	**31/03/2010**
Pis e Cofins sobre Importação de serviços	**-**	23	**574**	1.057
Imposto sobre serviços	**-**	-	**145**	143
Imposto sobre operações financeiras	**-**	4	**340**	327
Imposto de renda e contribuição social	**-**	-	**1.619**	518
Outros	**9**	22	**1.054**	591
	9	49	**3.732**	2.636

13. Imposto de renda e contribuição social

Em 30 de junho de 2010, os montantes de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social acumulados eram de R$ 36.951 na controladora, R$ 27.405 na controlada HRTOG Exploração e Produção de Petróleo Ltda., e R$154 na controlada indireta Labrea Petróleo S.A.. Conseqüentemente, a Companhia e suas controladas possuem créditos fiscais no montante de R$ 16.128 e R$ 5.806, respectivamente, que, de acordo com a legislação local, podem ser utilizados no futuro para compensar lucros tributáveis. Prejuízos fiscais a compensar gerados no Brasil não expiram e podem ser compensados com lucro tributável futuro, limitado a 30% do lucro tributável em um determinado exercício. Em razão da ausência de histórico de rentabilidade e das incertezas envolvendo as diversas premissas financeiras e de negócio, a Administração optou por não constituir imposto de renda e contribuição social diferidos, os quais serão reconhecidos à medida que forem compensados.

Na controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda., o imposto de renda e a contribuição social foram apurados com base na legislação pertinente pelo regime de tributação com base no lucro presumido, totalizando R$ 840.

14. Patrimônio líquido

14.1. Capital social

A Companhia foi criada em 17 de julho de 2009 com o capital social de R$ 1 representativo de 1.000 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

Posteriormente foram realizados aumentos de capital aprovados em Assembléia Geral Extraordinária (AGE) mediante a emissão de ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, conforme demonstrado a seguir:

Data da AGE	Valor	Nº de ações	
01de outubro de 2009	**1.000**	**44.500**	(a)
05 de outubro de 2009	**307**	**13.950**	
08 de outubro de 2009	**1.520**	**87.115**	
17 de novembro de 2009	**1.892**	**108.411**	

(a) Aumento de capital mediante a integralização das quotas da controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda.

14. Patrimônio líquido--Continuação

14.1. Capital social--Continuação

Em 30 de junho de 2010, o capital social subscrito e integralizado era de R$ 4.720, composto por 254.976 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O capital autorizado é de R$ 5.000.000.

14.2. Reserva de capital - ágio na subscrição de ações

Em conformidade com o artigo 182 da Lei 6.404/76, a parcela do preço de emissão das ações sem valor nominal que ultrapassou a importância destinada à formação do capital social no montante de R$ 475.521 foi registrado como ágio na subscrição de ações. Este ágio está fundamentado na expectativa de rentabilidade futura da Companhia, conforme o artigo 170, §1º, inciso I da Lei das Sociedades por Ações, sendo que tais perspectivas foram discutidas e arbitradas entre os acionistas e investidores, conforme o caso, por ocasião de cada aumento de capital, refletindo diversos fatores, entre eles a aquisição de ativos (blocos), estudos sobre os potenciais dos blocos, perspectivas da indústria de óleo e gás e da economia mundial.

Os custos da captação privada no montante total de R$ 34.711, os quais estão detalhados abaixo, foram registrados como redução ao prêmio da captação por intermédio da emissão de títulos patrimoniais a qual se referem.

	Valor - R$
Honorários advocatícios no Brasil	**2.811**
Honorários advocatícios no exterior	**2.476**
Comissões e corretagem	**28.597**
Outros	**827**
	34.711

14.3. Ações em tesouraria

Em consonância com o disposto no Acordo de Acionistas da Companhia de 08 de outubro de 2009 e nos termos da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 19 de outubro de 2009, a Diretoria deliberou pela recompra de 13.794 ações de emissão da Companhia detidas pela Triple M, pelo montante global de R$ 26.029 em 23 de novembro de 2009, sendo R$ 303 reconhecidos como ações em tesouraria e o valor remanescente de R$ 25.726 deduzidos da reserva de capital - ágio da subscrição de ações.

14. Patrimônio líquido--Continuação

14.3. Ações em tesouraria--Continuação

Em 30 de junho de 2010, a totalidade das ações em tesouraria havia sido transferida, sendo 4.248 ações utilizadas para a remuneração com base em participação acionária a determinados membros da Administração (vide nota explicativa 14.4) e 9.546 ações restantes utilizadas na negociação entre a Companhia e a Ranger, conforme mencionado na nota explicativa 8.

14.4. Remuneração com base em participação acionária

Nos termos do Acordo de Acionistas da HRT Participações Petróleo S.A. e em consonância com os termos aprovados na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 08 de outubro de 2009, a Companhia foi autorizada a transferir ações a determinados membros da administração como parte de seu o pacote de remuneração.

Com o objetivo de atrair determinados executivos, em 05 de março de 2010, através de contrato de compensação em ações (*"share compensation agreement")* a Companhia outorgou a tais colaboradores, sem quaisquer condicionantes, a opção para a compra de 4.248 ações ordinárias de sua emissão, sem condição de aquisição (*"vesting conditions") e* com direito de exercício imediato pelo preço de exercício unitário de R$ 5,00 (cinco reais).

Em 05 de março de 2010, todas as 4.248 ações foram transferidas aos executivos mediante o pagamento do preço de exercício de R$ 5,00 (cinco reais) por ação.

Conforme previsto no Pronunciamento Técnico CPC 10 - Pagamentos baseados em ações (CPC 10) -, o valor justo do instrumento patrimonial foi mensurado pelo seu valor intrínseco. O valor intrínseco foi determinado a partir da diferença entre o valor unitário por ação pago pelos acionistas nas integralizações das chamadas de capital de 2009 e o preço de exercício de R$ 5,00 (cinco reais). A Companhia entende que o valor intrínseco é a base de mensuração mais confiável do valor de mercado dessas ações.

A correspondente despesa relativa ao contrato de compensação em ações no montante de R$ 10.605 foi reconhecida no resultado do período findo em 30 de junho de 2010, uma vez que não há qualquer condição de aquisição a ser cumprida.

14. Patrimônio líquido--Continuação

14.4. Remuneração com base em participação acionária--Continuação

A Companhia aprovou, ainda, em 14 de maio de 2010, o Primeiro Programa de Outorga de Opções de Compra ou Subscrição de Ações (*Plano de Stock Options),* conforme detalhadamente descrito no item 20 (eventos subseqüentes).

Em 30 de junho de 2010, nenhuma opção relativa ao programa acima havia sido outorgada.

15. Transações com partes relacionadas

Em 30 de junho de 2010, a Companhia mantém contrato de mútuo celebrado com a controlada integral Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda. no montante de R$ 3.034 (R$ 3.027 em 31 de março de 2010). O contrato pactuou prazo de pagamento indeterminado, sendo facultado à Companhia exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 30 dias de antecedência e à mutuante saldar a dívida a qualquer tempo. O referido contrato foi executado para pagamento antecipado de REFIS.

A Controlada Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda., possuía um mútuo com a coligada Triple M Participação em Petróleo e Gás Ltda., no montante de R$ 4.556. Em 2 de junho de 2010 foi assinado um Instrumento particular de perdão de dívida, no qual a IPEX perdoa a dívida do empréstimo em sua totalidade, dando as partes quitação de todas as suas obrigações. O referido contrato foi executado para ajuste de distribuição antecipada de dividendos em razão da transferência de controle da Sociedade.

Em 15 de julho de 2010, todos os mútuos acima mencionados haviam sido devidamente liquidados.

Adicionalmente, a Companhia e sua controlada HRTOG adquiriram participação de 94,70% Ranger Participações Ltda., de dois de seus acionistas, ficando a participação restante de 5,3% com o acionista minoritário Márcio Rocha Mello. Na opinião da administração, a transação, a qual está detalhada na nota explicativa 8, foi pactuada em bases de mercado.

15. Transações com partes relacionadas--Continuação

Remuneração dos administradores

A remuneração total dos administradores da Companhia e suas controladas para o período findo em 30 de junho de 2010 foi de R$ 12.577 segregados em:

(a) benefícios de curto prazo a administradores: R$ 1.972
(b) remuneração baseada em ações: R$10.605, conforme mencionado na nota 14.4.

16. Despesas com serviços de terceiros

Foram registrados como Serviços de Terceiros serviços contratos de pessoas jurídicas e físicas, cujos maiores valores se referem à assessoria legal e consultoria empresarial e operacional.

	Período de 01/04/2010 até 30/06/2010		Período de 01/01/2010 até 30/06/2010	
	Controladora	**Consolidado**	**Controladora**	**Consolidado**
Honorários de advogados	**97**	**404**	**393**	**990**
Consultoria administrativa e financeira	**523**	**1.266**	**456**	**2.632**
Consultoria técnica de laboratório	**-**	**755**	**-**	**1.619**
Consultoria técnica em petróleo	**-**	**1.309**	**-**	**3.042**
Consultoria técnica em informática	**-**	**257**	**162**	**467**
Consultoria técnica em meio ambiente	**-**	**22**	**-**	**698**
Sensoriamento remoto		**134**		**214**
Outros	**36**	**383**	**44**	**897**
Total	**656**	**4.530**	**1.056**	**10.558**

17. Compromissos e garantias

A Companhia assumiu compromissos junto a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) relacionados ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), dentre os quais incluem, para cada bloco em que a HRTOG solicitar a passagem para segundo período de exploração, fornecer àquela agência reguladora garantias para a execução das atividades previstas (perfuração de um poço por bloco), na forma de fiança bancária, seguro garantia ou certificados de desempenho de obrigações contratuais.

17. Compromissos e garantias--Continuação

Em reunião realizada em 12 de março de 2010, o Conselho de Administração aprovou a concessão de contra-garantias pela Companhia no valor global de até R$ 120.000 em favor de sua controlada HRTOG Exploração e Produção de Petróleo Ltda., para atender às exigências da ANP em relação às garantias que deverão ser oferecidas pela subsidiária, nos termos dos Contratos de Concessão TSOL-4 e BTSOL-4A, as quais serão prestadas em etapas. Em 30 de junho de 2010, as garantias efetivamente concedidas montam R$ 85.000.

Em 29 de junho de 2010, o Standard Bank Plc Ldn, emitiu por conta e ordem da controlada HRTOG, a favor do Ministério de Minas e Energia da República da Namíbia, garantia bancária no valor de US$ 212.500 (duzentos e doze mil e quinhentos dólares americanos) para garantir 50% dos compromissos assumidos com aquela Autoridade – investimentos da ordem de USD 1.000 no primeiro ano e de USD 7.500 nos três anos subseqüentes - para com os blocos off-shores 2813A, 2814B e 2914A, localizados nas imediações do Campo de Kudu, na bacia sedimentar do Orange, naquele País, por conta do Contrato (Petroleum Agreement) assinado entre a HRTOG e o Governo da Namíbia, em 14 de maio de 2010 e, no qual a HRTOG detém uma participação de 40%, tornando-se, assim, a operadora desses blocos.

Adicionalmente, no acordo de operação conjunta relativa aos 21 blocos exploratórios adquiridos na Bacia do Solimões, a Companhia se comprometeu em assumir os gastos do programa exploratório pertinente a parte não operadora (MS Brasil/Petra Energia), limitado ao montante equivalente a US$ 125 milhões.

18. Instrumentos financeiros

Em atendimento à Deliberação CVM nº 566, de 17 de dezembro de 2008, que aprovou o Pronunciamento Técnico CPC nº 14, e à Instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia efetuou uma avaliação de seus instrumentos financeiros.

Em 30 de junho de 2010, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Caixa e equivalente de caixas - está apresentado ao seu valor de mercado, que equivale ao seu valor contábil.

18. Instrumentos financeiros--Continuação

- Contas a receber - são classificados como mantidos até o vencimento, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.

Os valores de mercado dos ativos e passivos financeiros foram determinados com base em informações de mercado disponíveis e metodologias de valorização apropriadas. O uso de diferentes premissas de mercado e/ou metodologias de estimativa poderiam ter um efeito diferente nos valores de mercado sugeridos. Baseada nessa estimativa, a Administração entende que o valor contábil dos instrumentos financeiros equivale ao seu valor de mercado.

O risco de crédito é o principal fator de risco de mercado que afeta o negócio da Companhia.

Esse risco afeta principalmente as disponibilidades e as contas a receber da Companhia. Todas as operações são realizadas com bancos de reconhecida liquidez, minimizando seus riscos. As contas a receber são concentradas em clientes com reputação e solidez. A Administração não espera enfrentar dificuldades de realização dos créditos a receber.

19. Seguros

Em 30 de junho de 2010, a Companhia possuía cobertura de seguros contra os principais riscos tais como danos materiais, lucros cessantes e bens do ativo fixo, por valores considerados por sua Administração suficientes para cobrir eventuais perdas. Os seguros vigentes em 2010 cobrem a importância de R$ 25.750 e o valor total do prêmio é de R$ 116.

Ademais, a Companhia possui uma apólice de seguros de D&O com cobertura “A” (indenização em nome dos Administradores), “B” (Reembolso à sociedade) no valor de R$ 20.000 pelo prazo de ano, com vencimento em 17 de dezembro de 2010. Em 01 de julho de 2010 foi acrescentada a cobertura “C” que é a extensão de cobertura da Companhia para reclamações diretamente relacionadas com o mercado aberto de capitais.

Não está incluído no escopo dos trabalhos de nossos auditores, emitir opinião sobre a suficiência da cobertura de seguros, a qual foi determinada e avaliada quanto a sua adequação pela Administração da Companhia.

20. Eventos subsequentes

A partir de 07 de julho de 2010, foram outorgadas opções representativas de até 10.142 ações, a determinados empregados, referentes ao 1º Programa de Opção de Compra de Ações.

O valor da opção de compra para cada participante do referido plano é de R$ 1,00 (Um Real).

O preço de exercício da opção de compra é de R$ 10,00 (Dez Reais) por ação, sendo que nenhuma opção de compra de ação foi exercida até a presente data.

As opções poderão ser exercidas pelos beneficiários da seguinte maneira:

- 1/3 (um terço) do total das ações objeto da opção de compra de que trata o programa, poderá ser exercida a partir de um ano da data de inicio da colaboração do participante ou 17 de julho de 2009, devendo ser considerada para exercício a data mais recente entre as duas;

- 2/3 (dois terços) do total das ações objeto da opção de compra de que trata o programa poderá ser exercida, proporcionalmente, em bases trimestrais, pelo período de 2 anos a contar da data acima mencionada.

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores **HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.**, sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, n.º 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 10.629.105/0001-68 ("Companhia"), nos termos do inciso V do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de revisão especial dos auditores independentes da Companhia (Ernst & Young Auditores Independentes S.A.) referentes às demonstrações financeiras da Companhia para o trimestre encerrado em 30 de junho de 2010.

Rio de Janeiro, 01 de setembro de 2010.

Marcio Rocha Mello
Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores

Eduardo de Freitas Teixeira
Diretor-Financeiro

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da **HRT PARTICIPAÇÕES EM PETRÓLEO S.A.**, sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Atlântica, n.º 1.130, com entrada suplementar na Avenida Princesa Isabel, 10º andar, parte, Copacabana, CEP 22021-000, inscrita no CNPJ sob o nº 10.629.105/0001-68 ("Companhia"), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480 de 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia para o trimestre encerrado em 30 de junho de 2010.

Rio de Janeiro, 01 de setembro de 2010.

Marcio Rocha Mello
Diretor-Presidente e Diretor de Relações com Investidores

Eduardo de Freitas Teixeira
Diretor-Financeiro

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

[PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO]

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis A-1

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores A-2

2.3 - Outras informações relevantes A-4

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras A-5

3.2 - Medições não contábeis A-6

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras A-7

3.4 - Política de destinação dos resultados A-8

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido A-9

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas A-10

3.7 - Nível de endividamento A-11

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento A-12

3.9 - Outras informações relevantes A-13

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco A-14

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco A-28

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes A-29

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores A-30

4.5 - Processos sigilosos relevantes A-31

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto A-32

4.7 - Outras contingências relevantes A-33

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados A-34

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado A-35

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado A-38

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado A-40

5.4 - Outras informações relevantes A-41

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM A-42

6.3 - Breve histórico A-43

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas A-46

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial A-52

6.7 - Outras informações relevantes A-53

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas A-54

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais A-55

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais A-86

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total A-107

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades A-108

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior A-124

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades A-125

7.8 - Relações de longo prazo relevantes A-126

7.9 - Outras informações relevantes A-127

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico A-129

8.2 - Organograma do Grupo Econômico A-132

8.3 - Operações de reestruturação A-133

8.4 - Outras informações relevantes A-137

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados A-138

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia A-139

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades A-140

9.2 - Outras informações relevantes A-142

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais A-143

10.2 - Resultado operacional e financeiro A-153

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras A-156

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor A-157

10.5 - Políticas contábeis críticas A-158

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor A-160

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios A-161

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras A-162

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras A-163

10.10 - Plano de negócios A-164

10.11 - Outros fatores com influência relevante A-168

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas A-173

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas A-174

12. Assembléia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa A-175

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais A-180

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76 A-184

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração A-185

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem A-187

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal A-188

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração A-191

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores A-192

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros A-193

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores A-198

12.12 - Outras informações relevantes A-199

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária A-201

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal A-205

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal A-206

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária A-207

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão A-211

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária A-212

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária A-213

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária A-214

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções A-215

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários A-216

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal A-217

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria A-218

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores A-219

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam A-220

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor A-221

13.16 - Outras informações relevantes A-222

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos A-223

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos A-227

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados A-228

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos A-230

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária A-231

15.3 - Distribuição de capital A-313

15.4 - Organograma dos acionistas A-314

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte A-315

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor A-319

15.7 - Outras informações relevantes A-320

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas A-321

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas A-322

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado A-332

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social A-333

17.2 - Aumentos do capital social A-335

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações A-337

17.4 - Informações sobre reduções do capital social A-338

17.5 - Outras informações relevantes A-339

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações A-340

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública A-341

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto A-342

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados A-343

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos A-344

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação A-351

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros A-352

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor A-353

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros A-354

18.10 - Outras informações relevantes A-355

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor A-356

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria A-357

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social A-358

19.4 - Outras informações relevantes A-360

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários A-361

20.2 - Outras informações relevantes A-362

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações A-363

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas A-364

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações A-365

21.4 - Outras informações relevantes A-366

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor A-367

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor A-368

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais A-369

22.4 - Outras informações relevantes A-370

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Marcio Rocha Mello**
Cargo do responsável	Diretor Presidente/Relações com Investidores

Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Código CVM do auditor	471-5
Nome/Razão social do auditor	Ernst & Young Auditores Independentes S/S
CPF/CNPJ do auditor	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	24/02/2010 a 02/05/2010
Nome do responsável técnico	Mauro Moreira
CPF do responsável técnico	510.931.467-53
Endereço	Av. Pres. Jusc. Kubitschek, 1830, T I - 5º E 6º AND, Itaim Bibi, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04543-900, Telefone (5521) 21091400, Fax (5521) 21091400, e-mail: mauro.moreira@br.ey.com
Descrição do serviço contratado	Serviços de Auditoria Independente.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os honorários dos auditores independentes relativos ao exercício de 2009 foram de R$54.600,00 a título de prestação de serviços de auditoria da Companhia e suas controladas.
Justificativa da substituição	Não aplicável.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Código CVM do auditor	471-5
Nome/Razão social do auditor	Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ do auditor	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	03/05/2010
Nome do responsável técnico	Mauro Moreira
CPF do responsável técnico	510.931.467-53
Endereço	Av. Pres. Jusc. Kubitschek, 1830, T I - 5º E 6º AND, Itaim Bibi, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04543-900, Telefone (5521) 21091400, Fax (5521) 21091400, e-mail: mauro.moreira@br.ey.com
Descrição do serviço contratado	A Ernst & Young foi contratada pela Companhia para a prestação de serviços profissionais de auditoria com a seguinte finalidade: (i) emitir parecer sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia e suas controladas, correspondentes ao exercício a findar-se em 3 de dezembro de 2010, expressando uma opinião sobre se as demonstrações financeiras estão apresentadas adequadamente, em todos os aspectos relevantes, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, nos Estados Unidos da América (USGAAP) e, ainda, se as demonstrações consolidadas estão apresentadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (IFRS); e (iii) emitir relatório de revisão limitada sobre as Informações Trimestrais Consolidadas (ITR) da Companhia e suas controladas, correspondentes aos trimestres a findar-se em 31 de março, 30 de julho e 30 de setembro de 2010 de acordo com as normas para revisão especial das Informações Trimestrais das Companhias Abertas (NPA 06). A Companhia contratou os mesmos auditores para prestar serviços relacionados com o futuro processo de abertura de capital e oferta pública inicial da Companhia. Tais serviços serão computados com base no tempo estimado a ser incorrido por profissionais de acordo com a experiência dos profissionais envolvidos na execução dos trabalhos.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Pela prestação dos serviços de auditoria para 2010, foi assinado contrato entre as partes, no valor de R$162.000,00. Em relação aos serviços envolvidos no processo de abertura de capital da Companhia foi estimado um valor entre R$180.000,00 e R$300.000,00.

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Justificativa da substituição	Não aplicável.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

2.3 - Outras informações relevantes

Contratamos a Ernst & Young (USA) para desenvolver um trabalho específico versando sobre o status da Companhia e suas controladas, HRT O&G e IPEX, do ponto de vista da legislação americana, em relação ao conceito de *Controlled Foreign Corporation* (CFC) e *Passive Foreign Invesment Company* (PFIC). Por esses serviços foi paga a importância de US$57,5 mil, além dos tributos incidentes.

3.1 - Informações Financeiras

(Reais)	Últ. Inf. Contábil (30/06/2010)	Exercício social (31/12/2009)
Patrimônio Líquido	403.265.328,46	406.866.000,00
Ativo Total	422.430.045,26	417.861.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	6.604.659,38	15.305.000,00
Resultado Bruto	-577.019,35	13.420.000,00
Resultado Líquido	-38.560.278,66	-12.635.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	254.976	241.182
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	1.581,580000	1.686,970000
Resultado Líquido por Ação	-151,231010	-52,387823

3.2 - Medições não contábeis

A Companhia não divulgou medições não contábeis no decorrer do último exercício social e não deseja divulgar medições não contábeis.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Em 15 de julho de 2010, todos os mútuos celebrados pela Companhia com partes relacionadas foram devidamente quitados.

Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos US$ 31,8 milhões por essa aquisição. Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Para pagamento da eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional dos Blocos de Solimões, utilizaremos recursos de nosso caixa. Adicionalmente, foi concedida à HRT O&G uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública.

Em 4 de outubro de 2010, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o desdobramento de suas ações, determinando que cada ação de emissão da Companhia daria lugar a dez ações desdobradas. Como resultado, o capital social da Companhia passou a ser dividido em 2.557.060 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. A proporção da participação dos acionistas no capital social da Companhia não foi alterada em função do desdobramento.

3.4 - Política de destinação dos resultados

	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2009	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2008	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2007
a) regras sobre retenção de lucros	Após deduzido imposto de renda e o prejuízo acumulados, o lucro líquido terá a seguinte destinação (i) 5% serão destinados à constituição de reserva legal, que não excederá 20% do capital social; (ii) reservas para contingências; (iii) parcela destinada ao pagamento de dividendo anual mínimo obrigatório e, caso este ultrapasse a parcela do lucro do exercício, o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar; (iv) uma parcela poderá ser retida com base em orçamento de capital; e (v) constituição de reserva de lucros estatutária denominada reserva de investimentos.	Não Aplicável	Não Aplicável
b) regras sobre distribuição de dividendos	Em conformidade com o Estatuto Social da Companhia, aos acionistas é assegurado o direito ao recebimento de um dividendo obrigatório anual não inferior a 0,001% do lucro líquido do exercício, diminuído ou acrescido dos seguintes valores: (i) 5% destinados à constituição de reserva legal; e (ii) importância destinada à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores. O montante a ser efetivamente distribuído é aprovado na AGO que aprova as contas dos administradores referentes ao exercício anterior com base na proposta apresentada pela Diretoria e aprovada pelo Conselho de Administração.	Não Aplicável	Não Aplicável
c) periodicidade das distribuições de dividendos	Os dividendos são distribuídos conforme deliberação da AGO da Companhia, realizada nos primeiros quatro meses de cada ano. O Estatuto Social da Companhia permite, ainda, distribuições de dividendos intercalares e intermediários, podendo ser imputados ao dividendo obrigatório.	Não Aplicável	Não Aplicável
d) eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.	Não existem restrições quanto à distribuição de dividendos, exceto com relação ao pagamento do dividendo obrigatório, que poderá ser limitado ao montante do lucro líquido realizado, nos termos da lei.	Não Aplicável	Não Aplicável

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve dividendos distribuidos pela Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010.

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Nos últimos três exercícios sociais não foram declarados pela Companhia dividendos a conta de lucros retidos ou reservas constituídas em exercícios sociais anteriores.

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Montante total da dívida, de qualquer natureza	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
30/06/2010	20.110.384,60	Índice de Endividamento	0,04760643	
31/12/2009	10.995.359,60	Índice de Endividamento	0,02631344	

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento

Últ. Inf. Contábil (30/06/2010)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Garantia Real	2.377.777,04	0,00	0,00	0,00	2.377.777,04
Garantia Flutuante	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quirografárias	17.732.607,56	0,00	0,00	0,00	17.732.607,56
Total	20.110.384,60	0,00	0,00	0,00	20.110.384,60
Observação					

Exercício social (31/12/2009)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Garantia Real	860.886,00	0,00	0,00	0,00	860.886,00
Garantia Flutuante	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Quirografárias	10.134.473,76	0,00	0,00	0,00	10.134.473,76
Total	10.995.359,76	0,00	0,00	0,00	10.995.359,76
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

a) à Companhia:

Não temos nenhuma reserva provada, e as áreas em que decidimos perfurar podem não produzir petróleo em quantidades ou qualidade comerciais, ou até mesmo não produzir nada.

Não temos nenhuma reserva provada. Identificamos prospectos exploratórios com base em informações sísmicas e geológicas que indicam a possível presença de petróleo. Porém, as áreas em que decidimos perfurar podem não produzir petróleo em quantidades ou qualidade comerciais, ou até mesmo não produzir nada. A maior parte de nossos prospectos exploratórios em concessão encontra-se em diversos estágios de avaliação, o que exigirá processamento e interpretação de dados sísmicos adicionais. Mesmo quando propriamente utilizados e interpretados, os dados sísmicos 2D e 3D e as técnicas de visualização são as únicas ferramentas utilizadas para auxiliar os geocientistas a identificarem estruturas sob a superfície e indicadores de hidrocarbonetos, e não permitem àquele que os interpreta saber se os hidrocarbonetos estão, de fato, presentes nessas estruturas. Não sabemos se quaisquer de nossos prospectos exploratórios conterão petróleo em quantidades ou qualidade suficientes para recuperar os custos de perfuração e exploração, ou para serem economicamente viáveis. Ainda que seja encontrado petróleo em nossos prospectos exploratórios em quantidades comerciais, os custos de construção dos oleodutos ou sistemas flutuantes, conforme o caso, e os custos de transporte poderão impedir que tais prospectos exploratórios sejam economicamente viáveis.

Além disso, as analogias por nós estabelecidas a partir de dados disponíveis sobre outros poços exploratórios ou outros campos produtores podem não ser válidas em relação aos nossos poços a serem perfurados. Podemos terminar nosso programa de perfuração para um dado prospecto exploratório se os dados, informações, estudos e relatórios prévios indicarem que o possível desenvolvimento não é comercialmente viável e, portanto, não justifica mais investimentos. Se um número significativo de nossos prospectos exploratórios não forem economicamente viáveis, seremos afetados adversamente de maneira significativa.

Os relatórios de recursos contingentes e de recursos prospectivos envolvem um grau significativo de incerteza e estão baseados em projeções que podem não ser precisas.

O relatório de recursos prospectivos, preparado pela DeGolyer & MacNaughton (“D&M”) e assinado em 8 de setembro de 2010, e o relatório de recursos contingentes, assinado em 10 de setembro de 2010 (“Estudo de Viabilidade” ou “Relatórios da D&M”), ambos com data-base de 31 de agosto de 2010, contêm projeções que são baseadas em pressuposições e expectativas atuais e em eventos futuros e tendências financeiras. Não podemos assegurar que essas estimativas serão precisas. Essas projeções foram preparadas para ilustrar, com base em premissas restritas e simplificadas, nossos recursos e custos. Adicionalmente, devido aos julgamentos subjetivos e incertezas inerentes a tais estimativas, bem como ao fato de que as estimativas são baseadas em diversas suposições sujeitas a incertezas e contingências significativas além de nosso controle, não existe garantia de que as estimativas ou conclusões resultantes serão realizadas. Os efetivos recursos, custos, fluxo de caixa, margem de lucro e exposição a risco de nosso negócio de exploração e produção poderão ser significativamente menos favoráveis do que aqueles projetados no Estudo de Viabilidade. Um risco inerente à estimativa de recursos futuros é de que um poço perfurado pode não ser considerado economicamente viável. A possibilidade de não encontrar reservas é um risco intrínseco de nossas atividades. Revisões a menor de nossos recursos contingentes e prospectivos podem levar a níveis mais baixos de produção esperada no futuro, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e condição financeira. Da mesma forma, parte ou todo investimento de nossos acionistas na Companhia pode ser perdido, especialmente caso essas estimativas ou conclusões não se concretizem.

Não temos histórico operacional como companhia de exploração e produção de óleo e gás natural, e nosso desempenho futuro é incerto.

Não temos histórico operacional como companhia de exploração e produção de óleo e gás natural, portanto, estamos sujeitos a riscos, despesas e incertezas associadas à implantação de nosso *business*

4.1 - Descrição dos fatores de risco

plan que não são enfrentados por companhias operacionais. As companhias em estágios iniciais de desenvolvimento apresentam significativos riscos de negócios e podem sofrer prejuízos relevantes. Enfrentamos desafios e incertezas acerca do planejamento financeiro como resultado da indisponibilidade de dados históricos relevantes e das incertezas relativas à natureza, ao escopo e aos resultados de nossas atividades futuras. Podemos fracassar no desenvolvimento de nossas relações comerciais, estabelecimento de procedimentos operacionais, contratação de pessoal, instalação de informações gerenciais e outros sistemas, estabelecimento de instalações e obtenção de licenças e aprovações regulatórias, bem como na tomada de outras medidas necessárias à condução das atividades comerciais pretendidas. Há possibilidade de não obtermos sucesso na implantação de nossas estratégias de negócios ou na conclusão da infraestrutura necessária para o desenvolvimento de nossos negócios conforme o planejado. Além disso, nossos prospectos exploratórios podem não ser economicamente viáveis. No caso de um ou mais de nossos programas de exploração e perfuração não serem concluídos, ou serem adiados ou encerrados, nossos resultados operacionais serão negativamente afetados e nossas operações irão diferir de maneira considerável das atividades descritas neste Formulário de Referência. Como resultado de circunstâncias do setor em que atuamos ou de outras circunstâncias relacionadas especificamente a nós, talvez tenhamos que mudar o modo como realizamos nossas atividades, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nossa estratégia de crescimento e desenvolvimento de nossas atividades de exploração e produção dependem de encontrarmos, adquirirmos ou termos acesso a reservas de óleo e gás natural.

Nossa capacidade de implantar nossa estratégia de crescimento e desenvolver nossas atividades de exploração e produção depende do nosso grau de êxito em encontrar, adquirir ou ter acesso a reservas de óleo e gás natural. Apesar do nosso Estudo de Viabilidade indicar determinados recursos contingentes e recursos prospectivos riscados em parte de nossos blocos de exploração, não há garantia de que obteremos sucesso na exploração, avaliação, desenvolvimento e produção comercial de óleo e gás natural. Além disso, não há garantia de que iremos adquirir novos blocos de exploração ou ter acesso a blocos de exploração que detenham reservas.

Estamos sujeitos aos riscos inerentes à exploração e ao desenvolvimento de óleo e gás natural na Bacia do Solimões, e nossa impossibilidade de obter equipamentos e infraestrutura adequados e em tempo hábil pode comprometer nosso acesso a mercados ou atrasar nossa produção.

Os Blocos do Solimões estão localizados entre as cidades de Coari e Caruari, no coração da floresta Amazônica. A exploração e o desenvolvimento de óleo e gás natural na Bacia do Solimões apresentam desafios na implantação de logística operacional eficiente a custos competitivos e em observância à legislação e regulamentação ambientais vigentes. Nossa capacidade de comercializar nossa produção de gás natural dependerá substancialmente da disponibilidade e da capacidade dos gasodutos de propriedade e operados por terceiros ou da nossa capacidade de construir um duto. Ademais, uma vez que há limites para a interconexão de gasodutos e linhas de transmissão de energia com o resto do Brasil, poderemos enfrentar desafios inerentes à monetização do gás natural produzido na região. Esses limites à operação na Bacia do Solimões podem resultar em custos adicionais. Como resultado desses riscos, nossa capacidade de gerar receitas pode ser negativamente afetada, o que pode ter um efeito adverso sobre nós.

Precisaremos construir ou ter acesso a um gasoduto para a exploração de gás natural na Bacia do Solimões. Podemos ser obrigados a abandonar poços produtores de gás natural se não tivermos a infraestrutura necessária para comercializar nossa produção de gás natural. Se isso ocorrer, podemos ficar impossibilitados de realizar a receita gerada através desses poços até que sejam tomadas as providências para entrega da produção ao mercado, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Ademais, a Bacia de Solimões também se caracteriza por desafios específicos de natureza ambiental, geográfica e logística. Por exemplo, nossos Blocos do Solimões somente podem ser acessados via determinado modelo de helicóptero que possui oferta restrita no mercado, e cuja reduzida capacidade de carga apresenta desafios em termos de transporte de pessoal e equipamentos para os blocos.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Finalmente, esses desafios são exacerbados pela ocorrência de condições climáticas adversas na região amazônica, que tem experimentado, atipicamente, elevados níveis de chuva nos últimos anos, e que podem, devido a condições climáticas mais extremas decorrentes da mudança climática global, persistir no futuro. O uso de helicópteros depende de infraestrutura de abastecimento de combustíveis instalada nas margens dos rios. Tais desafios ambientais, geográficos e de logística poderiam causar interrupções ou atrasos na nossa capacidade de completar nosso trabalho conforme programado, o que poderia ter uma consequência adversa relevante para nós.

Podemos enfrentar dificuldades operacionais significativas em relação aos nossos esforços de exploração e produção.

Os projetos que estamos buscando implantar podem não ser concluídos a tempo e dentro do orçamento planejado, principalmente devido a:

- quebras ou falhas de equipamento ou de processamento;
- erros de contratados ou operadores;
- descumprimento por parte de terceiros contratados;
- disputas trabalhistas, interrupções ou reduções de produção;
- aumentos nos custos de matéria-prima ou de mão-de-obra;
- impossibilidade de atrair um número suficiente de trabalhadores qualificados;
- atrasos ou exigências na obtenção de autorizações normativas ou outras autorizações governamentais, inclusive aprovações de órgãos normativos e ambientais;
- descumprimento de exigências estabelecidas em nossas concessões;
- eventos catastróficos tais como incêndios e tempestades;
- dificuldades na manutenção de bom relacionamento com nossos parceiros, o que pode resultar em litígios;
- interesses divergentes entre nós e nossos parceiros sobre questões econômico-financeiras;
- não disponibilidade de unidades de perfuração e outros equipamentos; e
- dificuldades financeiras experimentadas por nossos parceiros, que podem exigir que realizemos investimentos adicionais.

Quaisquer desses riscos poderiam ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Se deixarmos de ser o operador da maioria de nossos blocos de exploração, ficaremos impossibilitados de controlar a evolução dos esforços de desenvolvimento, custos associados, ou taxa de produção dos ativos não operados.

Atualmente operamos a maioria dos blocos de exploração em que temos participação, o que não implica necessariamente que continuaremos a deter a operação na maioria dos blocos. No futuro, poderemos deixar de operar a maioria de nossos ativos e celebrar acordos sobre os prospectos exploratórios atuais ou futuros, o que resultará em terceiros operando uma proporção maior de nossos ativos. Consequentemente, a nossa capacidade de exercer influência sobre as operações dos prospectos exploratórios operados por nossos parceiros poderá ser limitada. A dependência de outros operadores pode nos impedir de realizar as nossas metas de retorno para esses prospectos exploratórios. Além disso, pode ser difícil implementarmos nossas estratégias comerciais principais de minimização do tempo entre a descoberta e o início da produção nos prospectos exploratórios que não operamos.

O sucesso e o tempo das atividades de exploração, e o desenvolvimento de atividades dos nossos parceiros dependerá de vários fatores que estão fora de nosso controle, inclusive:

- o momento e valor dos desembolsos de capital;
- a priorização de projetos;
- a experiência e os recursos financeiros do operador;
- a aprovação de outros participantes na perfuração de poços;
- a escolha da tecnologia e dos projetos conceituais;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- a taxa de produção das reservas, se houver;
- a manutenção de um bom relacionamento com os nosso parceiros, bem como a convergência entre nossos interesses econômicos e comerciais e os de nossos parceiros;

Essa capacidade limitada de exercer influência sobre as operações de alguns de nossos prospectos exploratórios pode ter um efeito adverso relevante sobre nós. Além disso, estamos sujeitos a responsabilidades associadas a ações e omissões de nossos parceiros como operadores de nossos ativos. Todos estes fatores podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Somos altamente dependentes de determinados membros de nossa administração e de nossa equipe técnica, bem como de nossa capacidade de contratar e manter pessoal qualificado.

Nossos investidores confiam na capacidade, na experiência e nas decisões de nossa administração bem como das equipes técnicas e de engenharia em descobrir e desenvolver recursos de óleo e gás natural. Nosso desempenho e sucesso dependem em grande parte de membros de nossa administração e da equipe de exploração, e a perda ou saída dos mesmos poderia prejudicar o sucesso da Companhia no futuro. Além disso, nossa capacidade de atingir o crescimento previsto depende de nossa capacidade de recrutar e manter pessoal qualificado. Nossa capacidade de reter nossos empregados é influenciada pelo ambiente econômico e pela localização remota de nossos blocos de exploração, que podem aumentar a concorrência por recursos humanos onde atuamos assim aumentando o índice de rotatividade. Há muita concorrência no setor no que tange à contratação de empregados nas áreas operacional, técnica e outras. A perda de qualquer membro de nossa administração ou de empregados de nossas equipes técnicas ou a impossibilidade de contratar e manter pessoal qualificado pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Nosso negócio exige investimentos de capital e despesas de manutenção significativos, os quais talvez não consigamos financiar.

O setor de petróleo requer muitos investimentos de capital e esperamos ter gastos substanciais em nossas atividades e operações para a exploração e produção de reservas de petróleo. Temos financiado os gastos de capital com os recursos obtidos a partir de nossas colocações privadas realizadas em 2009, e pretendemos buscar mecanismos de financiamento no futuro, os quais deverão incluir financiamento público e privado, que podem diluir as posições de nossos acionistas e impactar o fluxo de caixa das nossas operações.

Nosso fluxo de caixa futuro das operações e financiamentos está sujeito a diversas variáveis, inclusive, dentre outras:

- nossa capacidade de localizar ou adquirir reservas;
- nossa capacidade de extrair óleo e gás natural dessas reservas;
- os prazos e o momento de realizar qualquer perfuração e outros arranjos relacionados à produção que eventualmente celebremos;
- o custo e o prazo das autorizações e/ou concessões governamentais;
- os efeitos da concorrência de grandes empresas que atuam no setor de petróleo e gás; e
- os preços a que o óleo e gás natural são vendidos.

Se nossas receitas sofrerem reduções em virtude de baixos preços do óleo e gás natural, dificuldades operacionais, diminuições em reservas futuras conhecidas ou por qualquer outro motivo, poderemos ter uma capacidade limitada para obter o capital necessário para sustentar nossas operações. Caso o caixa que seremos capazes de gerar internamente e os recursos disponíveis por meio de linhas de crédito não sejam suficientes para financiar nossas necessidades de capital, teremos de recorrer a endividamentos adicionais e/ou eventuais captações junto aos nossos acionistas. No entanto, esse tipo de financiamento poderá não estar disponível ou, se disponível, poderá não apresentar termos e condições satisfatórios. Caso não sejamos capazes de gerar ou obter recursos adicionais no futuro, poderemos ser forçados a reduzir ou atrasar nossos investimentos, vender nossos ativos ou reestruturar ou refinanciar nosso endividamento, o que poderá nos afetar adversamente.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Estamos sujeitos a riscos de perfuração e outros riscos operacionais.

O negócio de petróleo envolve uma variedade de riscos operacionais, inclusive, dentre outros:

- estouros, abertura de crateras e explosões;
- problemas mecânicos e com equipamentos;
- fluxos descontrolados de óleos ou fluidos de poços;
- incêndios;
- perigos relacionados às operações *offshore*;
- formações com pressões anormais;
- poluição e outros riscos ambientais;
- desempenho insatisfatório de provedores terceirizados na perfuração de poços e no desempenho de outros serviços; e
- desastres naturais.

Esses riscos são especialmente graves nas perfurações e exploração em águas profundas. Qualquer desses eventos pode resultar em morte, danos materiais significativos e danos ambientais, que podem comprometer nossas operações e causar prejuízos consideráveis. De acordo com a prática habitual do setor, manteremos seguro contra alguns, porém não todos, esses riscos e prejuízos. A ocorrência de qualquer desses eventos, cobertos ou não por seguros, pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Há possibilidade de sofrermos prejuízos substanciais e estarmos sujeitos a ações de responsabilização devido a operações de óleo e gás natural futuras.

É nossa intenção manter seguros contra riscos das atividades que pretendemos realizar, e em valores que acreditamos ser adequados. O seguro, entretanto, pode conter exclusões e limitações significativas à cobertura. Poderemos optar por não contratar determinados tipos de seguro não-obrigatório se acreditarmos que o custo do seguro disponível é excessivo em relação aos riscos apresentados. Perdas e responsabilidades decorrentes de eventos não segurados e segurados por valores menores do que os dos danos sofridos podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Podemos não continuar a prestar serviços geológicos, geoquímicos e geofísicos lucrativamente.

Prestamos serviços de pesquisas geológicas (“G&G”) a clientes em todo o Brasil e outros países da América Latina e da África. Nossa base de clientes inclui as maiores empresas de exploração e produção (“E&P”) do mundo, e atualmente prestamos serviços para a maioria das empresas de E&P de óleo e gás natural que atuam no Brasil. Recentemente, entramos no negócio de E&P com os Blocos dos Solimões e da Namíbia. Desenvolvemos mecanismos para garantir segregação funcional e de informações de nossos dois segmentos de negócios de modo a evitar conflitos de interesse, mas não podemos garantir que nossos clientes estarão dispostos a contratar nossos serviços de G&G para evitar o risco de que utilizemos seus dados confidenciais em nosso negócio de E&P. Desse modo, existe possibilidade de perdermos clientes dos nossos serviços de G&G, além de estarmos sujeitos a um maior risco de litígios relacionados a qualquer alegação de violação de obrigações de confidencialidade. Além disso, para a prestação de serviços, dependemos em parte de tecnologia que licenciamos de terceiros. Essas licenças podem ser canceladas pelo licenciador ou há possibilidade de não conseguirmos renová-las em termos aceitáveis para refletir nossa estrutura de preços, ou simplesmente não conseguirmos renová-las, o que pode aumentar nossos custos de licenciamento e causar uma redução do desempenho dos nossos serviços de G&G.

Nossa capacidade de gerar lucros com nosso negócio de serviços de G&G pode ser negativamente afetada pela nossa estratégia de entrar no negócio de E&P e pelas alterações ou perda de licenças, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Existem riscos inerentes à exploração e à produção de óleo e gás natural que podem nos afetar negativamente.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nosso desempenho futuro dependerá do sucesso de nossas atividades de exploração e produção, e da existência futura de infraestrutura que nos permita aproveitar nossas descobertas. Consequentemente, nossas atividades de exploração e produção de óleo e gás natural estão sujeitas a vários riscos que estão fora de nosso controle, inclusive o risco de que a perfuração não resulte em produção comercialmente viável de petróleo ou gás natural. Nossas decisões de adquirir, explorar, desenvolver ou de outra forma explorar prospecções ou campos dependerá em parte da avaliação de dados sísmicos obtidos de análises geofísicas, geoquímicas e geológicas, dados de produção e estudos de engenharia, cujos resultados são frequentemente inconclusivos ou sujeitos a diferentes interpretações.

Além disso, a comerciabilidade da produção esperada de óleo e gás natural de nossos projetos é afetada por vários fatores além de nosso controle. Esses fatores incluem, sem limitação, oscilações de preços, proximidade e capacidade dos dutos e outros meios de transporte, disponibilidade de instalações de beneficiamento e processamento, disponibilidade de equipamento e regulamentação governamental (inclusive, dentre outros, regulamentação relacionada a preços, impostos, parcela do governo, produção permitida, importação e exportação de óleo e gás natural e a proteção ambiental). O efeito desses fatores, individualmente ou em conjunto, não podem ser previstos com precisão, mas podem afetar o retorno adequado do investimento.

No caso de nossos programas de perfuração serem desenvolvidos e passarem a ser operacionais, não há garantia de que produzirão óleo e gás natural em quantidades ou aos custos previstos, ou que nossos projetos não deixarão de produzir, em parte ou totalmente, em determinadas circunstâncias. Os programas de perfuração poderão se tornar inviáveis economicamente como resultado de um aumento em nossos custos operacionais ou devido à queda dos preços de mercado do óleo e gás natural. Nossos custos operacionais reais ou os preços reais que eventualmente recebamos pela nossa produção de óleo e gás natural podem variar muito das estimativas atuais.

O uso que fazemos de dados sísmicos está sujeito a interpretação e pode não identificar com precisão a existência de óleo e gás natural.

Quando devidamente utilizados e interpretados, os dados sísmicos e as técnicas de visualização são importantes ferramentas utilizadas para auxiliar os geocientistas a identificarem estruturas subsuperfície e indicadores de hidrocarbonetos; entretanto, tais dados não permitem àquele que os interpreta saber se os hidrocarbonetos estão, de fato, presentes nessas estruturas. Além disso, a utilização de tecnologias sísmicas e outras tecnologias avançadas requer mais gastos antes da perfuração do que as estratégias de perfuração tradicionais, e poderemos sofrer prejuízos resultantes desses gastos. Algumas de nossas atividades de perfuração podem não obter sucesso ou não ser economicamente viáveis e a perfuração para as atividades em uma área em particular não ter sucesso, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Condições de mercado ou impedimentos operacionais podem prejudicar nosso acesso aos mercados de óleo e gás natural ou atrasar nossa produção.

Poderemos estar expostos ao impacto de atrasos ou interrupções da produção de poços causados por restrições na capacidade de transporte, corte de produção ou interrupção do transporte de óleo e gás natural produzidos em nossos campos. Além disso, condições adversas de mercado ou falta de acordos satisfatórios de transporte de óleo e gás natural podem comprometer nosso acesso a mercados de óleo e gás natural ou atrasar a produção. A disponibilidade de um mercado pronto para nossa produção de gás natural depende de vários fatores, incluindo demanda e oferta de gás natural, proximidade entre as reservas e os dutos e as facilidades de terminal. Nossa capacidade de comercializar nossa produção de gás natural dependerá substancialmente da disponibilidade e da capacidade de dutos de propriedade e operados por terceiros. Se não conseguirmos tais serviços em termos aceitáveis, nosso negócio será afetado de maneira relevante. Nossa capacidade de comercializar nossa produção de gás natural também poderá depender de investimentos na construção de dutos próprios que apresentam riscos em relação à sua construção e manutenção, além de poderem se provar uma alternativa excessivamente dispendiosa. Também dependemos de acesso contínuo a sondas de perfuração adequadas ao ambiente em que operamos. A entrega de sondas de perfuração, cuja locação e operação já se encontram em processo

4.1 - Descrição dos fatores de risco

avançado de contratação, pode atrasar ou ser cancelada, e podemos ficar impossibilitados de ter acesso contínuo a sondas adequadas no futuro. Podemos ser obrigados a fechar poços de gás natural devido à ausência de um mercado ou devido a acesso limitado ou não disponível a dutos. Caso isso ocorra, ficaremos impossibilitados de realizar receita desses poços até que arranjos de produção sejam feitos para entrega da produção a mercado, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Estamos sujeitos a riscos específicos relacionados à exploração e ao desenvolvimento de petróleo e de gás natural na Namíbia.

Apesar de a legislação aplicável ao segmento de petróleo estar em vigor há muitos anos na Namíbia, a exploração de petróleo naquele país ainda está em seus primeiros estágios e ainda não entrou na fase de produção, razão pela qual não podemos prever como tal legislação será interpretada ou aplicada no que diz respeito à produção ou venda de óleo e gás. Por exemplo, a exequibilidade dos direitos de exportação e câmbio ainda não foi verificada na prática, uma vez que nenhuma companhia que opera no setor na Namíbia produziu até agora quantidades suficientes de óleo e gás para exportar tais produtos. Outras disposições, tais como a discricionariedade das autoridades da Namíbia no sentido de determinar que uma parcela da produção de óleo e gás seja vendida no mercado local e disposições de natureza fiscal, também ainda não foram testadas na prática. Nós não podemos antecipar ou prever em qual medida a interpretação da legislação vigente na Namíbia para o segmento de petróleo impactará nossas operações e negócios.

Por outro lado, do ponto de vista operacional, atualmente não há sistemas de coleta de petróleo e gás natural, gasodutos ou instalações de processamento na Namíbia, fatores que podem afetar negativamente a viabilidade econômica de eventuais descobertas. Regulamentações de produção de óleo e gás e de transporte, o ambiente econômico e mudanças na oferta e na demanda também podem afetar adversamente nossa capacidade de produção e comercialização de óleo e gás.

Ademais, as bacias *offshore* da Namíbia estão em fase inicial de exploração e, portanto, há uma variedade de riscos decorrentes da falta de dados geológicos e geofísicos acerca:

- das propriedades do reservatório, especialmente para horizontes mais profundos;
- da geometria das trapas; e
- da quantidade de hidrocarbonetos gerados atualmente para carregar por completo os prospectos exploratórios e *leads*.

Estes fatores podem afetar adversamente a taxa de sucesso calculada para o potencial dos nossos recursos, que poderiam ter um efeito material adverso sobre nós.

Riscos de* hedging *relacionados à nossa exposição a flutuações na cotação de moedas e de* commodities *podem causar prejuízos.

A natureza de nossas operações resultará na exposição a oscilações na cotação de moedas e *commodities*. Poderemos utilizar instrumentos financeiros e contratos de entrega física para nos protegermos à exposição a tais riscos. Se realizarmos operações de *hedge*, estaremos expostos a riscos de crédito em caso de não-cumprimento dos instrumentos financeiros pelas contrapartes. Caso celebremos contratos de *hedge*, poderemos sofrer perdas financeiras se não formos capazes de iniciar as operações em tempo hábil ou produzirmos quantidades suficientes de óleo e gás natural para cumprir com nossas obrigações. Caso não celebremos operações de *hedge*, poderemos estar mais suscetíveis a reduções nos preços do óleo e gás natural do que nossos concorrentes que realizam operações de *hedge*. Além disso, operações de *hedge* podem nos expor a exigências de margem de caixa. Esses riscos podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Os contratos de concessão pelos quais nós ou nossos parceiros estamos autorizados a produzir óleo e gás natural estão sujeitos a cláusulas de vencimento antecipado, não renovação e determinadas disposições de efeitos similares.

Nos termos dos contratos de concessão com a ANP, nós ou um de nossos parceiros estamos autorizados a explorar e desenvolver reservas de óleo e gás natural, independentemente ou em consórcio com outras companhias habilitadas pela ANP, por um número determinado de anos. Essas concessões poderão ser prorrogadas em relação a campos específicos por períodos adicionais, desde que determinadas condições sejam atendidas. A prorrogação da concessão é a critério da ANP. Não há garantias de que a ANP irá prorrogar os contratos de concessão. Os contratos de concessão prevêem vencimento antecipado por parte da ANP em determinados casos, tais como desapropriação baseada em interesse público, caducidade da concessão (nos termos do contrato de concessão) e descumprimento, nosso ou de nossos parceiros, das obrigações previstas nos contratos de concessão.

Se qualquer dos contratos de concessão for rescindido antecipadamente, não teremos direito a nenhuma indenização e poderemos estar sujeitos a multas e sanções. Da mesma forma, o vencimento antecipado ou nossa impossibilidade de obter uma prorrogação de qualquer contrato de concessão por qualquer motivo pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Além disso, nos termos de nossos contratos de concessão, se deixarmos de cumprir os nossos compromissos técnicos e financeiros até determinadas datas, poderemos ficar obrigados a devolver os blocos de exploração à ANP, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

As licenças de exploração de petróleo na Namíbia são concedidas por prazos de quatro anos, renováveis por mais dois anos e, a partir deste prazo, renováveis por períodos de dois a três anos. Nós podemos não ter sucesso em obter a renovação das nossas licenças de exploração de petróleo, inclusive em razão dos possíveis efeitos das discussões parlamentares sobre *Black Economic Empowerment*, que poderão acarretar na obrigatoriedade de se atribuir uma participação local minoritária, como condição para renovação de licenças. Com isso, poderemos ser obrigados a devolver os blocos, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

b) ao controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle:

Não aplicável.

c) aos acionistas da Companhia:

A volatilidade e falta de liquidez do mercado de capitais brasileiro pode limitar substancialmente a capacidade de venda de ações ordinárias ao preço e tempo desejáveis pelos investidores.

O investimento em valores mobiliários negociados em países de economia emergente, tais como o Brasil, envolve frequentemente um maior grau de risco se comparado a investimentos em valores mobiliários de empresas localizadas em mercados de títulos internacionais. O mercado de capitais brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e geralmente mais volátil do que alguns mercados internacionais, como o dos Estados Unidos. Em 30 de junho de 2010, a BM&FBOVESPA representou uma capitalização do mercado de aproximadamente R$2,0 trilhões, com um volume médio diário de R$6,6 bilhões durante o período de 1º de janeiro de 2010 a 30 de junho de 2010. O mercado de capitais brasileiro é significativamente concentrado. As principais ações negociadas na BM&FBOVESPA foram responsáveis por 49,78% do volume total de ações negociadas nessa bolsa durante o período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010. Essas características podem limitar consideravelmente a capacidade do investidor de vender nossas ações ordinárias ao preço e no momento desejados, o que pode ter um efeito adverso significativo sobre a cotação das nossas ações ordinárias. Além disso, o preço por ação ordinária, a ser fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, pode diferir do preço de mercado de nossas ações ordinárias quando da conclusão dessa oferta.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Os interesses dos diretores e, em alguns casos excepcionais, dos nossos empregados podem ficar excessivamente vinculados à cotação das nossas ações, uma vez que lhe são outorgadas opções de compra ou de subscrição de ações de nossa emissão.

Temos Plano de *Stock Option* para aquisição de ações de emissão da Companhia, com os quais buscamos estimular a melhoria na nossa gestão e a permanência dos nossos executivos, visando ganhos pelo comprometimento com os resultados de longo prazo e ao desempenho de curto prazo.

O fato dos nossos diretores e empregados e de nossas sociedades controladas poderem receber opções de compra ou de subscrição de ações de nossa emissão a um preço de exercício inferior ao preço de mercado das nossas ações pode levar tais pessoas a ficarem com seus interesses excessivamente vinculados à cotação das nossas ações, o que pode causar um impacto negativo aos nossos negócios.

d) às controladas e coligadas da Companhia:

Nossas parcerias podem não ser bem sucedidas em função de fatores diversos.

Não há como assegurar que nossas parcerias e *joint ventures* serão bem sucedidas e produzirão os resultados esperados. A possibilidade das mesmas não serem bem sucedidas poderá prejudicar as nossas atividades, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Os riscos relacionados às parcerias e *joint ventures* incluem, dentre outros: (i) dificuldade em manter um bom relacionamento com nossos parceiros (atuais e futuros); (ii) dificuldades financeiras dos parceiros, que poderão resultar na necessidade de investimentos adicionais de nossa parte; (iii) divergência de interesses econômicos e comerciais entre nós e nossos parceiros; (iv) responsabilização, em circunstâncias e condições específicas, pelas obrigações das empresas relacionadas, especialmente as de natureza tributária, trabalhista, ambiental e de defesa do consumidor; e (v) existência de passivos ocultos (não previamente identificados nas auditorias realizadas por nós nas sociedades ou empreendimentos nos quais viermos a investir). A ocorrência de tais riscos poderá afetar o resultado estimado ou poderá resultar na perda de investimentos realizados em tais parcerias.

Corremos risco de perda de direitos de uso de tecnologia da nossa controlada IPEX.

A controlada IPEX possui representações, direito de uso de tecnologia e utilização de sistemas de outras companhias que não estão presentes no Brasil. Caso A IPEX não honre seus compromissos com os proprietários, ela poderá perder a exclusividade de uso. No entanto, o tamanho do mercado não comportaria que essas empresas se estabelecessem com base no Brasil, prescindindo da IPEX.

Corremos o risco de perda de capacidade técnica na IPEX devido à criação da HRT O&G e transferência de parte do corpo técnico da IPEX para a HRT O&G.

Com a criação da HRT O&G, alguns geólogos e geofísicos das IPEX foram transferidos para a nova companhia de petróleo bem como parte do acervo de conhecimento tecnológico envolvendo tecnologias, entre outras, aquelas de modelagem de sistemas petrolíferos. Este fato poderá afetar temporariamente os resultados da IPEX assim como do nosso grupo empresarial.

e) aos fornecedores da Companhia:

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de óleo e gás natural está sujeito a excesso de custos e atrasos.

Historicamente, alguns projetos de óleo e gás natural apresentaram aumentos e excessos de custo de capital devido, dentre outros fatores, à indisponibilidade ou ao alto custo de sondas de perfuração, e outros equipamentos, materiais e pessoal essenciais e serviços de campo de petróleo. O custo de execução de projetos pode não ser adequadamente orçado e depende de vários fatores, inclusive a conclusão de estimativas detalhadas de custo e de custos finais de engenharia, contratação e aquisição de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

equipamentos. O desenvolvimento de projetos pode ser negativamente afetado por um ou mais fatores comumente associados a projetos industriais de grande escala, tais como:

- falta de equipamento, materiais e mão-de-obra;
- oscilações nos preços de material de construção;
- atrasos na entrega de equipamentos e materiais;
- disputas trabalhistas;
- acontecimentos políticos;
- bloqueios ou embargos;
- litígios;
- condições climáticas adversas;
- aumentos de custos imprevisíveis;
- desastres naturais;
- acidentes;
- complicações imprevisíveis de engenharia;
- incertezas ambientais ou geológicas; e
- outras circunstâncias imprevisíveis.

Qualquer desses eventos ou outros acontecimentos imprevisíveis podem dar origem a atrasos no desenvolvimento e conclusão de nossos projetos e excessos de custo, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

f) aos clientes da Companhia:

Nossa reorganização empresarial criando uma Companhia de exploração e produção poderá ter um efeito negativo sobre nosso negócio de serviços de geologia e geofísica (G&G).

No passado, fornecemos apenas serviços de geologia e geofísica para clientes em todo Brasil e em outros países da América Latina e da África, com bastante sucesso, sem atuarmos como Companhia de petróleo. Nossa base de clientes para tais serviços inclui, entre outros, muitas das maiores empresas de exploração e produção mundiais e, atualmente, prestamos serviços para a maioria das empresas de óleo e gás natural que operam no Brasil. Com a reestruturação do grupo, nossas atividades como empresa fornecedora de serviços poderão ser afetadas negativamente como consequência da nossa nova estratégia de atuação no negócio de exploração e produção. Dessa forma, a habilidade de geração de receitas com nossos atuais serviços de exploração poderá sofrer um impacto adverso.

g) ao setor da economia no qual a Companhia atua:

Uma queda substancial ou prolongada nos preços do óleo e gás natural pode nos afetar significativa e adversamente.

O preço que iremos receber por nossa produção de óleo e gás natural irá influenciar bastante nossa receita, lucratividade, acesso a capital e futura taxa de crescimento. Historicamente, os mercados de óleo e gás natural tem sido voláteis e continuarão a ser voláteis no futuro. Os preços que iremos receber por nossa produção e os níveis de nossa produção dependem de vários fatores além de nosso controle. Esses fatores incluem, dentre outros, os seguintes:

- alterações na oferta e demanda global de óleo e gás natural;
- atos da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP);
- condições financeiras globais;
- condições políticas e econômicas, inclusive embargos, nos países produtores de petróleo países ou que afetem outros países;
- atividades produtoras de petróleo, especialmente no Oriente Médio, África, Rússia e América do Sul;
- nível da atividade global de exploração e produção de óleo e gás natural;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- níveis globais dos estoques de óleo e gás natural;
- condições climáticas e outros desastres naturais;
- avanços tecnológicos que afetem o consumo de energia;
- regulamentação governamental nacional e estrangeira;
- proximidade e capacidade de dutos de óleo e gás natural e outras facilidades de transporte;
- preço e disponibilidade dos estoques de óleo e gás natural dos concorrentes nas áreas de mercado cativo; e
- preço e disponibilidade de combustíveis alternativos.

Não podemos prever preços futuros. Preços mais baixos de óleo e gás natural podem não só reduzir nossas receitas em base unitária, mas também podem reduzir a quantidade do óleo e gás natural que conseguimos produzir de maneira economicamente viável. Uma queda substancial ou prolongada nos preços do petróleo ou do gás natural pode nos afetar significativa e adversamente.

O setor de óleo e gás natural depende da existência de reservas e do crescimento da capacidade de produção em reservas conhecidas.

Como óleo e gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade do setor depende da descoberta de outras reservas. Caso não tenhamos sucesso em nossas atividades de exploração e desenvolvimento, ou não adquiramos campos que detenham novas reservas, nossas reservas antecipadas irão diminuir continuamente, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

O setor de óleo e gás natural, inclusive a aquisição de reservas exploratórias no Brasil, é altamente competitivo.

O setor de óleo e gás natural é altamente competitivo em todos os aspectos, inclusive a exploração e desenvolvimento de novas fontes de fornecimento, a obtenção de direitos de concessão para blocos de exploração e a distribuição e comercialização de produtos petrolíferos. Atuamos em um ambiente altamente competitivo na obtenção de blocos de exploração e na contratação e manutenção de pessoal treinado. Muitos de nossos concorrentes possuem e empregam recursos financeiros, técnicos e humanos substancialmente maiores do que os nossos. Essas empresas podem ter a capacidade de pagar mais por blocos de exploração de produção de óleo e gás natural, e de avaliar, ofertar e adquirir um número maior de blocos de exploração do que nossos recursos financeiros ou humanos nos permitem. Nossa capacidade de adquirir prospectos exploratórios adicionais e bem como de encontrar e desenvolver reservas no futuro dependerá de nossa capacidade de avaliar e selecionar propriedades adequadas, e de realizar operações em um ambiente altamente competitivo. Ainda, existe uma grande concorrência pela disponibilidade de capital para investimento no setor de óleo e gás natural. Em razão desse e de outros fatores, poderemos ficar impossibilitados de concorrer adequadamente em um setor altamente competitivo, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

As companhias no setor brasileiro de óleo e gás natural dependem principalmente de processo de concorrência pública executado pela ANP para adquirir direitos de explorar blocos petrolíferos.

A ANP planeja conferir direitos de concessão para os blocos de exploração de determinadas bacias em rodadas futuras de licitação. Os leilões da ANP estão sujeitos a risco de interrupção, como foi o caso, por exemplo, da oitava rodada de licitação. Existe ainda um risco de que não ocorram rodadas de licitação no futuro, uma vez que as mesmas são conduzidas pelo governo, a seu critério. Isso pode ter um efeito adverso relevante sobre nossas atividades, já que pretendemos adquirir novos blocos de exploração.

Novos marcos legais mais restritivos na área ambiental, acordos internacionais a serem firmados pelos governos nos países em que atuamos, novas tendências do negócio de exploração e produção de óleo e gás natural ou mudanças climáticas imprevistas poderão afetar de forma negativa nossas atividades operacionais e, por conseqüência, os resultados da companhia, tanto no Brasil quanto na Namíbia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Possuímos blocos exploratórios *onshore* na Região Amazônica brasileira, especificamente na Bacia do Solimões, e *offshore* na Plataforma Continental da Namíbia. A condução das atividades operacionais de exploração, avaliação e desenvolvimento de campos produtores de óleo e de gás natural depende, dentre outros fatores, de condições adequadas para o levantamento de dados sísmicos, perfuração e construção e acesso a dutos e instalações para processamento e armazenamento. As atividades exigem também licenciamento ambiental e meios de transporte fluvial e marítimo. Legislações ambientais mais restritivas poderão retardar o desenvolvimento de nossas atividades, gerando custos operacionais mais elevados. Da mesma forma, tendências do negócio de exploração e produção, como a redução do número de poços nos campos produtores, poderão reduzir o volume de óleo e gás produzido a partir das descobertas. Além disso, acordos internacionais não existentes no presente poderão introduzir restrições às atividades petrolíferas futuras em áreas ambientalmente sensíveis, assim como mudanças climáticas severas poderão gerar longos períodos de chuvas, tempestades e outros eventos climáticos que poderão afetar as nossas atividades operacionais e nossos resultados, especialmente em áreas marítimas. Caso uma ou mais das alterações descritas venha a ocorrer, nossas metas de exploração, desenvolvimento e produção poderão ser afetadas, impactando diretamente nossos resultados financeiros.

h) à regulação do setor em que a Companhia atua:

Participantes do setor de óleo e gás natural estão sujeitos à complexa legislação que pode afetar o custo, a maneira ou a viabilidade de conduzir o negócio.

As atividades de exploração e produção no setor de óleo e gás natural estão sujeitas à extensiva regulamentação municipal, estadual e federal. Há possibilidade de estarmos obrigados a incorrer em grandes gastos para cumprirmos esta regulamentação, particularmente com relação aos seguintes aspectos:

- licenças para perfuração;
- garantias de perfuração;
- relatórios relacionados às operações;
- distância dos poços; e
- tributação.

Nos termos da legislação pertinente, poderemos ser responsabilizados por danos pessoais, patrimoniais e outros tipos de danos. O não cumprimento da legislação pode ainda resultar em suspensão ou término de nossas operações, e nos sujeitar a sanções administrativas, civis e criminais. Além disso, a legislação pode mudar de maneira a aumentar substancialmente nossos custos. Qualquer responsabilidade, sanção, suspensão, término ou alteração normativa pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

Adicionalmente, as recentes descobertas de óleo e gás natural na área do pré-sal têm gerado inúmeras discussões entre as autoridades públicas, os investidores, a mídia e a sociedade brasileira como um todo, em torno da possibilidade de introdução de um novo sistema de normas que regularia a área do pré-sal (e outras áreas consideradas igualmente estratégicas), sistema esse distinto do que atualmente rege o setor nacional de petróleo e gás natural. É provável que neste eventual novo ambiente regulatório, a Petrobras seja uma participante preferencial/obrigatória em áreas do pré-sal e em outras áreas consideradas igualmente estratégicas pelo seu elevado potencial e risco reduzido.

Nós não temos como prever como serão interpretadas as leis sobre petróleo da Namíbia. Apesar de a Namíbia ter realizado a primeira rodada de licitação de blocos em março de 1991 e de ter aprovado a Lei do Petróleo (Exploração e Produção) de 1991 e Lei do Petróleo (Tributação) de 1991 há muitos anos, a exploração de óleo e gás na Namíbia ainda está em estágios iniciais e nenhuma companhia tem capacidade instalada de produção de óleo ou gás natural. Desta forma a interpretação das leis sobre petróleo da Namíbia ainda não foram testadas, especialmente com relação aos direitos de exportação e câmbio sob o contrato de petróleo modelo. A interpretação sobre a autoridade do Ministério de Minas e Energia da Namíbia para obrigar a venda de óleo e gás no mercado doméstico e o tratamento tributário às empresas de óleo e gás também não foram testadas.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Ademais, a política de capacitação econômica dos negros - *Black Economic Empowerment* - está em discussão no Parlamento da Namíbia. Se tal legislação for aprovada, poderemos ser forçados a atribuir uma participação minoritária local do capital social das nossas sociedades constituídas na Namíbia a determinados indivíduos elegíveis. Além disso, no passado, o Ministro de Minas e Energia e o Comissário do Petróleo condicionaram a renovação das licenças minerais existentes à participação de uma parte local nesses ativos. Se o Ministro de Minas e Energia e o Comissário de Petróleo estenderem essa mesma política ao setor de petróleo, poderemos ser adversamente afetados.

Conforme visto acima, apesar de a legislação aplicável ao segmento de petróleo estar em vigor desde 1991 na Namíbia, não há julgados ou decisões judiciais acerca do assunto. Por este motivo, nós não temos como prever qual será o efeito da interpretação das leis sobre petróleo da Namíbia sobre as nossas atividades e resultados.

Nossas atividades estão sujeitas à regulamentação ambiental, de segurança e sanitária, a qual pode se tornar mais rígida no futuro e causar um aumento das responsabilidades e gastos de capital, inclusive indenização e multas por dano ambiental.

Nossas atividades estão sujeitas à legislação federal, estadual e municipal nos países em que atuamos, a qual poderá se tornar mais restritiva nos próximos anos. O não cumprimento de tais leis e regulamentos pode sujeitar o infrator a sanções administrativas e criminais, adicionalmente à obrigação de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros. Em relação à responsabilidade civil, as leis ambientais brasileiras adotam um regime de responsabilidade objetiva. De acordo com a legislação brasileira aplicável, não há limitação no montante da indenização devida em relação à responsabilidade ambiental. Por estarmos sujeitos a responsabilidades ambientais, o pagamento de sanções ou das obrigações que podemos incorrer para reverter a dano ambiental poderia de outra forma reduzir os fundos disponíveis à Companhia ou poderia representar um efeito adverso significativo sobre nosso negócio. Se ficarmos impossibilitados de evitar ou reparar danos ambientais de modo integral, poderemos ser obrigados a suspender as operações ou ainda, a tomar medidas de cumprimento temporário até concluir o saneamento exigido. Em particular, por termos operações na Bacia do Solimões, na região amazônica, estamos especialmente sujeitos a uma rigorosa fiscalização ambiental e, caso venhamos a ter qualquer acidente ou causar qualquer dano de natureza ambiental, as autoridades brasileiras poderão tomar ações especialmente rígidas contra nós, o que poderá causar um impacto adverso relevante.

A exposição possível pode ser significativa e poderá ter um efeito adverso significativo sobre nós. Além disso, de acordo com a legislação e regulamentação ambiental brasileira, pode haver a desconsideração da personalidade jurídica da Companhia para assegurar que recursos financeiros suficientes estejam disponíveis às partes que buscam reparação dos danos causados ao meio ambiente. Ainda, a reparação e/ou indenização de danos ambientais causados pela Companhia, direta ou indiretamente, não é passível de prescrição.

Finalmente, no caso da Namíbia, a nova regulamentação ambiental (*Environmental Management Act 2007*) entrará em vigor em breve. Tal regulamentação impactará as operações da Companhia, na medida em que implementará uma fiscalização governamental mais rígida, com normas e requisitos mais estritos, com multas e penalidades mais severas. Qualquer descumprimento de tais novas regulamentações poderá causar um impacto adverso relevante em nossos negócios, resultado das operações ou condição financeira.

Não somos proprietários de nenhuma reserva de óleo e gás natural no Brasil.

Segundo a legislação brasileira, a República Federativa do Brasil é a proprietária de todas as reservas de óleo e gás natural no Brasil, e a concessionária é proprietária do óleo e gás natural que produzir segundo contratos de concessão com a ANP. Nós e nossos parceiros temos o direito de explorar nossas futuras reservas por um número determinado de anos, nos termos de contratos de concessão, que podem ser prorrogados em determinadas circunstâncias e sujeito à aprovação da ANP. Se reguladores e órgãos impuserem restrições sobre nós ou nos impedirem de explorarmos e desenvolvermos futuras reservas de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

óleo e gás natural, nossa capacidade to gerar receitas pode ser negativamente afetada, o que terá um efeito adverso relevante sobre nós.

i) aos países estrangeiros onde a Companhia atua:

Estamos sujeitos a riscos relacionados aos países estrangeiros em que operamos.

Atuamos em vários países diferentes na América do Sul e África, que podem ser política, econômica e socialmente instáveis. A Namíbia tornou-se independente da África do Sul em 1990, razão pela qual a sua história como uma república independente é restrita. Os resultados de nossas operações e condição financeira nesses países podem ser negativamente afetados pelas flutuações nas economias locais, instabilidade política e atos governamentais relacionados à economia, incluindo, principalmente:

- a imposição de controles cambiais e de preços;
- a imposição de restrições sobre exportação de hidrocarbonetos;
- a oscilação da moeda local em relação ao real;
- a nacionalização de reservas de petróleo e gás;
- o aumento dos *royalties*, das alíquotas de imposto de exportação e de imposto de renda referentes a óleo cru, produtos derivados do petróleo e reservas de óleo e gás natural;
- alterações contratuais e institucionais (governamentais) unilaterais, inclusive controles sobre investimentos e limitações sobre novos projetos;
- renegociações ou cancelamentos de contratos e licenças;
- taxas de juros;
- alterações fiscais; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que afetem os países.

A incerteza quanto à efetiva implementação de mudanças nas políticas ou nas normas relativas a esses ou outros fatores, pode gerar insegurança econômica e, por conseqüência, poderá nos prejudicar.

Se um ou mais dos riscos descritos acima se concretizarem, poderemos sofrer perdas de bens, direitos ou contratos no país afetado e talvez não atinjamos os nossos objetivos estratégicos nesses países, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nós.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

Temos como prática a gestão contínua dos riscos aos quais estamos expostos e que possam afetar de forma adversa nossos negócios, situação financeira e os resultados das nossas operações. Atualmente, não temos expectativas sobre o aumento ou redução relativas à exposição aos riscos mencionados no item “4.1”.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

4.3.1. *Processos Cíveis*

Na data desde Formulário de Referência não existe nenhum processo judicial, administrativo ou arbitral em curso de natureza cível em que nós ou nossas controladas sejamos parte.

4.3.2. *Processos Trabalhistas*

Na data desde Formulário de Referência não existe nenhum processo judicial, administrativo ou arbitral em curso de natureza trabalhista em que nós ou nossas controladas sejamos parte.

4.3.3. *Processos Tributários*

Na data desde Formulário de Referência não existe nenhum processo judicial, administrativo ou arbitral em curso de natureza tributária em que nós ou nossas controladas sejamos parte.

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

Na data deste Formulário de Referência, não há nenhum procedimento judicial, administrativo ou arbitral em que a parte contrária seja nosso administrador ou ex-administrador, nosso controlador ou ex-controlador ou investidor de alguma das empresas pertencente ao nosso grupo econômico.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

Na data deste Formulário de Referência, não há nenhum processo sigiloso em que nós ou nossas controladas sejamos parte e que não tenham sido divulgados anteriormente.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Na data deste Formulário de Referência, não há processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e que em conjunto sejam relevantes, em que nós ou nossas controladas sejamos parte.

4.7 - Outras contingências relevantes

Na data deste Formulário de Referência, nós e nossas controladas não possuímos outras contingências relevantes não abrangidas acima.

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável a nós.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Historicamente, o Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas do Brasil têm um impacto direto sobre nós e podem ter um efeito adverso relevante sobre nós.

As políticas econômicas do Governo Federal podem ter efeitos importantes sobre as companhias estabelecidas no Brasil e sobre as condições de mercado e preços dos valores mobiliários negociados por companhias brasileiras. Poderemos ser negativamente afetados pelos seguintes fatores e pela reação do Governo Federal a eles:

- instabilidade cambial;
- inflação;
- instabilidade social;
- taxas de juros;
- liquidez dos mercados financeiros e de capitais domésticos;
- expansão ou contração da economia brasileira, medida por índices do produto interno bruto, ou PIB;
- política fiscal;
- política regulatória aplicável ao setor de petróleo e gás, inclusive a política de preços; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos brasileiros ou que de alguma forma afetem o Brasil.

As incertezas quanto à implantação de mudanças por parte do Governo Federal nas políticas ou normas que afetam esses ou outros fatores podem causar incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado brasileiro de valores mobiliários e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras.

A inflação e as medidas governamentais para controlar a inflação podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil bem como para o aumento da volatilidade nos mercados dos valores mobiliários brasileiros e, consequentemente, poderão afetar negativamente tanto nossos valores mobiliários quanto nossa Companhia.

No passado, o Brasil registrou altos índices de inflação. A inflação, juntamente com medidas governamentais para combatê-la, e especulação pública sobre possíveis medidas futuras, tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira. As taxas de inflação anual, historicamente, eram altas no Brasil antes de 1995. Medidas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor - Amplo, ou IPCA, o Brasil apresentou taxa de inflação anual de 4,46% em 2007, 5,90% em 2008 e 4,31% em 2009. Os níveis menores de inflação desde 1995 podem não continuar, e qualquer aumento significativo na inflação poderá afetar negativamente tanto nossos valores mobiliários quanto nossa Companhia.

A instabilidade cambial poderá ter um efeito adverso relevante sobre a economia brasileira e sobre nós.

O real flutua em relação ao dólar americano e a outras moedas estrangeiras. No passado, o Governo Federal utilizou diferentes regimes cambiais, inclusive desvalorizações repentinas, mini-desvalorizações periódicas (durante as quais a frequência de ajustes variava de diários a mensais), controles cambiais, mercados de câmbio duplo e sistema de câmbio flutuante. Desde 1999, o Brasil adota um sistema de câmbio flutuante com intervenções do Banco Central na compra e venda de moeda estrangeira. De tempos em tempos, ocorreram oscilações significativas da taxa de câmbio entre o real, o dólar e outras moedas. Por exemplo, o real valorizou 11,8%, 8,7% e 17,2% em relação ao dólar americano, em 2005, 2006 e 2007, respectivamente. A taxa de câmbio do real em relação ao dólar americano em dezembro de 2005, 2006 e 2007 era de R$2,3407, R$2,1380, R$1,7713, respectivamente. Em 2008, como resultado do agravamento da crise econômica global, o real desvalorizou 32% em relação ao dólar americano, fechando em R$2,34 para US$1,00 em 31 de dezembro de 2008. No exercício findo em 31 de dezembro de 2009, o real valorizou 25,5% em relação ao dólar dos Estados Unidos, fechando em R$1,74 para US$1,00 em 31 de dezembro de 2009, retornando aos patamares anteriores à crise. Não podemos

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

garantir que o real não sofrerá depreciação ou não será desvalorizado em relação ao dólar novamente no futuro. A instabilidade cambial poderá ter um efeito adverso relevante sobre a economia brasileira e sobre nós.

Risco de crédito

O risco de crédito decorre da possibilidade de sofrermos perdas decorrentes de inadimplência de nossas contrapartes ou de instituições financeiras depositárias de recursos ou de investimentos financeiros.

Para mitigar esses riscos, a Companhia e suas controladas adotam como prática a análise de *rating* das instituições financeiras divulgadas pelas principais agências classificadoras de risco (Standard & Poors, Fitch, Moody´s e Austin), as informações divulgadas pelo Banco Central do Brasil ("BACEN") em seu site e documentos e, também, relatórios disponibilizados pelo "Sistema de Classificação de Risco Bancário" – *Risk Bank*.

Nossa subsidiária HRT O&G, por se tratar de empresa em fase pré-operacional, ainda não tem histórico de operações que permita estimar o impacto em seu resultado das flutuações de mercado e aqueles decorrentes de potenciais riscos de crédito de seus clientes.

Em relação à subsidiária IPEX, nos últimos três anos não houve necessidade de constituição de provisões para devedores duvidosos.

Risco de taxas de juros

O risco da taxa de juros decorre, por um lado, da possibilidade de a Companhia e as suas controladas sofrerem perdas decorrentes de oscilações de taxas de juros incidentes sobre seus passivos e, por outro lado, da exposição relativa às aplicações financeiras indexadas ao CDI.

No que se refere aos passivos, em 30 de junho de 2010, registrávamos o montante de R$2,4 milhões relativo ao endividamento total de curto prazo da controlada IPEX.

No que concerne à posição ativa da Companhia, a tabela abaixo demonstra a exposição ao risco de taxas de juros em 30 de junho de 2010, em decorrência das aplicações financeiras com juros pós-fixados com cláusula de recompra a qualquer momento, garantindo, portanto, a liquidez diária dos referidos papéis:

CDBs

Vencimento	Juros % CDI	Controladora	Consolidado
29/09/2011	102,5	1.072	1.072
10/10/2014	100	10.392	10.392
29/05/2012	100,5	-	11.470
Total		11.464	22.934

Operações Compromissadas

Vencimento	Juros % CDI	Controladora	Consolidado
19/03/2012	100,25	4.561	4.561
16/03/2011	100	11.737	11.737
29/11/2011	101,75	-	552
08/03/2011	100	-	276
14/05/2012	100,5	-	54.173
01/06/2017	101,5	-	126.403
01/06/2017	101,5	-	26.773
Total		16.298	224.475

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Risco de taxas de câmbio

O risco de taxas de câmbio decorre da possibilidade de oscilações das taxas de câmbio das moedas estrangeiras utilizadas nos compromissos assumidos em nossas operações de importação de bens e serviços, bem como do impacto no orçamento e no plano de investimentos.

O risco cambial da Companhia, no momento, está limitado às receitas e despesas da IPEX, uma vez que os recursos da Companhia são basicamente provenientes de capital próprio e a HRT O&G encontra-se em fase pré-operacional, não tendo assumido compromissos relevantes em moedas estrangeiras.

O risco da taxa de câmbio ao qual poderemos estar expostos no futuro seria derivado de eventual descasamento que pode ocorrer entre receita fundamentalmente em moeda estrangeira e custos fundamentalmente em reais.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

a) riscos para os quais se busca proteção:

Entendemos que o gerenciamento de riscos seja fundamental para apoiar a nossa estratégia de crescimento e flexibilidade financeira. Nossa política de gestão de risco é, de modo geral, conservadora, e busca limitar ao máximo as perdas sem prejudicar a eficiência.

Estamos expostos a diversos riscos de mercado oriundos de nossas atividades regulares para os quais buscamos proteção. Mudanças nas taxas de juros, volatilidade nas taxas de câmbio ou, ainda, alterações nos preços de óleo e gás estão entre os fatores que mais afetam o valor de nossos ativos e passivos financeiros, nosso fluxo de caixa bem como nossos ganhos futuros.

Além disso, estamos expostos ao risco de contrapartes, isto é, o risco de não recebimento de aplicações em ativos financeiros de curto prazo (CDB´s e operações compromissadas) junto a diversas instituições financeiras.

b) estratégia de proteção patrimonial (hedge):

Pretendemos utilizar instrumentos financeiros tais como contratos de derivativos para gerenciar riscos relacionados às alterações nas taxas de câmbio e juros. De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, estas operações serão lançadas no balanço patrimonial com base no valor justo de mercado reconhecido nos demonstrativos de receitas, exceto nos casos em que critérios específicos de *hedge* sejam preenchidos.

c) instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge):

Na data deste Formulário de Referência, não possuímos instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*) contratados.

d) parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos:

O gerenciamento dos riscos supramencionados é realizado por meio de definição de estratégias conservadoras, visando à liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste no acompanhamento ativo das taxas contratadas pela Companhia versus as vigentes no mercado.

Para maiores informações, veja os itens 5.1 e 10.2 “c” deste Formulário de Referência.

e) se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos ao de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos:

Não realizamos operações com instrumentos financeiros com objetivos diversos ao de proteção patrimonial (*hedge*).

f) estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos:

Nossa estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos ainda está em fase de implementação. Atualmente, a Diretoria Financeira, juntamente com a área jurídica, analisa os riscos periodicamente, informando a nossa Administração. No decorrer do ano de 2010, implantaremos um Comitê de Risco, formado por uma equipe multidisciplinar, conforme previsão contida no nosso Estatuto Social.

g) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada:

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Estimamos que implementaremos uma estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos e controles internos para verificação da efetividade da política de gestão de riscos no decorrer do ano de 2010.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

Temos como prática o gerenciamento contínuo dos riscos aos quais estamos expostos e que possam afetar nossos negócios, situação financeira e os resultados das nossas operações de forma adversa. Na data deste Formulário de Referência, não havíamos identificado alterações significativas nos principais riscos de mercado, em relação ao último exercício social.

5.4 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

Data de Constituição do Emissor	13/10/2008
Forma de Constituição do Emissor	A Companhia originalmente foi constituída sob a forma de uma sociedade limitada, nos termos da legislação brasileira aplicável, tendo sido transformada em sociedade anônima de capital fechado no dia 17 de julho de 2009.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	Registro Sendo Requerido

6.3 - Breve histórico

A Companhia, anteriormente denominada BN 16 Participações Ltda., foi constituída em 13 de outubro de 2008, tendo como objeto social a participação em outras sociedades como sócia ou acionista, com capital social de R$1,0 mil.

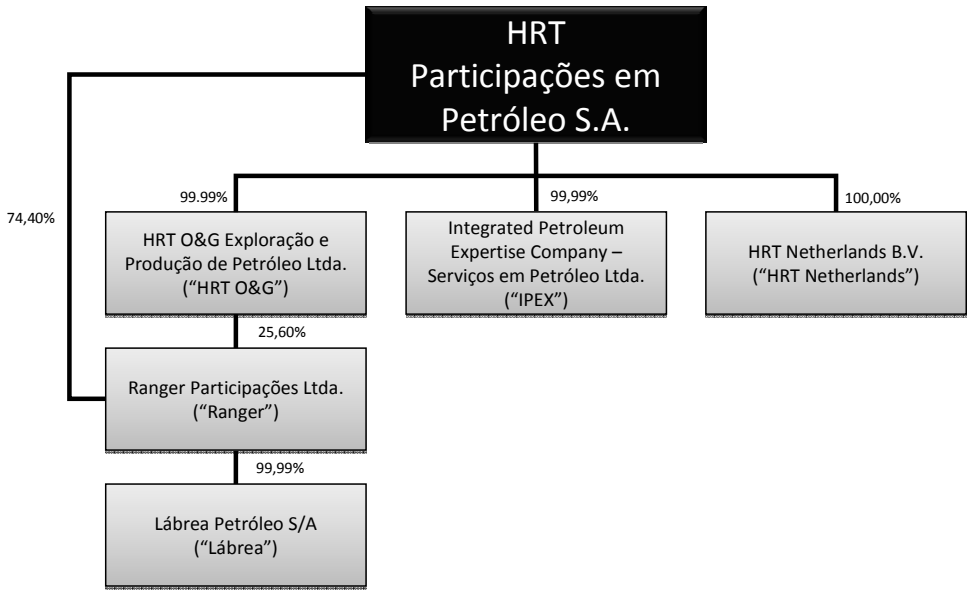
A BN 16 Participações Ltda. foi transformada em sociedade anônima de capital fechado em 17 de julho de 2009. A integralização do capital social de R$1,0 mil da Companhia ocorreu no dia 24 de julho de 2009.

De outubro a dezembro de 2009, realizamos duas emissões privadas de ações ordinárias e nominativas, com a finalidade de levantar recursos para:

(i) atender aos compromissos firmados no Contrato de *Farm-Out*;
(ii) financiar nossa participação nas rodadas de leilões conduzidas pela ANP;
(iii) explorar oportunidades atrativas de *joint ventures* com companhias de óleo e gás natural, com base em nosso conhecimento das bacias sedimentares brasileiras;
(iv) realizar investimentos adicionais e para capital de giro; e
(v) implantar um programa de recompra de ações.

O valor total das duas emissões privadas de ações ordinárias e nominativas da Companhia foi de R$ 478.931.750,54 (quatrocentos e setenta e oito milhões, novecentos e trinta e um mil, setecentos e cinquenta reais e cinquenta e quatro centavos).

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia controla as seguintes sociedades:



Integrated Petroleum Expertise Company Serviços em Petróleo Ltda. ("IPEX")

A IPEX foi constituída em 31 de julho de 2004 sob a denominação de High Resolution Technology & Petroleum Ltda. para atuar na prestação de serviços de pesquisas geofísicas e geológicas dentro da atividade de exploração e produção de petróleo.

6.3 - Breve histórico

Em 30 de junho de 2009, a IPEX celebrou um acordo denominado *Farm-Out Agreement* ("Contrato de *Farm-Out*") com a empresa M&S Brasil S.A., aditado em 22 de julho de 2009 e em 8 de setembro de 2009, para aquisição de participação de 51% em 21 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões, então sob titularidade de M&S Brasil S.A. sendo que tal aquisição estava condicionada à aprovação da ANP, o que veio a ocorrer em 22 de dezembro de 2009. O Contrato de *Farm-Out* previa a cessão dos direitos e obrigações da IPEX à sua relacionada HRT O&G, bem como, por parte da M&S Brasil S.A., de seus direitos e obrigações para sua respectiva afiliada Petra Energia S.A. ("Petra").

Em 1º de outubro 2009, os antigos sócios cotistas da IPEX usaram sua participação nessa sociedade para integralizar o capital social da Companhia, quando então passamos a controlá-la.

HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. ("HRT O&G")

A HRT O&G foi constituída em 20 de julho de 2009, com sede na cidade do Rio de Janeiro, tendo como objeto social: (i) a exploração, o desenvolvimento e a produção de óleo e gás natural; (ii) a importação, exportação, refino, comercialização e distribuição de óleo, gás natural, combustível e produtos derivados de petróleo; (iii) a geração, comercialização e distribuição de energia elétrica; e, (iv) a participação em outras sociedades.

Em 22 de dezembro de 2009, a HRT O&G foi qualificada como "Operador C" (empresa qualificada para operar nos blocos situados em terra, exceto nos blocos da bacia do Amazonas, adjacente à Bacia do Solimões) pela ANP e foi aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP a cessão de 51% da participação em 21 blocos exploratórios da Bacia de Solimões anteriormente detida pela IPEX para a HRT O&G, bem como a transferência para a HRT O&G da operação de tais blocos, sendo que os 49% remanescentes ficaram sob titularidade da empresa Petra.

Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos US$ 31,8 milhões por essa aquisição. Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Para pagamento da eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional dos Blocos de Solimões, utilizaremos recursos de nosso caixa. Adicionalmente, foi concedida à HRT O&G uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública.

Em maio de 2010, a Companhia passou a deter, direta e indiretamente, 94,70% das quotas representativas do capital social da Ranger Participações Ltda. ("Ranger"), então de titularidade dos Srs. Marcio Rocha Mello (Presidente do nosso Conselho de Administração e nosso Diretor de Relações com Investidores) e John Milne Albuquerque Forman (membro do nosso Conselho de Administração), da seguinte forma: (i) em 10 de maio de 2010, a HRTP permutou 9.546 ações de sua emissão por 691 quotas da Ranger, representativas de 69,10% do capital social da Ranger; (ii) em 19 de maio de 2010, a HRT O&G adquiriu 256 quotas representativas do capital social da Ranger, representativas de 25,60% do capital social da Ranger, mediante pagamento em dinheiro. Adicionalmente a HRTP e a HRT O&G assumiram certas dívidas da Ranger/Labrea, no montante de R$18 milhões, dos quais R$9,2 milhões foram liquidados em junho de 2010 pela HRT O&G, e o restante liquidado em julho de 2010.

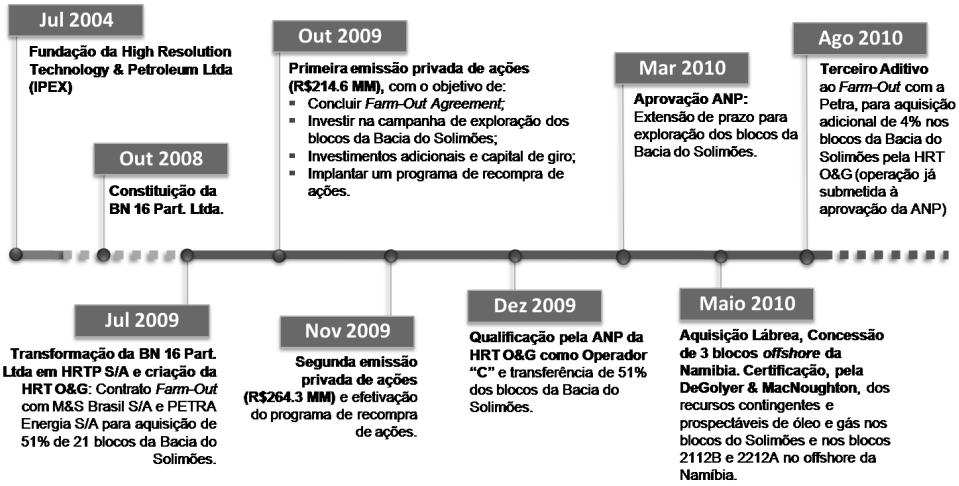
Em 31 de agosto de 2010, a Companhia incorporou a BN 31 Participações Ltda., detentora de 53 quotas de emissão da Ranger, representativas de 5,30% do seu capital social. Dessa forma, a Companhia concluiu a aquisição da Ranger e passou a deter, direta e indiretamente, 100% das quotas representativas do capital social da Ranger.

6.3 - Breve histórico

A Ranger é uma sociedade limitada constituída sob as leis brasileiras em 14 de setembro de 2007, com sede na cidade do Rio de Janeiro, Brasil. Seu objeto social é a participação em outras sociedades, sendo certo que seu único investimento é a titularidade de 99,99% da Lábrea Petróleo S.A. ("Lábrea") que, por sua vez, opera e detém 100% de participação em 2 blocos exploratórios situados na Sub-bacia *offshore* de Walvis, na Namíbia, bem como 10% de participação em 4 blocos exploratórios nas bacias sedimentares *onshore* do Espírito Santo, do Recôncavo e do Rio do Peixe, em parceria com a empresa Cowan Petróleo e Gás S.A., que detém os 90% remanescentes e os opera.

Em maio de 2010, o Ministro das Minas e Energia da República da Namíbia assinou o *Petroleum Agreement*, e a respectiva *Petroleum Exploration License*, que concedeu à HRT O&G participação de 40% nos direitos de exploração e produção de óleo e gás natural em três blocos exploratórios situados em águas profundas e posicionados nas imediações do Campo de Kudu, na Sub-bacia sedimentar de Orange, no *offshore* da Namíbia, em associação com a Universal Power Co., uma empresa canadense de E&P com ações negociadas na Bolsa de Valores de Toronto, que também detém participação de 40%, e a Acarus Investiments (Pty) Ltd., uma empresa da Namíbia que detém os 20% restantes.

A linha do tempo abaixo demonstra os principais eventos desde a constituição da Companhia.



Em 15 de junho de 2010, foi criada a HRT Netherlands B.V. ("HRTBV"), uma subsidiária integral da Companhia, constituída de acordo com as leis da Holanda, com o objetivo de dar suporte ao desenvolvimento dos negócios da Companhia e de suas subsidiárias HRT O&G e IPEX. Tal suporte poderá envolver, entre outros, a aquisição de sondas e equipamentos para posterior locação ou empréstimo à HRT O&G; a aquisição de serviços; o apoio logístico às atividades da HRT O&G e da IPEX no exterior; bem como as demais atividades essenciais à implementação e ao cumprimento dos respectivos planos de negócios das sociedades do grupo HRT.

Para maiores informações sobre os principais eventos societários envolvendo a Companhia e suas subsidiárias, ver quadro 6.5 deste Formulário de Referência.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

a) Incorporações

Em 31 de agosto de 2010, a Companhia incorporou a BN 31 Participações Ltda., detentora de 53 quotas de emissão da Ranger, representativas de 5,30% do seu capital social. Dessa forma, a Companhia concluiu a aquisição da Ranger e passou a deter, direta e indiretamente, 100% das quotas representativas do capital social da Ranger. Em função da referida operação, o capital social da Companhia aumentou em R$1.844 mil mediante a emissão de 730 ações ordinárias, as quais foram integralmente subscritas pelos antigos acionistas da BN 31 Participações Ltda.

b) Fusões:

Não houve.

c) Cisões:

Não houve.

d) Incorporações de ações:

Não houve.

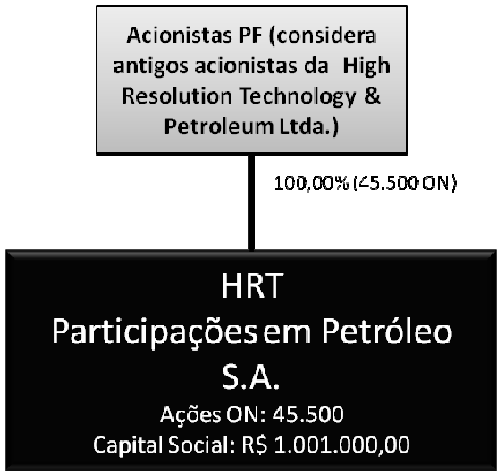
e) Alienações e aquisições de controle societário:

e1) Em 1º de outubro de 2009, o capital social da Companhia foi aumentado mediante a emissão de 44.500 novas ações ordinárias da Companhia, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas mediante a conferência da totalidade de quotas de emissão da IPEX (então denominada High Resolution Technology & Petroleum Ltda.) detidas por seus sócios. Em razão deste aumento de capital, a Companhia passou a deter, diretamente, posição equivalente a aproximadamente 99,99% (noventa e nove vírgula noventa e nove por cento) no capital social da IPEX.

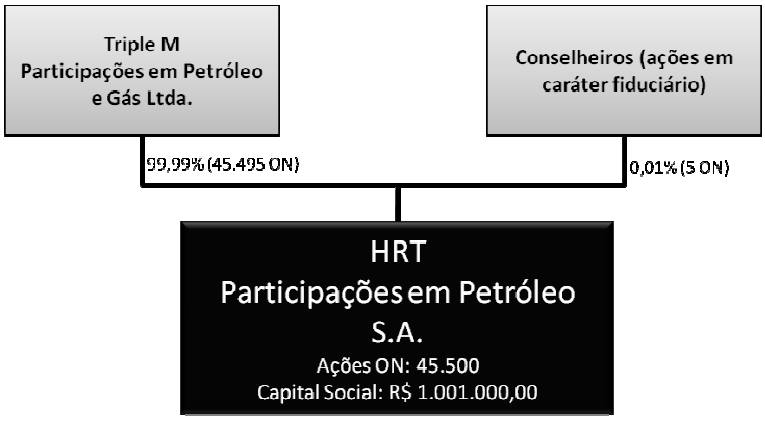
e2) Também em 1º de outubro de 2009, os acionistas titulares de 100% do capital social da Companhia subscreveram e integralizaram 1,0 milhão de quotas emitidas pela Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda. (“Triple M”) em razão do aumento do capital social da Triple M, no valor de R$1,0 milhão. A integralização foi efetuada mediante a conferência da totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia. Desta forma, após o referido aumento de capital, a Triple M passou a deter aproximadamente 99,99% do capital social da Companhia.

Abaixo a estrutura societária antes destas operações e1 e e2:

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas



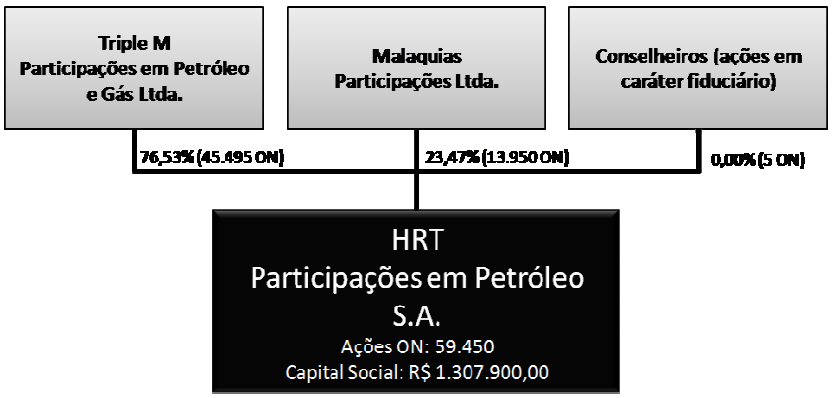
Abaixo a estrutura societária após estas operações e1 e e2:



e3) No dia 5 de outubro de 2009, a Companhia realizou novo aumento de capital social no valor de R$306,9 mil, através da emissão de 13.950 novas ações ordinárias, que foram integralmente subscritas e integralizadas, em moeda corrente nacional, por uma empresa denominada Malaquias Participações Ltda. ("Malaquias"), tendo os demais acionistas da Companhia, dentre os quais a Triple M, renunciado ao seu direito de preferência para subscrever as novas ações proporcionalmente à sua participação. Após tal aumento de capital da Companhia, a Malaquias passou a deter, diretamente, posição equivalente a 23,47% no capital social da Companhia e a Triple M posição equivalente a 76,53% no capital social da Companhia.

A seguir a estrutura societária após esta operação:

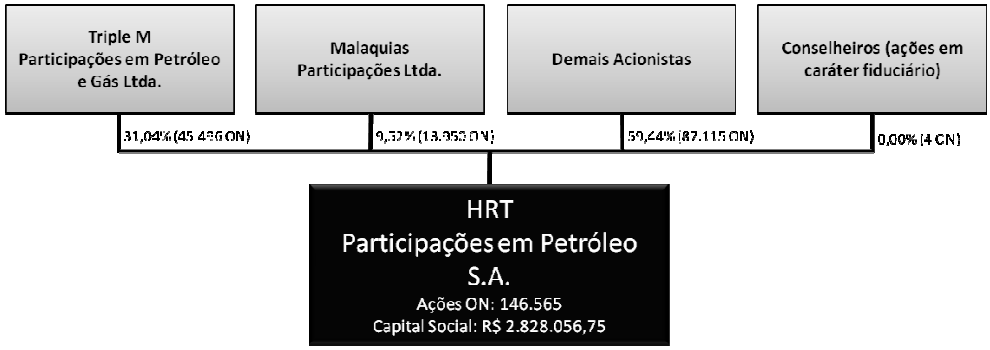
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas



e4) Em razão de colocações privadas de ações da Companhia concluídas em 8 de outubro de 2009 e 6 de novembro de 2009 ("*Private Placements*"), a Companhia emitiu novas ações ordinárias e nominativas, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas por determinados investidores estrangeiros em moeda corrente nacional, representando o ingresso de recursos na Companhia no valor global de R$ 478,9 milhões.

Na primeira colocação privada de ações, concluída em 8 de outubro de 2009 ("Primeira Colocação"), a Companhia realizou um aumento de capital social no valor total de R$1,5 milhão, através da emissão de 87.115 novas ações ordinárias, que foram integralmente subscritas e integralizadas por investidores estrangeiros. O valor restante captado nesta operação, isto é R$213,1 milhões, foi contribuído para a Companhia a título de ágio na integralização das ações.

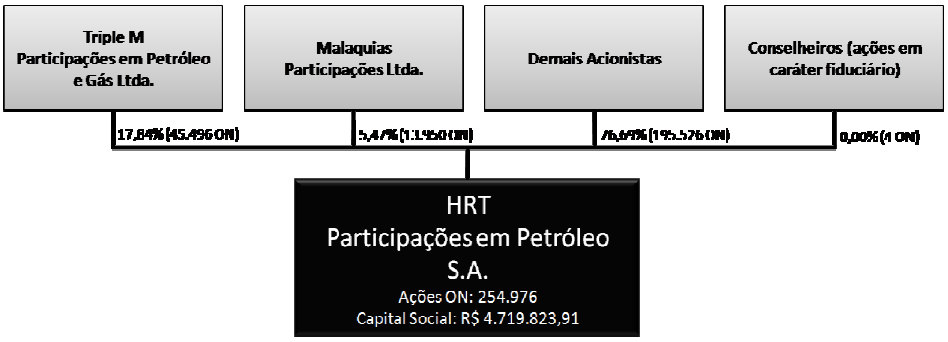
Uma vez que a Malaquias e a Triple M não subscreveram ações emitidas em razão da Primeira Colocação, suas participações na Companhia foram diluídas, respectivamente, para 9,52% e 31,04% do capital social da Companhia. Abaixo a estrutura acionária após a primeira captação de recursos:



Em 06 de novembro de 2009, a Companhia realizou a segunda colocação privada de ações ("Segunda Colocação"), mediante novo aumento de capital social no valor de aproximadamente R$1,9 milhão. As 108.411 novas ações ordinárias emitidas foram integralmente subscritas e integralizadas por investidores estrangeiros. O valor restante captado nesta operação, isto é R$262,40 milhões, foi contribuído para a Companhia a título de ágio na integralização das ações.

Novamente, a Malaquias e a Triple M não subscreveram o aumento de capital e suas participações na Companhia foram diluídas para 5,47% e 17,84% do capital social da Companhia, respectivamente, passando os novos investidores a deter, aproximadamente, 76,69% do capital social da Companhia. A seguir, a estrutura societária após essa operação:

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas



Em relação aos aumentos de capital descritos no subitem "e4" deste quadro, esclarecemos que o fundamento para o ágio sobre o valor das ações gerado durante a integralização do capital foi a perspectiva de rentabilidade da Companhia, conforme o art. 170, §1º, inc. I da Lei das Sociedades por Ações. O ágio traduz a diferença entre o valor patrimonial da Companhia à época e o preço de emissão por ação negociado, discutido e arbitrado em entendimentos mantidos entre nós e os investidores que participaram das Colocações Privadas. Sendo assim, a perspectiva de rentabilidade futura, fundamento econômico do ágio, é o valor que nos foi atribuído pelos referidos investidores, conforme avaliação própria preparada por tais investidores.

Ademais, no âmbito das operações descritas no subitem "e4", foram emitidos certos bônus de subscrição, os quais se encontram detalhados no quadro 18 deste Formulário de Referência.

O quadro acionário e o número total de ações de emissão da Companhia sofreram alterações em função de eventos recentes, a saber, (i) o aumento do capital social da Companhia aprovado em 31 de agosto de 2010; (ii) a entrega de ações de emissão da Companhia aos Srs. Michael Stephen Vitton e Mathew Todd Goldsmith em 15 de setembro de 2010, em decorrência da redução do capital social da Malaquias Participações Ltda.; e (iii) o desdobramento de ações aprovado em 4 de outubro de 2010. Para consultar o organograma atualizado da Companhia, veja o item 8.2 deste Formulário de Referência.

f) Aquisição e Alienação de Ativos:

f1) Em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada no dia 19 de outubro de 2009, deliberou-se implementar um programa de recompra de ações de emissão da Companhia ("Programa de Recompra de Ações"), conforme já havia sido aprovado pelos acionistas por ocasião da celebração do Acordo de Acionistas Pré-IPO ("Recompra"). No âmbito do Programa de Recompra de Ações, foi concedido à Triple M o direito de vender parte de suas ações detidas no capital social da Companhia para a própria Companhia, pelo valor correspondente, em moeda corrente nacional, a US$15,0 milhões. No dia 23 de novembro de 2009, a Recompra foi efetivada mediante a aquisição, pela Companhia, de 13.794 ações de sua emissão detidas pela Triple M, para permanência em tesouraria.

Pela Recompra, a Companhia realizou o pagamento do valor total de R$ 26,0 milhões, equivalente aos US$15,0 milhões acordados, convertidos conforme a média das taxas de compra e venda (PTAX-800), publicada pelo Banco Central do Brasil em 20 de novembro de 2009.

f2) Em maio de 2010, a Companhia passou a deter, direta e indiretamente, 94,70% das quotas representativas do capital social da Ranger Participações Ltda. ("Ranger"), então de titularidade dos Srs. Marcio Rocha Mello (Presidente do nosso Conselho de Administração e nosso Diretor de Relações com Investidores) e John Milne Albuquerque Forman (membro do nosso Conselho de Administração), da seguinte forma: (i) em 10 de maio de 2010, a HRTP permutou 9.546 ações de sua emissão por 691 quotas da Ranger, representativas de 69,10% do capital social da Ranger; (ii) em 19 de maio de 2010, a HRT O&G adquiriu 256 quotas representativas do capital social da Ranger, representativas de 25,60% do

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

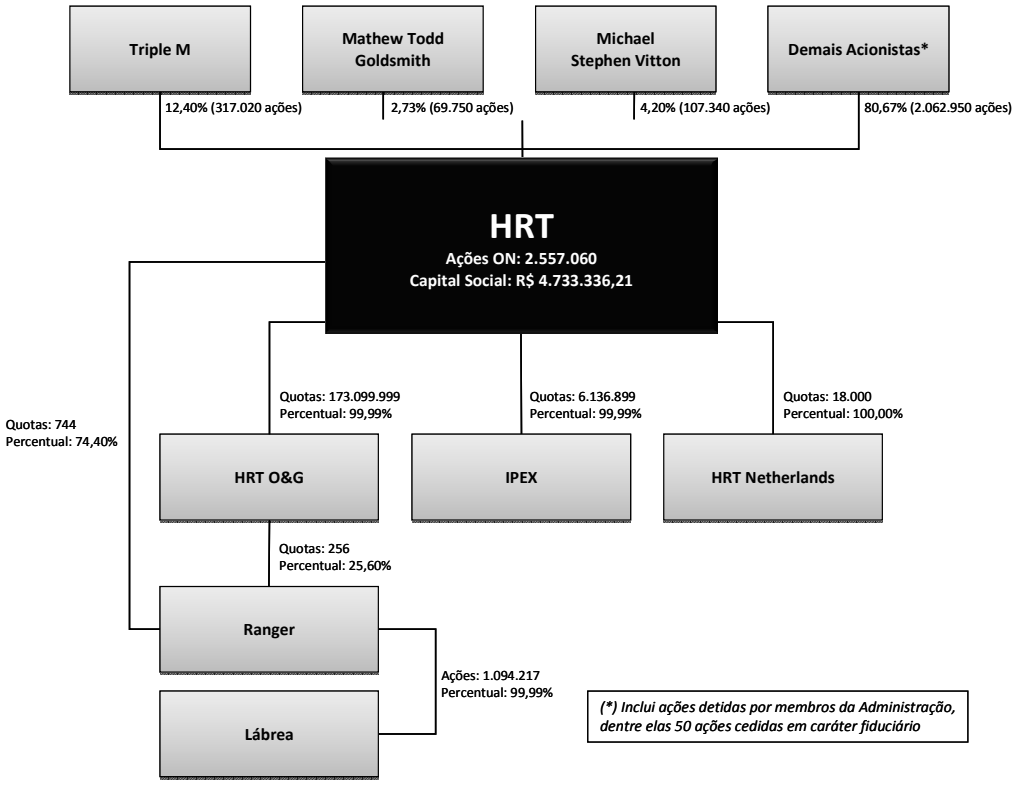
capital social da Ranger, mediante pagamento em dinheiro. Adicionalmente, a HRTP e a HRT O&G assumiram certas dívidas da Ranger/Labrea, as quais foram integralmente liquidadas em junho e julho de 2010.

Em 31 de agosto de 2010, a Companhia incorporou a BN 31 Participações Ltda., detentora de 53 quotas de emissão da Ranger, representativas de 5,30% do seu capital social. Dessa forma, a Companhia concluiu a aquisição da Ranger e passou a deter, direta e indiretamente, 100% das quotas representativas do capital social da Ranger.

Adicionalmente, em 15 de setembro de 2010, Michael Stephen Vitton e Mathew Todd Goldsmith receberam, cada um, 6.975 ações de emissão da Companhia que eram de titularidade de sua controlada Malaquias Participações Ltda. A transferência de ações se deu a título de restituição em bens em função da redução do capital social da Malaquias aprovada em 28 de maio de 2010 e implementada em 1º de setembro de 2010. Como consequência, a Malaquias deixou de integrar o quadro acionário da Companhia, e Mathew Todd Goldsmith passou a deter participação direta no capital social da Companhia.

Em 4 de outubro de 2010, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o desdobramento de suas ações, determinando que cada ação de emissão da Companhia daria lugar a dez ações desdobradas. Como resultado, o capital social da Companhia passou a ser dividido em 2.557.060 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. A proporção da participação dos acionistas no capital social da Companhia não foi alterada em função do desdobramento.

A seguir, a estrutura societária após a Recompra, a aquisição da Lábrea, a incorporação da BN 31, a entrega de ações aos Srs. Michael Stephen Vitton e Mathew Todd Goldsmith e o desdobramento.



Nota: A Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda. é controlada pelo Sr. Marcio Rocha Mello (66,68%). Em 15 de setembro de 2010, os Srs. Michael Stephen Vitton e Mathew Todd Goldsmith receberam, cada um, 6.975 ações

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

ordinárias de emissão da Companhia em função da redução do capital social da Malaquias Participações Ltda. Como consequência, a Malaquias deixou de integrar o quadro acionário da Companhia. Triple M e Malaquias são considerados os acionistas fundadores da Companhia.

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a data deste Formulário de Referência, não foi protocolado nenhum pedido requerendo a nossa falência e/ou a nossa recuperação judicial ou extrajudicial.

6.7 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Companhia

A Companhia é uma holding, cuja atividade principal é a exploração e produção de hidrocarbonetos, e oferta de serviços de consultoria e análises laboratoriais objetivando a avaliação e análise do potencial de sistemas petrolíferos, atividades que exerce através de suas subsidiárias, a HRT O&G e a IPEX.

A Companhia foi constituída por um grupo de geocientistas e engenheiros ex-funcionários da Petrobras e da ANP. Nossa administração sênior possui considerável conhecimento técnico e operacional em relação às bacias sedimentares do Brasil e da costa oeste da África, bem como possui extensa experiência em questões ambientais relacionadas às atividades de E&P *onshore* e *offshore* no Brasil, além de conhecimento profundo das normas que regem o setor petróleo no Brasil.

Desde 2004, quando da criação da IPEX, nossos fundadores têm estado entre os líderes na prestação de serviços geológicos, geoquímicos e geofísicos ("G&G") para o setor de E&P, concentrando-se, principalmente, na América do Sul. Aproveitando nossa capacidade de interpretar e analisar dados sísmicos, geológicos, geoquímicos e geofísicos, selecionamos e obtivemos direitos de exploração de blocos estrategicamente localizados nas bacias do Brasil e da Namíbia, concentrando, assim, nossos esforços de exploração e desenvolvimento em áreas que são muito pouco exploradas, mas que apresentam elevado potencial de hidrocarbonetos. Acreditamos que somos uma das maiores companhias brasileiras independentes de E&P de petróleo, com base na área do nosso portfólio de blocos de exploração, que é de aproximadamente 75.425 km² (18,6 milhões de acres), compreendendo blocos *onshore* nas bacias do Solimões, Espírito Santo, Recôncavo e Rio do Peixe, no Brasil, e blocos *offshore* nas Sub-bacias de Walvis e Orange, na Namíbia.

Desenvolvemos nossas atividades de E&P através de nossa subsidiária HRT O&G, que atualmente se encontra em fase pré-operacional.

Subsidiárias

A **HRT O&G Exploração e Produção Ltda.**, ou HRT O&G, foi criada para capitalizar o *expertise* desenvolvido em serviços geológicos, geoquímicos e geofísicos para as atividades de exploração e produção de óleo e gás natural, hoje incorporadas às atividades de E&P que desenvolvemos. Fazem parte do escopo de atividades:

- exploração de óleo e gás, desenvolvimento e refino, e também exploração de fontes não convencionais;
- comercialização, importação e exportação de óleo, gás e combustíveis;
- geração, distribuição e comercialização de energia elétrica; e
- exploração e produção a partir de fontes não convencionais de hidrocarbonetos.

A **Integrated Petroleum Expertise Company – Serviços em Petróleo Ltda.** ou IPEX, oferece serviços nas áreas de G&G e ambiental a empresas da indústria do petróleo. Fazem parte do escopo de atividades:

- geologia
- geofísica
- geoquímica
- modelagem de sistemas petrolíferos
- bioestratigrafia
- monitoramento e licenciamento ambientais
- análises químicas
- sensoriamento remoto
- amostragem de testemunho *(piston core)* e fluxo térmico
- sistema de detecção de derramamento de óleo
- banco de dados

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

a) produtos e serviços comercializados:

A Companhia possui dois segmentos operacionais, os quais são explorados pelas controladas HRT O&G e IPEX.

Exploração e Produção - HRT O&G

Visão Geral

A HRT O&G foi criada para capitalizar a *expertise* desenvolvida em serviços geológicos, geoquímicos e geofísicos para as atividades de exploração e produção de óleo e gás natural, hoje incorporadas às atividades de E&P que desenvolvemos. Fazem parte do escopo de atividades da HRT O&G: (i) a exploração de óleo e gás, desenvolvimento e refino; (ii) a comercialização, importação e exportação de óleo, gás e combustíveis; (iii) a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica; e (iv) exploração e produção a partir de fontes não convencionais de hidrocarbonetos. A HRT O&G está em fase pré-operacional e, portanto, ainda não comercializou produtos. O gráfico e a tabela abaixo identificam os nossos ativos:



1. Bacia de Solimões

55% de 21 blocos exploratórios ;
11 descobertas com recursos contingentes certificados ;
52 prospectos e 04 *leads* com recursos prospectivos certificados

2. Bacias da Namíbia

100% de 2 blocos na Bacia de Walvis, com 06 prospectos e 02 *leads* com recursos prospectivos certificados ;
40% de 3 blocos na Bacia de Orange, ainda não certificados

3. Bacias Sedimentares Brasileiras

10 % de 2 blocos na Bacia do Recôncavo ;
10% de um bloco na Bacia do Espírito Santo ; e
10 % de um bloco na Bacia do Rio do Peixe.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Bacia	Blocos	Área	Comentários
Solimões	55% de 21 blocos*	48,5 mil km² (12 milhões de acres)	**HRT operadora** Parceria com PETRA Energia
Namíbia (Walvis e Orange)	100 % de 2 blocos 40% de3 blocos	27 mil km² (6,7 milhões de acres)	**HRT operadora** 3 blocos em Parceria com Universal Power Corp e Acarus
Recôncavo	10% de 2 blocos	60 Km² (14,8 mil acres)	Cowan Operadora
Espírito Santo	10% de 1 bloco	20 km² (4,9 mil acres)	Cowan Operadora
Rio do Peixe	10% de 1 bloco	30 km² (7,4 mil acres)	Cowan Operadora

(*) Em agosto de 2010 foi assinado o 3º Aditivo ao Farm-in com a Petra, para aquisição de participação adicional de 4% nos blocos da Bacia do Solimões pela HRT O&G. Tal aquisição já foi submetida à aquisição da ANP.

Em relatórios emitidos em setembro de 2010 com data-base de 31 de agosto de 2010, a D&M, líder mundial na certificação de reservas para a indústria mundial de petróleo, avaliou, em valores líquidos para nós, 1.532 milhões de barris de petróleo equivalente (“BOE”) em recursos prospectivos riscados (estimativa média) e 542 milhões de BOE em recursos contingentes 3C dentro das porções geográficas de nossos ativos exploratórios, onde conduzimos pesquisas e identificamos prospectos exploratórios e *leads*.

As tabelas a seguir apresentam o sumário dos recursos prospectivos riscados e contingentes identificados em nossos blocos exploratórios, em valores totais brutos e líquidos para nós, de acordo com os Relatórios da D&M.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Recursos Prospectivos Truncados e Ajustados para TEFS[5][6]

	Brutos						Líquidos para HRT					
	Estimativa					Média	Estimativa					Média
	Baixa[1]	Melhor[1]	Alta[1]	Média	Pe[2]	Riscada[3]	Baixa	Melhor	Alta	Média	Pe[2]	Riscada[3]
Óleo (MMbbl)												
Brasil - Solimões	798	1.543	3.024	1.807	27%	482	439	848	1.663	994	27%	265
Namíbia	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101
Gás Natural (bcf)												
Brasil – Solimões	2.674	4.416	7.432	4.892	35%	1.695	1.471	2.429	4.087	2.691	35%	932
Óleo e Gás Natural (MMBOE)												
Brasil - Solimões-óleo	798	1.543	3.024	1.807	27%	482	439	848	1.663	994	27%	265
Brasil - Solimões – gás natural[4]	473	782	1.315	866	35%	303	260	430	723	476	35%	165
Namíbia - óleo	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101	2.051	3.728	6.926	4.180	26%	1.101
Total	**3.322**	**6.053**	**11.265**	**6.853**	**27%**	**1.886**	**2.750**	**5.007**	**9.312**	**5.650**	**27%**	**1.532**

(1) Estimativa Baixa, Média e Alta considerando volumes truncados.
(2) Probabilidade de sucesso econômico.
(3) Estimativa média de recursos prospectivos ajustados pela probabilidade de sucesso econômico.
(4) Volume de gás natural convertido para BOE por um fator de 5.650 pés cúbicos de gás natural para 1BOE.
(5) Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso haja descobertas, não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.
(6) Os valores da tabela estão arredondados.

Recursos Contingentes

	Brutos			Líquidos para HRT		
	3C			3C		
Classificação	**Óleo e condensado (10^3 bbl)**	**Gás de Separador (10^6 ft^3)**	**Óleo Equivalente (10^3 boe)**	**Óleo e condensado (10^3 bbl)**	**Gás de Separador (10^6 ft^3)**	**Óleo Equivalente (10^3 boe)**
Marginal	157.870	4.604.214	972.776	86.829	2.532.317	535.026
Sub-marginal	879	62.608	11.959	483	34.435	6.577
Total	**158.749**	**4.666.822**	**984.735**	**87.312**	**2.566.752**	**541.603**

(1) A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara às reservas. Em outras palavras, os montantes de recursos contingentes não devem ser convertidos em reservas por meio da aplicação de qualquer fórmula, desconto ou outro método de conversão.
(2) Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos contingentes avaliados.
(3) Recursos contingentes têm status econômico de "Marginal" e "Sub-marginal"
(4) Volume de gás natural convertido para BOE por um fator de 5.650 pés cúbicos de gás natural para 1BOE.
(5) A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimista da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excedam as estimativas 3C.

Levantamos R$478,9 milhões no final de 2009 por meio da realização de duas colocações privadas de ações, principalmente para financiar a nossa compra de 51% de participação em cada um dos 21 blocos de exploração na Bacia do Solimões (os "Blocos do Solimões") e para financiar nossa campanha exploratória. Em cada um de tais blocos, atuamos como operador na exploração de óleo e gás natural. Segundo a Petrobras, a Bacia do Solimões tem atualmente a terceira maior produção diária de óleo e gás, medida em BOE, das bacias sedimentares brasileiras. Embora a Petrobras venha produzindo óleo e gás natural na região desde 1988, a Bacia do Solimões continua a ter um alto potencial para produção de óleo e gás natural, porque permanece muito pouco explorada. A Petrobras desenvolveu uma infraestrutura bem estabelecida na Bacia do Solimões, constituída de base de apoio, cinco campos de óleo e gás (dos quais três já estão em processo de produção), pólos de processamento e tratamento da produção (Pólo de Arara) de um conjunto de dutos que liga as suas dependências de produção ao terminal no Rio Solimões (TESOL) e a sua refinaria em Manaus. A Bacia do Solimões tem um histórico de taxas de recuperação significativamente altas e de produção de óleo mais leve, cuja comercialização é realizada a preços mais elevados.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

No início de 2010, adquirimos 100% de participação, no início de 2010, em dois blocos de exploração na Sub-bacia de Walvis e 40% de participação em três blocos de exploração na Sub-bacia de Orange, ambos localizados na costa da Namíbia (os "Blocos da Namíbia"). Em cada um de tais blocos, atuamos como operador na exploração de óleo e gás natural. A D&M ainda não avaliou a existência de prospectos exploratórios e *leads* em nossos blocos localizados na Sub-bacia de Orange, como foi feito para os blocos na Sub-bacia de Walvis. Entretanto, tais blocos estão em áreas adjacentes à área do campo de gás de Kudu, onde a Namcor, companhia de petróleo estatal da Namíbia, reportou reservas de 39,6 bilhões de m^3 (1,4 tcf ou 249,3 milhões de BOE). Com base em nossos estudos, acreditamos que as bacias *offshore* da Namíbia possuem grandes acumulações de hidrocarbonetos a serem exploradas. Reforçam essa nossa convicção as semelhanças entre a geologia da costa da Namíbia e a geologia da costa do Brasil, principalmente com as bacias de petróleo de Campos e Santos, além da presença de acumulações no campo de Kudu.

Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos US$ 31,8 milhões por essa aquisição. Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Para pagamento da eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional dos Blocos de Solimões, utilizaremos recursos de nosso caixa. Adicionalmente, foi concedida à HRT O&G uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública.

Como Nós Identificamos e Analisamos Prospectos

Para identificar e selecionar áreas e prospectos, a HRT O&G utiliza como estratégia a identificação e caracterização de sistemas petrolíferos. Para tanto a HRT O&G analisa a inter-relação entre os elementos essenciais e processos geológicos atuantes durante a evolução geológica da bacia, em bases científicas.

Os elementos essenciais para a formação de um sistema petrolífero são rocha fonte, rocha reservatório e rocha selante. Os processos geológicos que devem agir sobre estes elementos são soterramento, formação de trapa, geração, migração, acumulação de petróleo e sua preservação. Um sistema petrolífero ativo é composto de todos os elementos essenciais após terem passado por processos geológicos em cronologia adequada.

Para identificar e caracterizar os sistemas petrolíferos ativos presentes em uma determinada área, o processo utilizado pela HRT O&G inclui quatro fases distintas. A primeira fase se inicia com a identificação de áreas potenciais de ocorrência de hidrocarbonetos através do uso de imagens geradas por satélites e sua verificação através da coleta de amostras de solo. A segunda fase do processo é a análise geoquímica laboratorial das amostras coletadas. Estas amostras são submetidas a diversos testes para detectar e quantificar a presença de indícios de hidrocarboneto que indiquem a existência de sistemas petrolíferos ativos nas áreas sob investigação. A terceira fase é a realização e análise de levantamentos geofísicos objetivando o mapeamento das feições geológicas associadas aos elementos essenciais dos sistemas petrolíferos. Por fim, na quarta fase os dados laboratoriais obtidos são integrados com a análise dos dados geofísicos, para a criação de modelos geológicos em três dimensões para simular, através de softwares específicos, a evolução geológica destas áreas e assim determinar a probabilidade de ocorrências de acumulações de petróleo e suas propriedades, ou seja, tipos de óleo e gases e suas proporções nos reservatórios.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

No processo utilizado pela HRT O&G, os resultados das análises dos hidrocarbonetos contidos nas amostras, seu processamento e interpretação são integrados com dados geológicos e geofísicos para a seleção de áreas com maior potencial para acumulações de petróleo e gás, cuja determinação é fundamental para apoiar programas de exploração, reduzindo assim as incertezas de ocorrência de petróleo numa bacia ou área especifica.

Identificação de áreas potenciais

A primeira fase de análise da HRT O&G é a caracterização dos elementos dos sistemas petrolíferos da área de estudo e tem como foco principal as peculiaridades das rochas geradoras, a presença e tipos de hidrocarbonetos, tanto óleo como gás existentes numa dada bacia ou região. Nesta etapa a tecnologia aplicada é o sensoriamento remoto (RADARSAT) com a finalidade de detectar e caracterizar, em bacias *onshore*, características topográficas e anomalias geobotânicas causadas por contaminação de óleo e/ou gás por emanações provenientes de camadas profundas onde foram gerados. Em bacias *offshore*, se detecta e identifica manchas de óleo na superfície do mar, também com o uso de sensoriamento remoto, o que permite selecionar áreas para amostragem de sedimentos do fundo marinho que possam conter indícios naturais de petróleo. Em áreas de fronteira, nas quais não há histórico de exploração, este método provou ser econômico e eficiente para detectar a presença de sistemas petrolíferos ativos.

Como complemento das técnicas de satélite durante a fase exploratória inicial a HRT O&G, através da IPEX, realiza estudos de geoquímica de superfície, coletando amostras de solo em bacias *onshore* e amostras do fundo marinho em bacias *offshore*. A amostragem do fundo marinho é feita através de equipamentos que recolhem amostras utilizando uma técnica conhecida como *piston core* e é especialmente importante como ferramenta de exploração em águas profundas e ultraprofundas.

Análise laboratorial

A HRT O&G, através da IPEX, se utiliza do diferencial tecnológico também nas análises geoquímicas de amostras de rochas, óleo e gás coletadas na fase anterior ou em poços já existentes na mesma bacia. O objetivo desta fase é obter um conjunto de dados geoquímicos consistente, detalhado e uniforme que cubra todas as informações relevantes a respeito dos sistemas petrolíferos ativos.

Quando comprovada a existência do petróleo, as análises subsequentes de alta resolução geoquímica (*High Resolution Geochemical Technology - HRGT*) das rochas, óleo e gases permitem a caracterização dos sistemas petrolíferos que o geraram. Na abordagem de sistemas petrolíferos, estes dados são essenciais para a análise de uma bacia, onde são usadas as correlações das amostras coletadas com a base de dados da IPEX, por meio de comparações óleo-óleo, óleo-rocha geradora, óleo-gás, misturas de óleos e estimativas do grau de craqueamento de óleo para gás. Por exemplo, a análise de amostras de óleo e condensado coletadas no Campo de Kudu, na Namíbia, demonstrou que existe forte correlação com as características geoquímicas dos óleos das Bacias de Santos e de Campos no Brasil.

Análises isotópicas de gases são um diferencial empregado pela IPEX nas análises tanto de dados de poços como de amostras de solo, permitindo determinar se o gás é biogênico ou termogênico. Estudos deste tipo foram realizados em amostras das Bacias do Solimões e da Namíbia, com resultados positivos. Para complementar os dados geoquímicos de gases são feitas análises das amostras de solo objetivando a identificação de DNA de bactérias que se alimentam de petróleo.

Cabe ressaltar a aplicação do método de análise por biomarcadores e diamandoides como fundamentais para desvendar as características dos sistemas petrolíferos. Os diamandoides são uma ferramenta essencial para descobrir a origem de hidrocarbonetos que possuam alta evolução térmica, como é o caso daqueles que ocorrem nas Bacias do Solimões e da Namíbia.

Adicionalmente, são efetuadas datações com microfósseis e análises paleo-ecológicas, na IPEX, para identificar quando e em qual ambiente geológico as rochas foram formadas. Isto

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

permite determinar os intervalos mais favoráveis para a ocorrência de rochas reservatório, fontes e selantes.

Análise sísmica

Subsequentemente, na terceira etapa são analisados os dados geofísicos, que incluem gravimetria, magnetometria, gradiometria e, especialmente, sísmica. A interpretação desses dados visa à construção de mapas geológicos detalhados das principais camadas e suas características, dos pontos de vista estrutural, estratigráfico e litológico e, consequentemente, a caracterização das rochas geradoras, rochas reservatórios e os selos regionais. A identificação da época de formação, distribuição espacial e o estilo das deformações estruturais das rochas são de grande importância para estabelecer a probabilidade de acumulação de petróleo.

Modelagem de bacias

Uma compreensão adequada dos sistemas petrolíferos de uma bacia sedimentar requer o conhecimento da sua evolução geológica em três dimensões (3D) o que pode ser efetuado por meio da sua modelagem numérica. A história térmica da bacia e de suas áreas mais profundas (depocentros) é essencial para definir a distribuição das áreas mais eficazes para a geração de óleo e gás. O controle de qualidade da modelagem é feito para assegurar a calibração das condições térmicas atuais e no passado geológico, usando indicadores de maturação da matéria orgânica das rochas geradoras. Estes indicadores de temperatura (geotermômetros) incluem dados de reflectância de vitrinita, índice de coloração de esporos, análise de traços de fissão de apatita (AFTA), temperatura de expulsão de hidrocarbonetos, temperatura das rochas e fluxo térmico.

Nesta última fase, através de softwares de modelagem de bacias em três dimensões (3D) são realizadas simulações da geração, da época de expulsão de hidrocarbonetos e migração em cada unidade de rocha geradora, em cada ponto da área estudada através do tempo geológico. A calibração deste modelo somente é possível através do balizamento dos dados geoquímicos por técnicos altamente capacitados, o que permite compor um quadro completo para uma análise daquelas “trapas” que foram alimentadas por hidrocarbonetos, sua época de preenchimento e suas propriedades. O modelo composicional permite a predição do tipo e a qualidade dos hidrocarbonetos trapeados. A composição do hidrocarboneto é uma informação de grande impacto na economicidade do prospecto. Esta modelagem permite estimar mesmo em bacias pouco exploradas as áreas que são mais favoráveis para óleo ou gás.

Por fim a HRT O&G realiza uma análise de sensibilidade dos parâmetros geológicos utilizados nas modelagens para investigar quais podem ter tido maior impacto nos resultados. Isto permite a caracterização das fontes de incertezas e suas implicações no sucesso exploratório dos prospectos, mas que poderiam passar despercebidos numa primeira avaliação. O conhecimento do risco, ou incerteza, de cada elemento do sistema petrolífero é de grande importância para a hierarquização das oportunidades exploratórias.

Mapeamento sísmico detalhado

Uma vez identificadas as áreas mais promissoras para conter hidrocarbonetos, são realizados os mapeamentos sísmicos de detalhe para a identificação de prospectos, seus volumes e probabilidade de sucesso econômico. Nesta fase consideramos três características principais:

• *Área do prospecto*: significa a extensão areal de rochas que contêm hidrocarbonetos formando um prospecto, expresso em km²;

• *Espessura líquida (“net pay”)*: significa a espessura porosa efetiva de rochas contendo hidrocarbonetos, expressa em metros; e

• *Produção de hidrocarbonetos*: significa um volume de óleo ou gás que pode vir a ser recuperado, expresso em barris ou m³, a partir de um volume de rocha saturada com hidrocarbonetos.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Área do prospecto

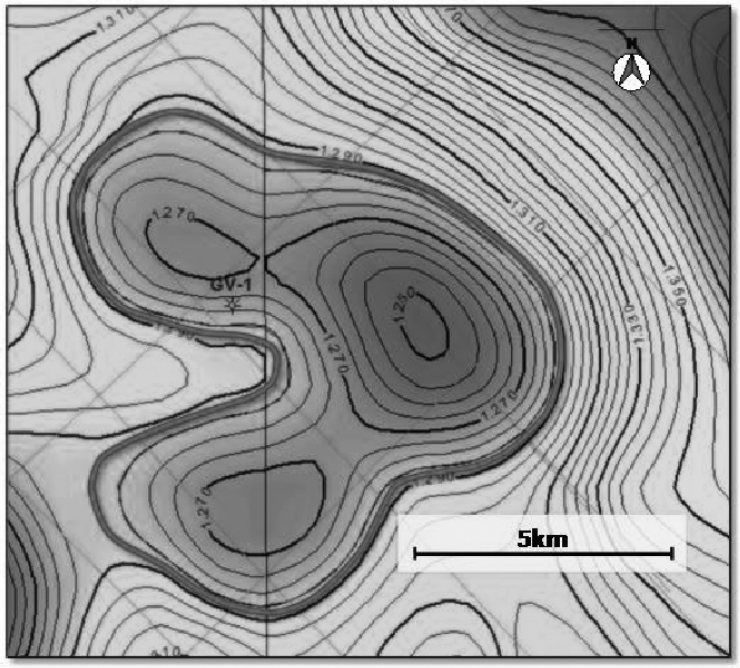
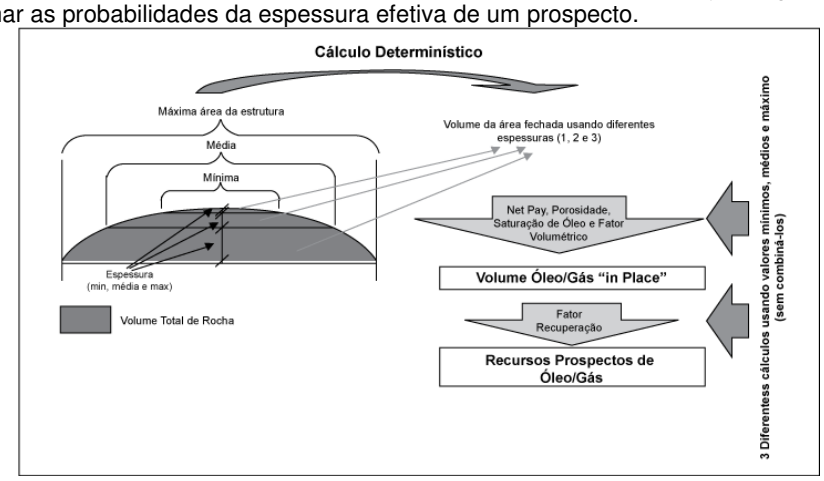


Figura – Mapa de um Prospecto

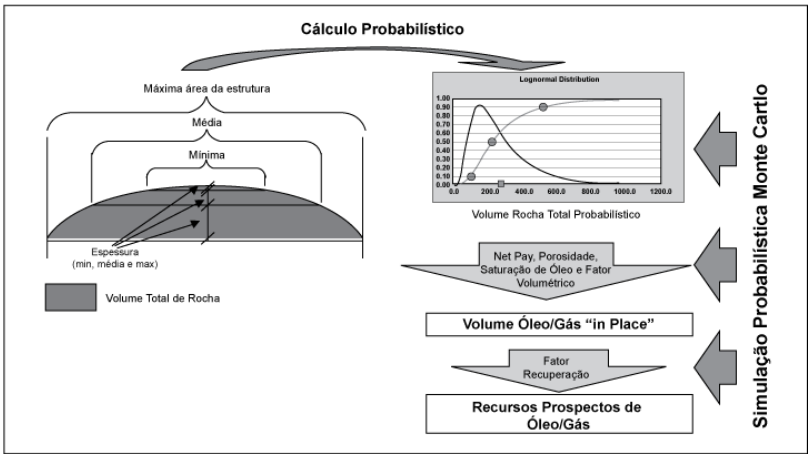
A extensão areal de um prospecto contendo hidrocarbonetos é referida como "área de prospecção". Para determinar a área de prospecção usamos dados sísmicos e todos os dados geológicos e geoquímicos disponíveis para mapear a extensão da área fechada, ou geometria da trapa, que pode conter hidrocarbonetos. Como na maioria dos casos não é possível detectar diretamente a presença de hidrocarbonetos, usamos métodos estatísticos para estimar a magnitude da área de fechamento que pode ser preenchida com hidrocarbonetos. A HRT O&G usa uma distribuição log-normal para definir as probabilidades sobre o tamanho da área de prospecção. A área total de prospecção pode englobar vários blocos ou áreas de concessão.

Espessura líquida - *Net Pay*

A espessura da rocha contendo hidrocarbonetos é referida como *"net pay"*. Nós estimamos o *net pay* de um prospecto usando informações de perfis elétricos de poços de campos análogos. Conforme nossas estimativas de área, usamos uma distribuição log-normal para determinar as probabilidades da espessura efetiva de um prospecto.



7.2 - Informações sobre segmentos operacionais



Produção de hidrocarbonetos

A produção de hidrocarbonetos é uma medida da quantidade de óleo e gás natural recuperável a partir de um determinado volume de rocha reservatório. A estimativa da produção de hidrocarbonetos envolve a análise de diversos fatores, incluindo características dos reservatórios, propriedades dos hidrocarbonetos e sua eficiência de recuperação.

As características dos reservatórios incluem porosidade, permeabilidade e saturação de hidrocarbonetos. Porosidade é a razão entre o volume de vazios ou poros e o volume total, ou seja, a capacidade de armazenamento de uma rocha reservatório. Permeabilidade é a medida da facilidade com que os líquidos fluem através dos poros da uma rocha reservatório. Saturação de hidrocarbonetos é a percentagem de óleo e gás natural em relação à água nos poros da rocha reservatório. Nós calculamos probabilisticamente os intervalos para estas características do reservatório através de uma análise petrofísica de poços e reservatórios análogos, a fim de determinar a distribuição das características do reservatório.

A propriedade dos hidrocarbonetos, incluindo grau API, razão gás/óleo e óleo recuperável por m^3, são estimados utilizando informações de campos análogos para estimar as faixas de produção.

Finalmente a eficiência da recuperação é estimada a partir de modelagem de múltiplos cenários de desenvolvimento que consideram (i) a pressão do reservatório inicialmente prevista, (ii) o número de poços utilizados para a produção, (iii) o tipo de mecanismo de produção do reservatório, (iv) o tipo de métodos de recuperação secundária (se houver), e (v) a pressão esperada de abandono do reservatório.

A Bacia do Solimões - geologia

A Bacia do Solimões é uma das quatro maiores bacias cratônicas no Brasil, está localizada na região amazônica e tem uma área de aproximadamente 480.000 km^2 (118,6 milhões de acres). Na bacia, uma dorsal estrutural cortando de noroeste a sudeste, o arco Carauari, divide a bacia nas sub-bacias Jandiatuba (à oeste) e Juruá (à leste). O lado mais oriental da Sub-bacia do Juruá detém a maioria dos depósitos de petróleo encontrados na Bacia do Solimões. Todas as áreas dos recursos em potencial da Bacia do Solimões avaliadas pela D&M estão localizadas na Sub-bacia do Juruá.

O primeiro campo de hidrocarbonetos na Bacia do Solimões foi descoberto em 1978. Desde então, 15 campos de gás e três campos de óleo e de gás foram descobertos nos arenitos da Formação Juruá. O Grupo Tefé, Formação Juruá, é Carbonífero que varia entre 359 e 318 milhões de anos. Fácies de barreira de maré e eólicas demonstram a melhor qualidade do reservatório: porosidade média de 18 por cento e permeabilidade que varia de 100 a 320 millidarcys, podendo chegar a vários darcys de magnitude. Reservatórios potenciais estão

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

situados estratigraficamente na base do Carbonífero Superior, abrangendo a para-sequência clástica basal denominada S1. O arenito é classificado como sub-arcosiano e pode ter uma espessura total de até 165 pés.

Campos de óleo e de gás são originados pelo potencial de geração de hidrocarbonetos do folhelho betuminoso marinho do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba, que pode ter conteúdo orgânico total (TOC) de até 8 por cento. A maioria dos campos de óleo e de gás da Bacia do Solimões é considerada como sendo originada pelos sedimentos Frasnianos depositados no centro da Sub-bacia do Juruá. A rocha fonte tem até 40 metros de espessura na porção central-norte da área. Utilizando o *play* de gás não-convencional de folhelho Folhelho Marcellus como análogo, o potencial de gás de folhelho não-convencional efetivo nos blocos de propriedade da Companhia varia entre 35 e 175 tcf de gás (recuperáveis, brutos, e não ajustados para risco econômico e risco geológico).

Rotas de migração primária na Bacia do Solimões são interpretadas como sendo da rocha fonte Frasniana diretamente aos reservatórios da era Pensilvaniana, e migração secundária por meio de falhas e camadas permeáveis Devonianas.

Os selantes regionais mais efetivos são constituídos por camadas de sal, diábásio, folhelho e anidrita, que se sobrepõem aos reservatórios alvo. A Formação Carauari, de idade Carbonífera, tem mais de 1000 metros de espessura total, dos quais 10 a 100 metros constituem o reservatório efetivo na sua porção basal. As trapas mapeadas são estruturais, formadas por anticlinais, algumas vezes cortadas por falhas tipo reversa. Muitos dos prospectos estão fechados em três direções e cortados por falhas com orientação nordeste-sudoeste. A evolução tectônica destas trapas é interpretada como resultado de "transpressão", de idade Mesozóica, associada com a abertura do Oceano Atlântico e é chamada de “Tectônica Juruá”. Não houve deposição na bacia de rochas sedimentares de idade Triássica ou Jurássica, possivelmente devido a uma forte erosão que se deu após este intervalo de tempo geológico. Um intenso vulcanismo de idade Triássica está registrado na forma de intrusões de diabásio entre as camadas sedimentares.

Todos os prospectos descritos abaixo estão localizados no sistema petrolífero da Bacia do Solimões onde campos análogos são utilizados como modelos de exploração: Juruá, Nordeste de Juruá, Sudoeste de Juruá, Igarapé Pucá, São Mateus, Urucu, Leste do Urucu, Sudoeste do Urucu, Cupiúba, e Carapanaúba. O óleo do Campo de Urucu tem uma densidade específica que varia entre 40 a 52 graus API. Composições de gás natural variam de 70 a 95 por cento de metano nos campos de gás, quase sempre ricos em condensado.

A Bacia do Solimões – atuação da Petrobras, características da infraestrutura e produção existente

Até o momento, a Petrobras perfurou apenas 255 poços na Bacia do Solimões, dos quais 21 estão localizados dentro dos nossos blocos de exploração. Desses 21 poços, 11 resultaram em descobertas de óleo e gás natural, o que representa uma taxa de sucesso de 52% considerando apenas os blocos em que atuamos. No entanto, as taxas de sucesso reais variam entre 36% e 61% considerando toda a Bacia de Solimões. A Petrobras já descobriu 18 campos de óleo e gás natural e, desde 1988, já produziu mais de 210 milhões de barris de óleo leve no complexo petrolífero do Pólo de Urucu, que se localiza nessa bacia. Em 31 de dezembro de 2009, as reservas provadas remanescentes nos ativos do Solimões da Petrobras foram estimadas em 198,13 milhões bbl de óleo e as reservas de gás natural em 3,14 tcf (cerca de 559,2 milhões de BOE), representando a segunda maior reserva identificada de gás natural de qualquer bacia sedimentar brasileira, de acordo com a ANP.

A Bacia do Solimões tem a terceira maior produção diária de óleo e gás (em BOE), entre as bacias sedimentares brasileiras, com cerca de 118,6 mil BOE/dia, sendo 53,6 milhares bpd de óleo e condensado ou 364,8 MMcfd (65 mil BOE/dia) de gás (dados da Petrobras – Julho 2010). Além disso, o óleo produzido é de excelente qualidade, com densidade específica entre 40 e 52 graus API, em comparação com os óleos da Bacia de Campos, que variam de 14 a 28 graus API. O óleo leve é comercializado a preços mais elevados, seguindo o referencial estabelecido pelo *Brent*, que é utilizado para precificar dois terços do fornecimento mundial de

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

petróleo bruto. O óleo leve é de importância estratégica para o mercado brasileiro, tendo em vista que é utilizado para ser misturado com a produção doméstica de óleo predominantemente pesado. O óleo leve produzido internamente permitirá ao Brasil reduzir as importações deste tipo de óleo dos países do Oriente Médio.

A Petrobras desenvolveu infraestrutura na Bacia do Solimões combinando oleodutos, terminais, instalações de processamento para a produção de gás líquido de petróleo (GLP) e portos com a infraestrutura natural de transporte proporcionada pelos rios da região. A Petrobras transporta a sua produção de óleo, condensado, GLP e gás natural utilizando dutos, terminais fluviais e petroleiros para comercializar a produção junto à sua refinaria em Manaus ou a outras refinarias no Brasil, conforme necessário. A capacidade de refino da Refinaria de Manaus é de 46 mil bpd. Em novembro de 2009, a Petrobras anunciou a conclusão de seu gasoduto que vai desde o campo de Urucu até o terminal em Manaus. A construção do gasoduto Urucu-Manaus pela Petrobras demonstra um esforço estratégico que está sendo feito dentro da região amazônica brasileira para mudar o consumo de combustíveis de maior custo, como óleo diesel e óleo combustível, para o gás natural, de menor custo e mais correto ecologicamente.

Os Blocos do Solimões

Como indicado acima, um sistema petrolífero é composto de uma rocha geradora, uma rocha reservatório e uma rocha selante, além de uma estrutura ou trapa e de condições adequadas de pressão e temperatura. No caso da Bacia do Solimões, as características de cada um desses elementos são extremamente favoráveis e a sua presença combinada sugere que essa bacia tem elevado potencial para óleo.

Em junho de 2009, adquirimos da M&S 51% de participação nos 21 blocos de exploração na Bacia de Solimões, onde atuamos em parceria com a Petra. Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos US$ 31,8 milhões por essa aquisição. Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Para pagamento da eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional dos Blocos de Solimões, utilizaremos recursos de nosso caixa. Adicionalmente, foi concedida à HRT O&G uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública. Somos os operadores dos Blocos do Solimões. Segundo nosso acordo com a Petra, conforme aditado, somos obrigados a custear integralmente as atividades de exploração (carrego) nos primeiros US$125 milhões do projeto, a serem pagos na medida em que se tornem necessários para o custeio das atividades desenvolvidas.

Nossos blocos possuem 10 descobertas contendo 11 acumulações de hidrocarbonetos, que foram avaliadas pela D&M em 542 milhões de BOE de recursos contingentes 3C (sendo 83,8% de gás), em valores líquidos para nós. Além disso, a D&M avaliou em 430 milhões de BOE (estimativa média) os recursos prospectivos riscados (sendo 61,5% de óleo e condensado), em valores líquidos para nós, nos prospectos exploratórios e *leads* conhecidos que mapeamos em determinadas áreas em 16 dos nossos 21 blocos. A D&M também identificou recursos de gás em reservatórios não convencionais em partes de nossos Blocos do Solimões, com um potencial entre 35 tcf (991 bilhões de m³ ou 6,2 bilhões de BOE) e 175 tcf (4.955 bilhões de m³ ou 31,2 bilhões de BOE) de gás de folhelhos (shale gas), que podem potencialmente representar uma fonte vasta e de longa duração de gás natural.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Em 23 de dezembro de 2009, a HRT O&G requereu à ANP a prorrogação do 1º Período de Exploração em relação aos 21 Blocos do Solimões, sendo que tal prorrogação foi concedida em 4 de março de 2010, da seguinte forma: (i) doze meses adicionais para 12 dos blocos; (ii) manteve-se o prazo do 1º período de exploração do bloco SOL-T-169, que é 26 de janeiro de 2011; e (iii) quanto aos demais oito blocos, eles passaram para o 2º Período de Exploração, sendo que apresentamos as garantias bancárias respectivas relativas ao compromisso de realizar a perfuração de ao menos um poço em cada um desses blocos. Assumimos compromisso perante a ANP de perfurar oito poços, um poço em cada um dos oito blocos em que já ingressamos no 2º Período de Exploração (SOL-T-168/170/191/148/149/172/194/195). Desses poços, teremos que perfurar três até março de 2012 (nos blocos SOL-T-168, SOL-T-170 e SOL-T-191) e os cinco remanescentes até maio de 2012. Na medida em que avançamos com o mapeamento geológico e geofísico dos blocos ainda não estudados, poderemos nos comprometer a perfurar poços adicionais nos 12 blocos restantes, bem como no bloco SOL-T-169. Com base em nosso atual cronograma, temos a intenção de perfurar o nosso primeiro poço no primeiro trimestre de 2011. Pretendemos, ainda, sem prejuízo do nosso compromisso com a ANP, perfurar, adicionalmente, pelo menos dois poços em áreas com descobertas de hidrocarbonetos (recursos contingentes).

Abaixo, apresentamos informações mais detalhadas sobre alguns de nossos prospectos exploratórios nos Blocos do Solimões e na Namíbia, divididos entre prospectos de óleo (Tabela I) e de gás (Tabela II):

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Resumo de Recursos Óleo, Truncados, Líquido para nós, Reajustados TEFS

Prospecto	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^6bbl)	Melhor Estimativa (10^6bbl)	Estimativa Alta (10^6bbl)	Estimativa Média (10^6bbl)	Probabilidade De Êxito Econômico P_e (decimal)	Estimativa Média Reajustada P_e (10^6bbl)
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	SOL-T-148	7.737	14.599	28.477	17.419	0,315	5.485
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	35.401	63.977	116.287	69.616	0,258	17.970
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	20.788	34.076	55.245	38.741	0,239	9.252
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	19.041	33.585	59.335	38.211	0,281	10.735
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	15.223	25.989	44.901	28.581	0,282	8.047
P-SOL-172-1	Brasil	Solimões	SOL-T-172	11.210	22.090	45.733	25.575	0,378	9.662
P-SOL-172-2	Brasil	Solimões	SOL-T-172	7.560	15.780	34.811	19.116	0,441	8.427
P-SOL-172-3	Brasil	Solimões	SOL-T-172	22.223	38.686	67.665	44.169	0,322	14.223
P-SOL-196-1	Brasil	Solimões	SOL-T-196	20.201	40.862	85.072	49.513	0,315	15.585
P-SOL-218-1	Brasil	Solimões	SOL-T-218	53.808	116.801	244.196	133.030	0,315	41.887
P-SOL-174-1	Brasil	Solimões	SOL-T-174	16.921	34.725	73.400	38.421	0,315	12.101
P-SOL-216-1	Brasil	Solimões	SOL-T-216	5.534	10.588	20.143	12.835	0,309	3.969
P-SOL-216-2	Brasil	Solimões	SOL-T-216	29.367	58.988	117.614	72.735	0,315	22.894
P-SOL-194-1	Brasil	Solimões	SOL-T-194	7.505	14.917	30.801	17.791	0,315	5.601
P-SOL-194-2	Brasil	Solimões	SOL-T-194	6.184	11.636	23.255	15.062	0,315	4.742
P-SOL-151-1	Brasil	Solimões	SOL-T-151	23.466	46.210	91.796	57.178	0,378	21.598
P-SOL-151-2	Brasil	Solimões	SOL-T-151	16.541	35.640	75.766	41.816	0,378	15.795
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	5.576	10.316	20.645	12.726	0,123	1.568
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	6.613	14.144	30.370	17.447	0,146	2.541
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	16.226	33.986	73.537	41.446	0,146	6.040
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	11.898	24.722	52.718	32.478	0,146	4.736
P-SOL-170-GUA	Brasil	Solimões	SOL-T-170	11.540	23.451	47.854	27.012	0,146	3.937
P-SOL-170-TAQ	Brasil	Solimões	SOL-T-170	6.903	13.825	27.950	15.443	0,146	2.250
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	7.528	14.557	27.574	17.295	0,146	2.521
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	5.530	10.779	21.605	12.568	0,144	1.807
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	4.416	6.330	8.980	6.263	0,040	250
P-SOL-170-4	Brasil	Solimões	SOL-T-170	4.864	8.017	13.026	8.731	0,076	663
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	33.740	59.629	107.325	71.872	0,137	9.879
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	5.186	9.491	16.978	10.720	0,112	1.204
Somatório Aritmético Solimões				438.730	848.398	1.663.060	993.810	0,267	265.368
Grolsch	Namíbia	Walvis	2112-B	141.766	293.326	628.977	372.825	0,261	97.314
Kilkenny	Namíbia	Walvis	2112-B,2212-A	169.198	396.548	918.619	459.083	0,255	117.041
Duvel	Namíbia	Walvis	2112-B	139.571	292.609	625.695	349.399	0,256	89.401
Windhoek	Namíbia	Walvis	2112-B, 2212-A	973.663	1.654.989	2.824.033	1.791.314	0,240	429.150
Guiness	Namíbia	Walvis	2112-B	176.829	297.732	497.420	337.862	0,274	92.524
Negra Modelo	Namíbia	Walvis	2212-A	450.301	793.155	1.430.765	869.726	0,317	275.969

Somatório Aritmético Namíbia	2.051.328	3.728.359	6.925.509	4.180.209	0,263	1.101.399
Composto Estatístico	**3.194.939**	**4.906.809**	**7.541.600**	**5.174.019**	**0,264**	**1.366.767**
Soma Aritmética	2.490.058	4.576.757	8.588.569	5.174.019	0,264	1.366.767

Notas:
1. Estimativas Baixa, Melhor, Média acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do P_g e/ou P_e não equaliza recursos prospectivos e recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta nesta tabela são P90, P50, médio, e P10, respectivamente.
4. Somente a média pode ser somada em processo aritmético; P_{90}, P_{50}, e P_{10} não são adicionais.
5. P_e é definida como a probabilidade na qual uma dada descoberta será viável economicamente.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. P_e foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este P_e apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo o P_e-médio ajustado pela média estimada resulta no $P_e$preciso.
8. TEFS é definido como o limite econômico para tamanho de campo.
9. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
10. A distribuição do valor presente potencial por barril de óleo equivalente incluiu os volumes de gás em solução, condensado.
11. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso haja descobertas, não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.

				Resumo de Recursos Gás, Truncados, Líquidos Reajustados TEFS					
Prospecto	**País**	**Bacia**	**Licença**	**Estimativa Baixa (10^6FT^3)**	**Melhor Estimativa (10^6FT^3)**	**Estimativa Alta (10^6FT^3)**	**Estimativa Média (10^6FT^3)**	**Probabilidade De Êxito Econômico P_e (decimal)**	**Estimativa Média Reajustada P_e (10^6FT^3)**
P-SOL-192-1	Brasil	Solimões	SOL-T-192	237.545	394.679	653.502	414.120	0,504	208.583
P-SOL-169-1	Brasil	Solimões	SOL-T-169	43.091	73.386	123.498	78.766	0,284	22.354
P-SOL-169-2	Brasil	Solimões	SOL-T-169	92.103	150.118	250.087	162.100	0,378	61.206
P-SOL-169-3	Brasil	Solimões	SOL-T-169	193.769	299.890	470.593	327.498	0,420	137.595
P-SOL-169-4	Brasil	Solimões	SOL-T-169	43.301	71.718	121.104	80.488	0,282	22.731
P-SOL-168-1	Brasil	Solimões	SOL-T-168	244.916	406.997	687.873	464.798	0,315	146.368
P-SOL-168-2	Brasil	Solimões	SOL-T-168	26.631	46.747	87.888	57.138	0,378	21.589
P-SOL-168-3	Brasil	Solimões	SOL-T-168	80.771	132.398	226.863	152.498	0,281	42.803
P-SOL-168-4	Brasil	Solimões	SOL-T-168	127.244	238.402	439.884	274.154	0,378	103.571

P-SOL-191-1	Brasil	Solimões	SOL-T-191	27.739	52.456	100.261	58.238	0,378	22.009
P-SOL-191-2	Brasil	Solimões	SOL-T-191	26.263	46.826	84.699	52.425	0,278	14.566
P-SOL-191-3	Brasil	Solimões	SOL-T-191	36.807	69.003	129.731	80.672	0,346	27.932
P-SOL-191-4	Brasil	Solimões	SOL-T-191	20.787	27.282	36.500	30.441	0,125	3.805
P-SOL-169-5	Brasil	Solimões	SOL-T-169	27.318	50.750	97.758	60.587	0,281	17.009
P-SOL-148-1	Brasil	Solimões	P-SOL-148	20.589	27.259	37.244	26.563	0,060	1.603
P-SOL-194-IMA	Brasil	Solimões	P-SOL-194	19.895	25.639	33.281	27.387	0,074	2.031
P-SOL-149-1	Brasil	Solimões	SOL-T-149	26.297	49.373	92.032	57.192	0,249	14.258
P-SOL-149-2	Brasil	Solimões	SOL-T-149	21.273	29.493	41.050	31.759	0,112	3.541
P-SOL-149-3	Brasil	Solimões	SOL-T-149	21.567	29.719	41.520	31.011	0,119	3.676
P-SOL-149-4	Brasil	Solimões	SOL-T-149	15.187	18.319	22.195	18.480	0,031	580
P-SOL-170-1	Brasil	Solimões	SOL-T-170	65.519	104.288	169.939	111.062	0,220	24.473
P-SOL-170-2	Brasil	Solimões	SOL-T-170	28.105	46.966	80.892	53.115	0,338	17.936
P-SOL-170-3	Brasil	Solimões	SOL-T-170	23.921	37.217	59.022	40.306	0,298	12.024
Compostos Estatístico				**1.769.295**	**2.577.318**	**3.754.579**	**2.690.799**	**0,346**	**932.242**
Soma Aritmética				1.470.636	2.428.925	4.087.415	2.690.799	0,346	932.242

Notas:
1. Estimativas Baixa, Melhor e Média acompanham as diretrizes PRMS para recursos prospectivos.
2. Aplicação do Pg e/ou Pe não equaliza recursos prospectivos a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta nesta tabela são P90, P50, média, e P10, respectivamente.
4. Somente a media pode ser somada em processo aritmético; P90, P50, e P10 não podem ser adicionadas.
5. Pe é definida como a probabilidade na qual uma dada descoberta será viável economicamente.
6. A eficiência da recuperação é aplicada a recursos prospectivos nesta tabela.
7. Pe foi arredondado para fins de apresentação. A multiplicação empregando este Pe apresentado fornece resultados imprecisos. Dividindo o Pe-médio ajustado pela estimativa média fornece o Pe preciso.
8. TEFS é definido como o limite econômico para tamanho de campo.
9. O somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS.
10. O valor presente potencial da distribuição do por barril de óleo equivalente incluiu os volumes de gás em solução e condensado.
11. Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui resumidos será efetivamente descoberta; e, caso haja descobertas, não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos prospectivos aqui estimados.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Prospecto de óleo e gás P-SOL-149-3

Os alvos potenciais de prospecção de óleo e gás são os arenitos da Formação Uerê (de idade Devoniana), e da Formação Juruá Inferior e Superior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarboneto é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo e gás P-SOL-149-4

Os alvos potenciais de prospecção de óleo e gás são os arenitos da Formação Uerê (de idade Devoniana), e da Formação Juruá Inferior e Superior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo e gás P-SOL-169-3

Os alvos potenciais de prospecção de óleo e gás são os arenitos da Formação Uerê (de idade Devoniana), e da Formação Juruá Inferior e Superior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-170-TAQ

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos da Formação Uerê (de idade Devoniana). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-172-1

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-172-2

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-172-3

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos Formação Uerê (de idade Devoniana), e da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo e gás P-SOL-192-1

Os alvos potenciais de prospecção de óleo e gás são os arenitos da Formação Uerê (de idade Devoniana), e da Formação Juruá Inferior e Superior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-194-1

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-194-2

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de gás P-SOL-196-1

Os alvos potenciais de prospecção de gás são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas normais, superfícies de discordância, camadas porosas e outros intervalos porosos. As profundidades dos objetivos são entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de gás P-SOL-216-1

Os alvos potenciais de prospecção de gás são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas, superfícies de discordâncias e camadas porosas. As profundidades dos objetivos estão entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-216-2

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas normais, superfícies de discordância, contornos de leito (verticais primários) e outros intervalos porosos. As profundidades dos objetivos são entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Prospecto de óleo P-SOL-218-1

Os alvos potenciais de prospecção de óleo são os arenitos da Formação Juruá Inferior (de idade Carbonífera). O prospecto é uma trapa estrutural. Rochas fonte são os folhelhos marinhos do Devoniano Superior (idade Frasniana) da Formação Jandiatuba. Estes reservatórios estão selados por sal, diábásio, folhelho e anidritas da Formação Carauari (idade Carbonífera). A migração de hidrocarbonetos é interpretada como se tivesse ocorrido ao longo de falhas normais, superfícies de discordância, contornos de leito (verticais primários) e outros intervalos porosos. As profundidades dos objetivos são entre 1000 e 3000 metros em relação ao nível do mar.

Abaixo, apresentamos informações mais detalhadas sobre nossos recursos contingentes nos Blocos do Solimões:

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

Resumo dos Recursos Contingentes Brutos e Líquidos

					Recursos Contingentes Brutos - 3C			Recursos Contingentes Líquidos - 3C		
Área	Reservatórios	Classificação	Fluido Potencial	Participação HRT (decimal)	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Gás de Separador (10^6ft^3)	Potencial de Óleo Equivalente (10^3boe)	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Gás de Separador (10^6ft^3)	Potencial de Óleo Equivalente (10^3boe)
CI-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	3.474	384.927	71.603	1.911	211.710	39.382
CI-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	36	5.086	936	21	2.797	516
GV-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	4.065	450.124	83.733	2.234	247.568	46.051
GV-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	52	7.313	1.346	30	4.022	742
MRIP	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	8.142	901.399	167.682	4.478	495.769	92.225
MRIP	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	119	16.544	3.047	66	9.099	1.676
JOB-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	28.095	779.037	165.978	15.451	428.470	91.286
JOB-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	210	7.223	1.488	115	3.973	818
GUA-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	9.259	256.776	54.706	5.092	141.227	30.088
GUA-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	71	2.381	492	39	1.310	271
NSM-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	28.130	780.086	166.198	15.472	429.047	91.410
NSM-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	195	6.723	1.385	108	3.698	763
NSM-1	Uerê	Marginal	Óleo	0,550	59.512	65.463	71.098	32.732	36.005	39.105
NSM-1	Uerê	Sub-Marginal	Óleo	0,550	0	0	0	0	0	0
TAQ-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	9.805	271.932	57.935	5.392	149.563	31.863
TAQ-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	69	2.344	484	37	1.289	265
MV-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	4.652	514.688	95.747	2.559	283.078	52.661
MV-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	85	11.592	2.137	46	6.376	1.174
UE-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	1.488	165.057	30.702	820	90.781	16.887
UE-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	24	2.967	549	12	1.632	301
IMA-1	Juruá Inferior	Marginal	Gás	0,550	1.248	34.725	7.394	688	19.099	4.068
IMA-1	Juruá Inferior	Sub-Marginal	Gás	0,550	18	435	95	9	239	51
TOTAL					**158.749**	**4.666.822**	**984.735**	**87.312**	**2.566.752**	**541.603**

Observações:

1. A aplicação de qualquer fator de risco às quantidades de recursos contingentes não equipara às reservas. Em outras palavras, os montantes de recursos contingentes não devem ser convertidos em reservas por meio da aplicação de qualquer fórmula, desconto ou outro método de conversão.
2. Não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer porção dos recursos avaliados.
3. A estimativa 3C é considerada uma estimativa otimista da quantidade realmente recuperável. É improvável que as quantidades remanescentes recuperadas excedam as estimativas 3C.
4. Recursos contingentes líquidos são calculados utilizando a participação da Repsol nas áreas do bloco.
5. Gás é convertido em óleo equivalente usando a razão de 5,650 pé cúbico para cada 1 barril de óleo.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

Potencial dos nossos blocos não abrangido pelo Relatório da D&M

Além dos prospectos exploratórios e *leads* que foram avaliados pela D&M, acreditamos que exista potencial significativo em parte de nossos blocos de exploração não abrangida pelo Relatório da D&M.

Realizamos um trabalho técnico substancial na Bacia do Solimões e análises detalhadas com base em dados recém adquiridos usando tecnologias e equipamentos de ponta. Os estudos conduzidos pela Companhia envolvem, entre outras, as análises de dados sísmicos e geoquímicos, que permitem que a Companhia produza uma modelagem em 3D (modelo de geologia) de uma dada área pesquisada. Tanto os mapeamentos quanto a análise dos hidrocarbonetos descobertos na Bacia do Solimões indicam que existe elevada probabilidade de que descobertas de campos de gás natural considerados no passado como campos de gás não associados sejam, na verdade, capas de gás de acumulações de óleo leve, especialmente nas bordas dos campos. Por essa razão, a Companhia pretende aprofundar algumas perfurações em prospectos que tenham evidências da presença de potenciais reservatórios em camadas mais profundas.

Com efeito, até junho de 2010, havíamos identificado outros prospectos de petróleo e grande potencial de acumulações de óleo e gás natural em 12 dos nossos blocos em concessão, enquanto outros nove não foram abrangidos pelo relatório da D&M. Em janeiro de 2010, a Petrobras informou à ANP a descoberta, no poço 1-BRSA-769-AM, de óleo leve, condensado e gás natural em reservatórios mais profundos no bloco SOL-T-171, que está localizado em uma área adjacente aos nossos blocos de exploração, reforçando a nossa convicção de que a região contém reservatórios mais profundos com potencial inexplorado para as atividades de E&P.

Desenvolvimento dos Blocos do Solimões em Pólos

Geral

Nossa equipe sênior de geocientistas e engenheiros de perfuração e produção possui experiência na exploração, produção e logística nas bacias *onshore* e *offshore* brasileiras, com experiência específica na Bacia do Solimões adquirida durante sua atuação na Petrobras, e em questões ambientais da região. Com base nessa experiência, a nossa estratégia de curto prazo para desenvolver os Blocos do Solimões é começar nossa campanha exploratória perfurando poços em áreas que têm potencial de óleo e condensado, reinjetando gás seco no reservatório para manter sua pressão, e agrupar os recursos prospectivos e contingentes em pólos de produção. A estratégia de desenvolvimento de nossas descobertas de óleo e gás natural em pólos nos permite ter uma infraestrutura eficiente para maximizar a nossa produção de óleo e gás natural dentro de uma determinada área e reduzir os custos operacionais, bem como minimizar o impacto ambiental.

Nossa intenção é iniciar nossa campanha com os pólos de Aruã e Tefé, pois acreditamos termos identificado neles volumes atrativos de óleo leve, condensado e gás úmido. O desenvolvimento dos pólos de Aruã e Tefé será seguido pelo desenvolvimento de outros cinco pólos onde identificamos possíveis acumulações de hidrocarbonetos. Conforme avançarmos nossos esforços exploratórios, pretendemos ajustar as nossas estratégias de desenvolvimento dos Blocos do Solimões de médio e longo prazos com base nos dados que continuaremos a adquirir e analisar sobre essa região.

O mapa abaixo mostra os Blocos do Solimões, a localização dos sete pólos com os recursos prospectivos e contingentes avaliados, os limites (*ring fences)* dos campos de óleo e gás de Urucu, São Mateus e Juruá da Petrobras, os dutos, o sistema de drenagem e a infraestrutura na Bacia do Solimões e a localização do poço da Petrobras (1-BRSA-769-AM) onde houve descoberta recente.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

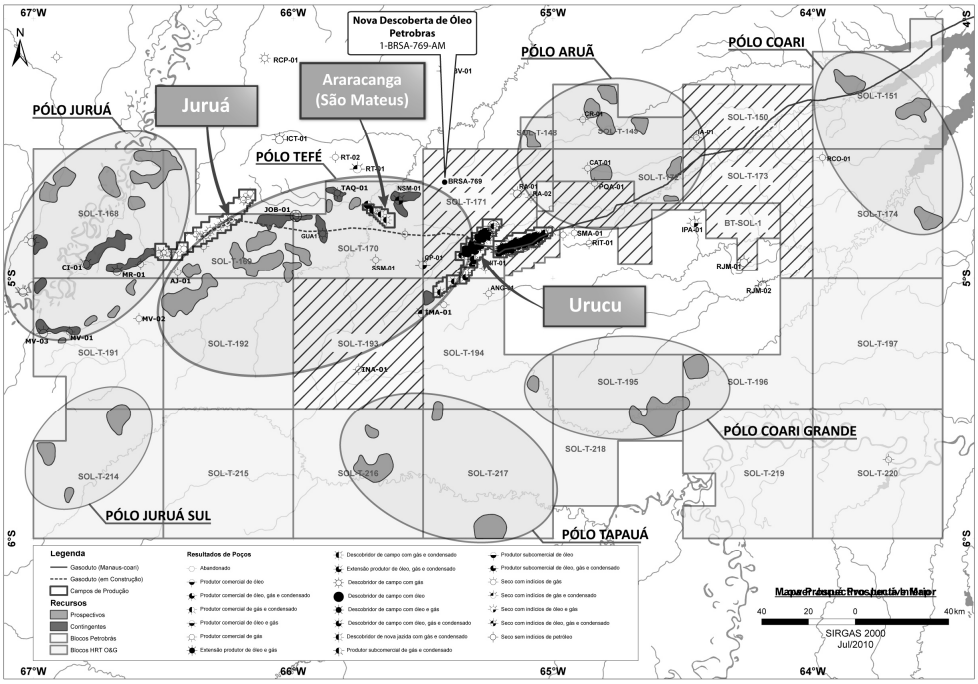


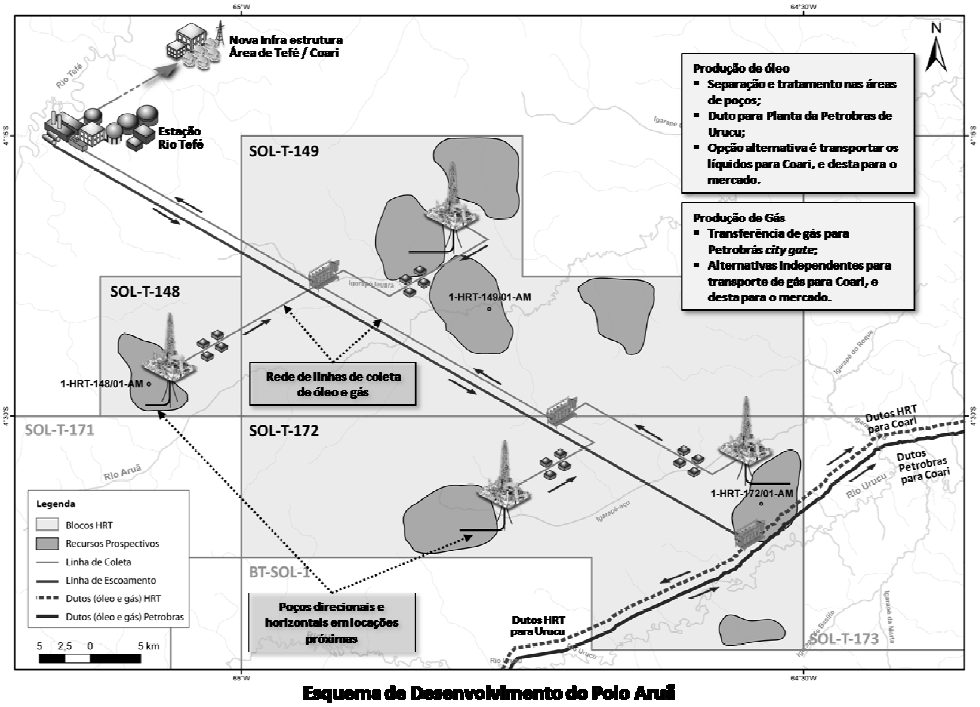
Figura – Mapa da Bacia do Solimões com indicação dos prospectos e pólos potenciais de produção de óleo e gás.

Plano de desenvolvimento conceitual para o pólo de Aruã

A ilustração abaixo mostra o plano de desenvolvimento conceitual para o pólo de Aruã, o qual pretendemos reproduzir para outros pólos.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A



Esquema de Desenvolvimento do Polo Aruã

Assumimos compromisso perante a ANP de perfurar oito poços, um poço em cada um dos oito blocos em que já ingressamos no 2º Período de Exploração (SOL-T-168/170/191/148/149/172/194/195). Desses poços, teremos que perfurar três até março de 2012 (nos blocos SOL-T-168, SOL-T-170 e SOL-T-191) e os cinco remanescentes até maio de 2012. Na medida em que avançarmos com o mapeamento geológico e geofísico dos blocos ainda não estudados, poderemos nos comprometer a perfurar poços adicionais nos 12 blocos restantes, bem como no bloco SOL-T-169. Com base em nosso atual cronograma, temos a intenção de perfurar o nosso primeiro poço no primeiro trimestre de 2011. Pretendemos, ainda, perfurar pelo menos dois poços em áreas com descobertas de hidrocarbonetos (recursos contingentes).

Estimamos que nosso plano de exploração, desenvolvimento e início de produção dos Blocos do Solimões requeira US$2,0 bilhões, em valores líquidos para nós, em investimentos durante o período de janeiro de 2010 até o final de 2014, não considerando os valores necessários para a construção dos dutos. Cerca de 71% dos gastos de capital serão utilizados nas atividades de desenvolvimento.

Para a campanha de perfuração, já foram assinados os contratos para a locação e operação de duas sondas e assinamos uma carta de intenções para a locação e operação de duas sondas adicionais. Tais sondas serão empregadas inicialmente nos pólos com alto potencial para produção de óleo e condensado, principalmente os pólos de Aruã e Tefé. Pretendemos utilizar sondas customizadas no desenvolvimento dos nossos campos de óleo e gás para reduzir o tempo de mobilização e os custos de perfuração. Tais sondas foram concebidas para permitir o seu deslocamento a pequenas distâncias sem a necessidade de uso de helicópteros e, dessa forma, reduzir o tempo de mobilização e desmobilização. Com isso, esperamos reduzir os custos em relação à mobilização e desmobilização, o que pode representar uma diminuição relevante do custo total de perfuração. As duas primeiras sondas deverão chegar a Manaus em meados de dezembro de 2010 e serão posteriormente transportadas ao local de perfuração. As duas sondas remanescentes deverão ser entregues no primeiro trimestre de 2011.

Segundo nosso plano de trabalho, esperamos ter nossa primeira produção de óleo e gás natural até fim de 2011, atingindo uma taxa de 50 mil BOE por dia, em valores líquidos para nós, em 2015.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

Estratégia relacionada ao transporte e à comercialização de óleo

Nos próximos dois anos, pretendemos iniciar a produção de óleo nos pólos de Aruã e Tefé. Nosso plano de desenvolvimento para a produção de óleo nesses pólos contempla as seguintes alternativas de transporte:

(1) barcaças: envolve a utilização de embarcações no mesmo modo feito pela Petrobras no período de 1988 a 1997. Os rios com as melhores condições para esse tipo de transporte são o Urucu e o Tefé, que poderiam ser utilizados para transportar até 25 mil barris por dia, na média anual. Acreditamos que esse modo de transporte seria utilizado para um volume total de óleo até 30 mil bbl por dia, considerando que a Petrobras já transportou 25 mil bbl por dia na década de 1990.

(2) capacidade ociosa de oleoduto existente: envolve a construção de um sistema alimentador de duto curto para transportar o óleo produzido das cabeças do poço para as unidades de separação e para o complexo petrolífero de Urucu, a um custo estimado em US$20,0 milhões, correspondente ao custo de um duto de cinco polegadas com extensão de 30km. A Petrobras tem excesso de capacidade no oleoduto ligando Urucu a Coari, onde navios tanque podem transportar o óleo à refinaria em Manaus ou outras refinarias. A produção atual da Petrobras é de aproximadamente 53 mil bpd de óleo condensado, ao passo que a capacidade total do oleoduto é de 60 a 70 mil barris. Assim, nessa alternativa, a Companhia poderia transportar por esse oleoduto em torno de 20 mil bbl por dia.

(3) construir oleoduto próprio: envolve a construção, pela Companhia, de um oleoduto próprio para o transporte de até 110 mil bpd, ao custo estimado de US$270,0 milhões a US$300,0 milhões. Para tanto, a Companhia poderia fazer uso de um direito de passagem ao longo da diretriz já utilizada pela Petrobras para seu oleoduto, mediante um pedido formal à ANP. Por aproveitar o terreno da Petrobras, esse oleoduto seria de construção mais barata e rápida, por ser parecido com um oleoduto terrestre convencional. Entendemos que, devido aos investimentos já feitos na região, a Petrobras poderá ter interesse em adquirir nossa produção de líquidos, incluindo o óleo e as demais frações líquidas do petróleo.

O óleo produzido pode, então, ser transportado do terminal de Coari para Manaus ou para outros destinos. Em Coari, a Companhia pretende construir um terminal com acesso para petroleiros para que o óleo seja estocado em tancagem própria. A partir dali, o óleo poderá ser transportado por petroleiros. Em relação à nossa estratégia de comercialização do óleo e condensado produzidos, contemplamos as seguintes alternativas:

(1) venda para a Petrobras: dada a necessidade de óleo leve pela Petrobras, pretendemos vender a nossa produção de óleo e condensados para essa empresa em Urucu, que tem excesso de capacidade no oleoduto ligando Urucu a Coari. Acreditamos que essa alternativa será de interesse da Petrobras porque ela é responsável por quase 100% do refino do petróleo no Brasil; e

(2) venda para terceiros no exterior.

Estratégia relacionada à produção, transporte e comercialização de gás natural

Como resultado de nossa produção de óleo, pretendemos iniciar a produção de gás natural. Planejamos construir uma rede de linhas de fluxo para transferir nossa produção de gás para uma unidade de processamento primário, na estação de Tefé (ou Aruã), localizada junto aos rios da região.

Nossa estratégia para a produção e comercialização do gás natural estará orientada para a utilização de todas as alternativas disponíveis, seja a venda para a Petrobras e entrega dos produtos nas instalações de Urucu, para aproveitamento dos dutos existentes, seja a utilização de alternativas que são descritas a seguir.

No auge da nossa produção de gás natural, no entanto, é nossa intenção implantar alternativas independentes para lidar com o transporte do gás ou usar o gás natural localmente na geração de energia,

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

de acordo com o estudo contratado junto à Gas Energy Assessoria Empresarial Ltda. ("Gas Energy"), uma empresa de consultoria brasileira que atua no setor de gás natural, óleo e energia no Brasil e na América Latina. Nosso plano de negócios prevê que teremos infraestrutura instalada até o fim de 2014.

Abaixo apresentamos um sumário das alternativas que contemplamos com base no estudo da Gas Energy:

(1) perfurar poços compromissados com a ANP;

(2) caso esses poços se revelem produtores comerciais de gás natural, o seu aproveitamento vai ser analisado em função das condições de mercado prevalentes no momento da descoberta;

(3) algumas descobertas poderão ser aproveitadas já no curto prazo para o fornecimento de gás natural a unidades produtoras de eletricidade em cidades da região, como é o caso em estudo da construção de um sistema antecipado de produção de eletricidade para a cidade de Carauari, que está situada junto ao Pólo de Juruá, um pólo gasífero; e

(4) em estágio posterior, o transporte do gás natural poderá ser realizado através do gasoduto da Petrobras, com capacidade de 7,5 milhões m^3/dia (Urucu-Manaus) (10,5 milhões de m^3 por dia quando as seis estações de compressão estiverem implantadas) com *city gate* em Coari. Poderá ser negociada a utilização desse duto pagando-se a tarifa até Coari ou até Manaus, dependendo do mercado. Se optarmos pela primeira hipótese, a alternativa mais provável seria o transporte de gás comprimido utilizando tecnologias disponíveis no mercado ao longo dos rios da região amazônica e atingindo grandes cidades, como Belém.

Em relação à nossa estratégia de comercialização, contemplamos as seguintes alternativas:

(1) geração de eletricidade na própria região de produção e construção de linhas de transmissão elétrica até a cidade de Porto Velho que deverá ser integrada ao SIN – Sistema Integrado Nacional (grade elétrica brasileira) nos próximos anos, sendo essa a alternativa preferida para volumes de gás de até 5 milhões m^3/dia por dia;

(2) fornecimento de gás para grandes projetos regionais, como produção de fertilizantes a partir de descobertas de sal potássico junto a Manaus, atendimento a projetos industriais na área mineral (produção de alumínio ou peletização do minério de ferro), sendo essa a alternativa preferida para volumes de gás de 10 a 12 milhões de m^3/dia;

(3) transformação do gás em combustíveis líquidos (GTL, ou *gas to liquids*): esses projetos são tipicamente de grande envergadura, exigindo elevados investimentos e comprometimento de grandes volumes de gás por, pelo menos, duas décadas. Essa alternativa poderia ser mais indicada no caso de a capacidade de suprimento local atingir volumes da ordem de 20 milhões de m^3/dia.

Consideramos que, para redução do risco de monetização do gás, devemos perseguir a implementação de várias alternativas ao mesmo tempo. Ressalte-se que a Petrobras já tem descobertas de gás natural e reservas provadas que permitem produzir volumes superiores à demanda atual dos mercados de Manaus e Porto Velho, estimados em até 6,7 milhões de m^3/dia somados. Isso indica que a Petrobras terá estímulo para procurar parcerias no transporte e comercialização do gás natural eventualmente descoberto na Bacia do Solimões, criando assim uma oportunidade de negócios através de parceria em benefício daquela empresa e da Companhia.

Considerações gerais logísticas e ambientais na região do Solimões

O transporte de equipamentos para a região dos Blocos do Solimões se dá via Manaus. Os equipamentos passam por desembaraço aduaneiro e, em seguida, são armazenados em um porto fluvial em Manaus, onde fica o escritório local da Companhia. A partir de lá, os equipamentos serão transportados por via fluvial até uma das bases de campo (por exemplo, junto à cidade de Coari). Esse transporte por barcas é

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

possível pois os equipamentos (inclusive as sondas) são transportados desmontados, sendo possível utilizar embarcações disponíveis localmente para o seu transporte, equipados com guindastes necessários para o içamento das partes. Uma vez que cheguem às bases de apoio (dependendo da época do ano e do regime de cheias, em Coari ou em base no Rio Tefé), os equipamentos serão transportados por helicópteros, cuja capacidade foi calculada com base nas peças dos equipamentos a serem transportados. Em média, calcula-se que o custo logístico corresponda a um quarto dos custos associados aos poços, podendo chegar a cerca de US$ 30 mil por poço perfurado por dia.

O tamanho da área onde deve haver supressão de vegetação para instalação dos poços e transporte de equipamentos vem sendo reduzido gradualmente, procurando-se evitar a derrubada de árvores. Atualmente, essa área cobre 44.000 m^2 (10,87 acres), equivalendo a um campo de 200m x 220m. As clareiras para os helicópteros demandam uma área de aproximação, uma área de apoio sísmico e outra de apoio de campo, Porém, nesse caso, apenas as árvores mais altas precisam ser suprimidas na área de aproximação, sendo o resto da vegetação substancialmente preservado.

Acreditamos que nosso plano de exploração e desenvolvimento, utilizando práticas empregadas pela Petrobras por mais de trinta anos na Bacia do Solimões, é ecologicamente correto, seguro e sustentável. Pretendemos perfurar poços de produção verticais, altamente desviados ou horizontais a partir de bases comuns para reduzir significativamente a área necessária para o desenvolvimento, facilitar o controle operacional e logístico e minimizar a supressão de vegetação e outros impactos ambientais. Os programas de exploração dos Blocos do Solimões foram pré-aprovados pelos órgãos ambientais e regulatórios competentes para a exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural. Em 30 de setembro de 2010, as autoridades ambientais já nos tinham concedido 7 licenças para aquisição sísmica para 7 blocos e 5 licenças de perfuração para 5 blocos e licença de infraestrutura para uma base em Manaus.

Namíbia - geologia

O litoral da Namíbia pode ser subdivido em quatro sub-bacias sedimentares principais: as sub-bacias Namibe, Walvis, Lüderitz e Orange, que estão separadas por altos estruturais. Todas as sub-bacias pertencem à área ao sul da Dorsal Walvis, e em todas elas não há registro de uma camada de sal semelhante à que existe nas bacias da margem leste brasileira.

Nestas sub-bacias, ocorrem cinco pacotes sedimentares evolucionários reconhecíveis e estes são diretamente comparáveis através do Atlântico Sul, desde a margem namibiana até a brasileira. Cada uma destas mega-sequências está ligada por discordâncias regionais principais.

A sequência pré-deriva (1) inclui rochas sedimentares Jurássicas e Paleozóicas. A fase de rifte ativo inicial (2) consiste de blocos de falha inclinados de sedimentos de idade Barremiana Inferior a Neocomiana. O processo envolveu a rotação de blocos altos (horst) e baixos (graben) orientados ao longo da noroeste-sudeste.

A fase de “sag” (3) resulta da subsidência flexural da margem durante o período de resfriamento que seguiu o “rifte” ativo. Uma discordância regional separa estas unidades do rifte anterior. A sedimentação principal durante este período foi clástica não marinha com rochas vulcânicas (Barremiano Superior até Aptiano Anterior). Este período representa a primeira evidência de incursão marinha às bacias. No lado brasileiro do Atlântico Sul, as condições restritivas criadas pela Dorsal Walvis levaram à precipitação de evaporitos nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo (a Grande Bacia de Campos).

Segue uma fase marinha transgressiva (4) de idade Aptiano Superior ao Albiano Médio quando uma transgressão marinha regional nas bacias resultou na deposição de folhelhos marinhos e carbonatos.

A fase de deriva (5) é caracterizada por um aumento do nível do mar e ambientes deposicionais predominantemente siliciclásticos variando de arenitos proximais a folhelhos distais de idade Albiano Médio ao Terciário Inferior.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

Nas Bacias do Atlântico Sul, o vulcanismo foi muito importante em ambas as fases de sag e rifte ativas devido ao espalhamento do leito marinho e à localização de rochas vulcânicas, que estão comprovados em dados sísmicos por refletores SDR (Seaward Dipping Reflectors). Outra característica importante destas bacias durante a idade Albo-Cenomaniana é a predominância de sedimentação siliciclástica quando comparadas às bacias localizadas ao norte da Dorsal Walvis, onde carbonatos dominam a seqüência deposicional.

As fontes de hidrocarbonetos podem ser: 1) folhelhos/ calcários argilosos transicionais e lacustres de idade Barremiana - Aptiana sin-rifte, e 2) rochas fonte marinhas da idade Albiana/Cenomaniana. Estas são análogas às rochas fonte ao longo da margem do Atlântico Sul conjugada, particularmente das bacias de Campos e Santos, no litoral do Brasil. A ocorrência de uma acumulação de condensado de gás em Kudu demonstra que, a partir de poucos poços perfurados até agora no litoral da Namíbia, houve maturação térmica das rochas-fonte em graus suficiente para a geração de óleo e gás.

Similaridades com as bacias brasileiras

Temos aplicado o conceito de sistema petrolífero para avaliar o potencial de exploração dos nossos ativos em bacias *offshore* na Namíbia. Este conceito utiliza uma abordagem multidisciplinar, englobando a integração das áreas de geologia, geofísica, geoquímica e métodos de modelagem de bacias, atendo-se à natureza, à distribuição e à quantificação dos elementos e dos processos dos sistemas petrolíferos.

Os elementos dos sistemas petrolíferos identificados em bacias *offshore* da Namíbia são semelhantes aos presentes nas bacias brasileiras de Santos e Campos – esta última, na qual foram descobertos campos gigantes de petróleo recuperáveis - e também em bacias *offshore* em Angola, onde foram mapeados prospectos com características similares.

As análises dos dados geológicos, geofísicos e geoquímicos das bacias *offshore* do sudeste brasileiro revelaram semelhanças expressivas entre essas províncias petrolíferas e as bacias *offshore* da Namíbia, com relação à sua fonte, seu reservatório, sequências deposicionais, tipos de rocha e características geoquímicas do petróleo. Estes resultados fornecem uma analogia clara e um guia potencial para as futuras descobertas de óleo e gás na porção *offshore* (águas profundas) da Namíbia.

As semelhanças geológicas datam de 150 milhões de anos, quando a América do Sul e a África eram unidas em um único continente. Há evidências de que a principal fonte de rochas lacustres - responsável por 90% do petróleo produzido no Brasil e em Angola - foi depositada nas bacias *offshore* da Namíbia entre 130 e 110 milhões de anos atrás, quando as condições paleogeográficas do Atlântico Sul eram as mesmas, situação que se manteve antes do início da separação por rifteamento e da deriva continental, processos estes que resultaram no deslocamento geográfico dos continentes às suas posições atuais.

Enquanto as bacias *offshore* da Namíbia têm uma evolução tectónica-estratigráfica um pouco diferente quanto aos sedimentos do período pós-Aptiano, as sequência rifte e “sag” presentes no *offshore* da Namíbia são muito semelhantes às observadas na Grande Bacia de Campos, sendo dessa forma, razoável a expectativa de grandes descobertas no *offshore* da Namíbia, haja vista o extraordinário acúmulo de óleo apresentado nas bacias brasileiras.

Até o presente, na exploração em águas profundas no *offshore* do Brasil, foram perfurados mais de 1.050 poços exploratórios na Bacia de Campos e 267 poços exploratórios na Bacia de Santos. Por outro lado, apenas 16 poços foram perfurados no *offshore* da Namíbia – sendo somente dois situados em águas profundas. Portanto, o *offshore* da Namíbia é muito pouco explorado e deve ser considerado como uma nova fronteira para acumulações gigantes e supergigantes de óleo e gás.

Objetivando compreender melhor o sistema de fluidos em nossos blocos, foram analisadas, minuciosamente, as amostras dos poços Kudu-4 e Kudu-5 utilizando a tecnologia geoquímica de alta resolução ("HRGT"). A partir dessas análises, concluímos que se trata de uma mistura de hidrocarbonetos originária de pelo menos dois sistemas petrolíferos distintos:

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

- óleo e gás e derivados de rochas geradoras lacustres, de idade barremiana, similar às rochas da Formação Lagoa Feia, localizada na Bacia de Campos, e das rochas presentes na Bacia de Santos (atualmente, no Campo de Kudu, está em fase pós-madura);

- óleo ("*black oil*") derivados de rochas fonte marinhas similares à rocha fonte presente na Bacia de Campos, bem como na Bacia de Santos (atualmente, no auge da zona de geração de óleo).

A semelhança significativa das rochas fonte dessas bacias, dos dois lados do Atlântico, juntamente com a possibilidade de convergência de mais de um sistema petrolífero ativo no offshore da Namíbia, aumenta consideravelmente as chances de que a Namíbia possa tornar-se uma província produtora de hidrocarbonetos no Atlântico Sul, tanto para óleo como para gás.

Sub-bacias de Walvis e Orange

A Namíbia está localizada no sudoeste da África e possui quatro sub-bacias sedimentares continentais: Namibe, Walvis, Luderitz e Orange, cobrindo uma área extensa de 350.000 km² (86,4 milhões de acres). As bacias sedimentares *offshore* da Namíbia permanecem muito pouco exploradas. Até o momento, apenas oito poços exploratórios foram perfurados, primordialmente em profundidades *offshore* menores que 500 metros e predominantemente nos anos 1990. Existem ainda oito poços adicionais para avaliação e desenvolvimento que delimitam o campo de gás de Kudu, campo este descoberto pela Chevron quando perfurou o primeiro poço *offshore* em 1973. A cobertura sísmica cobre a toda a região, mas ainda bastante esparsa, com espaçamento entre linhas que vai de 10 km a 30 km, dependendo do nível da atividade exploratória realizada. Recentemente, foram feitos quatro novos levantamentos sísmicos 3D, totalizando 6.703 km^2 (1,65 milhões de acres), indicando um importante aumento do interesse exploratório na região.

Os nossos estudos de sistemas petrolíferos indicam um potencial significativo para grandes descobertas de óleo e gás natural nas bacias *offshore* da Namíbia. Dada a evolução tectônica e sedimentar dos continentes da América do Sul e Africano, os sistemas petrolíferos da Namíbia são muito semelhantes aos seus homólogos brasileiros, onde estão localizadas as recentes descobertas gigantes e super-gigantes do pré-sal, como Tupi, Iara e Júpiter. Nossos estudos e análises das rochas e dos hidrocarbonetos das bacias sedimentares *offshore* da Namíbia indicam a presença de hidrocarbonetos mistos provenientes de rochas de origem lacustre e marinha que são análogas às rochas nas bacias de Campos e Santos no Brasil. Adicionalmente, nossos estudos por satélites detectaram a presença de manchas de óleo que demonstram que há óleo migrando das rochas sedimentares à superfície do oceano, o que constitui um forte indício da existência de um sistema petrolífero ativo. Recentes descobertas do pré-sal na costa do Brasil, aliadas à ocorrência de acumulações de gás e condensado no campo de Kudu, reforçam a nossa convicção de que existe um potencial de recursos de grande escala nas bacias sedimentares da costa da Namíbia. Em vista dos baixos níveis de investimentos na região, o potencial dessas bacias permanece inexplorado.

A exploração na Namíbia tem atraído outras grandes companhias, a exemplo da Petrobras, que em 2009 adquiriu 50% de um bloco exploratório a norte de Kudu, pagando US$16 milhões, e assumindo o compromisso de, em caso de descoberta comercial, pagar um bônus de produção igual a 4,75% após royalties, da parcela de produção da Petrobras, até o teto de 2 milhões de BOE ou até o valor de US$118 milhões, o que ocorrer primeiro, de acordo com *press release* divulgado pela Chariot Oil & Gás em 19 de maio de 2009.

Os Blocos da Namíbia

Somos a operadora de cinco blocos de exploração na costa da Namíbia, cobrindo uma área de 26.815 km^2 (6,6 milhões de acres). Detemos 100% de participação em dois blocos na Sub-bacia de Walvis e 40% de participação em três blocos na Sub-bacia de Orange, numa associação com a Universal Power Co. ("Universal"), uma empresa canadense de E&P com ações negociadas na Bolsa de Valores de Toronto e a Acarus Investimentos (Pty) Ltd. ("Acarus"), uma empresa privada da Namíbia. A Universal possui uma participação de 40% e a Acarus tem uma participação de 20% nos blocos da Sub-bacia de Orange.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

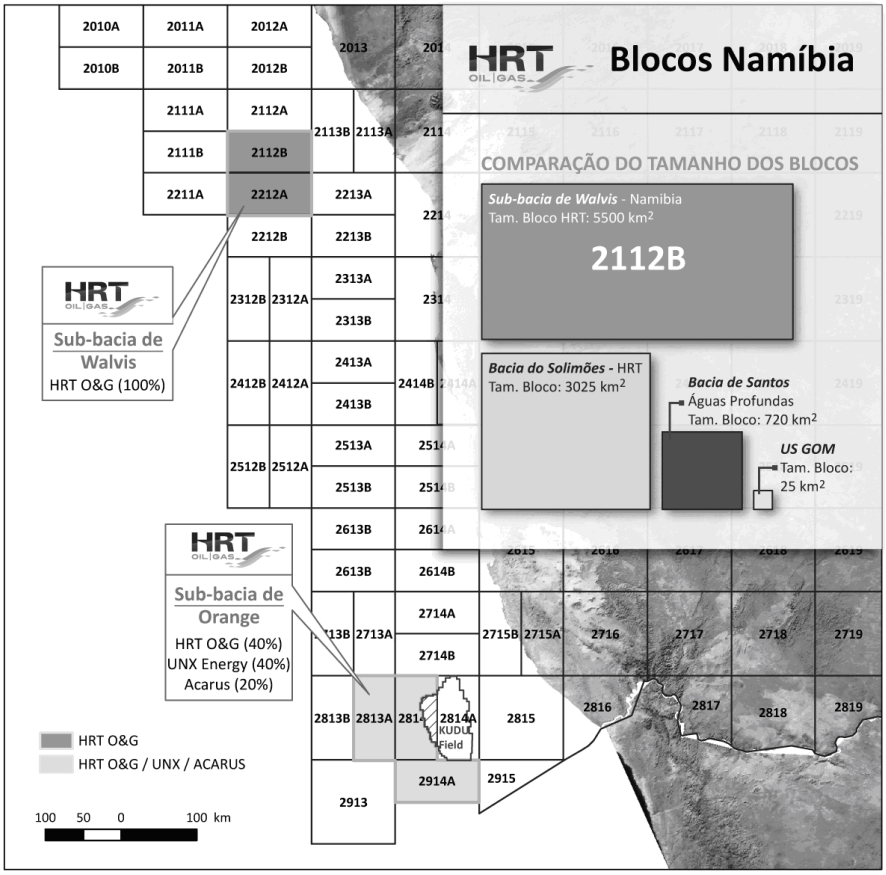
Como resultado de nossos estudos nos Blocos de Walvis, a D&M avaliou seis prospectos exploratórios e dois *leads* em partes desses blocos, resultando em recursos prospectivos riscados de 1,1 bilhão de BOE. De acordo com o nosso Plano de Negócios, esperamos que nossas atividades de exploração nos Blocos da Namíbia tenham início mediante campanhas de levantamento sísmico em 3D na Sub-bacia de Walvis, no período compreendido entre dezembro de 2010 a março de 2011. Estimamos que nossos investimentos no período de 2010 a 2014 alcancem US$342,0 milhões, em valores líquidos para nós. De acordo com nosso Plano de Negócios, pretendemos perfurar um poço até o início de 2012. Se descobrirmos recursos prospectivos de quantidades de óleo que possam ser economicamente viáveis, pretendemos instalar unidades flutuantes de produção, armazenamento e descarga (FPSOs), com capacidade de produção de 100.000 a 200.000 barris por dia de petróleo (bpd) com poços de completação submarina. Esperamos que esse plano nos permita iniciar a produção o quanto antes, utilizando um sistema piloto de produção similar ao que já foi utilizado na Bacia de Santos, como poços em desenvolvimento serão perfurados e conectados ao FPSO.

Nossos blocos de exploração na Sub-bacia de Orange são adjacentes à acumulação de hidrocarboneto de Kudu em concessão para a Namcor em parceria com a Tullow Oil plc (uma das maiores empresas independentes de E&P da Europa), e com a OAO Gazprom (uma empresa petrolífera estatal da Rússia). O campo de Kudu foi descoberto em 1974 e possui 1,4 tcf (39,6 bilhões de m³ ou 249,3 milhões de BOE) de reservas provadas de gás natural. Nosso plano de exploração para os blocos de Orange inclui a aquisição de dados sísmicos 2D e 3D, reprocessamento sísmico, identificação de prospectos exploratórios, seguido por certificação no último trimestre de 2011 e uma pesquisa adicional de campanha de levantamento sísmico em 3D ao final de 2013. Planejamos perfurar dois poços para testar os prospectos exploratórios potenciais nos anos seguintes.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

O mapa abaixo mostra a localização dos Blocos da Namíbia e da área do Campo de Kudu, adjacente aos nossos blocos de exploração na Sub-bacia de Orange. O mapa também destaca o tamanho dos Blocos da Namíbia em comparação com os tamanhos dos blocos de exploração na Bacia do Solimões, em águas profundas na Bacia de Santos e na Bacia do Golfo do México.



Abaixo apresentamos informações mais detalhadas sobre nossos prospectos exploratórios nos Blocos da Namíbia:

Prospecto de óleo Grolsch

O prospecto Grolsch é uma trapa combinada (fechamento em três direções e estratigráfico). Os alvos potenciais são os carbonatos e arenitos do reservatório Aptiano. Estas zonas potenciais seriam seladas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo preenchida por petróleo derivado de folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de calcário argiloso/ folhelho transicional. A migração vertical ocorre ao longo de falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2000 e 6000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Kilkenny

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

O prospecto Kilkenny é uma trapa mista (fechamento em três direções e estratigráfico). Os alvos potenciais são os carbonatos e arenitos do reservatório Aptiano. Estas zonas potenciais seriam seladas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo preenchida por petróleo derivado de folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de calcário argiloso/ folhelho transicional. A migração vertical ocorre ao longo de falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2000 e 6000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Duvel

O prospecto Duvel é uma trapa mista (fechamento por mergulho e estratigráfico). Os alvos potenciais são os arenitos turbidíticos do Santoniano. Estas zonas potenciais seriam seladas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo preenchida por petróleo derivado de folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de calcário argiloso/ folhelho transicional. A migração vertical ocorre ao longo de falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2000 e 6000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Windhoek

O prospecto Kilkenny é uma trapa mista (fechamento em três direções e estratigráfico). Os alvos potenciais são os arenitos turbidíticos Terciários e arenitos marinhos do Albiano. Estas zonas potenciais seriam seladas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo preenchida por petróleo derivado de folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de calcário argiloso/ folhelho transicional. A migração vertical ocorre ao longo de falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2000 e 6000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Guiness

O prospecto Guiness é uma trapa mista (fechamento em três direções e estratigráfico). Os alvos potenciais são arenitos turbidíticos Terciários e carbonatos e arenitos do Aptiano. Estas zonas potenciais seriam seladas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo preenchida por petróleo derivado de folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de calcário argiloso/ folhelho transicional. A migração vertical ocorre ao longo de falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2000 e 6000 metros abaixo do nível do mar.

Prospecto de óleo Negra Modelo

O prospecto Negra Modelo é uma trapa mista (fechamento em quatro direções e estratigráfico). Os alvos potenciais são arenitos turbidíticos do Santoniano e carbonatos e arenitos do Aptiano. Estas zonas potenciais seriam seladas verticalmente e lateralmente por folhelhos mais recentes e folhelhos intra-formacionais. Esta trapa é interpretada como sendo preenchida por petróleo derivado de folhelhos sin-rifte lacustres e seqüências de calcário argiloso/ folhelho transicional. A migração vertical ocorre ao longo de falhas. As profundidades alvo esperadas estão entre 2000 e 6000 metros abaixo do nível do mar.

Outros Blocos nas Bacias Sedimentares Onshore Brasileiras

Finalmente, detemos 10% de participação em quatro blocos de exploração em bacias continentais brasileiras, cobrindo cerca de 110 km^2 (27.180 acres), dos quais dois estão localizados na Bacia do Recôncavo, no Estado da Bahia, um na Bacia do Espírito Santo, no Estado do Espírito Santo e um na Bacia do Rio do Peixe, no Estado da Paraíba. Temos participação nesses blocos em parceria com a Cowan Petróleo e Gás S/A (“Cowan”), que detém 90% nesses blocos e os opera. Ocorrências de óleo foram detectadas em três poços perfurados no bloco de exploração do Espírito Santo, em maio de 2010. Essas ocorrências de óleo estão sendo atualmente avaliadas.

Prestação de Serviços – IPEX

Serviços prestados pela IPEX

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

A IPEX oferece serviços integrados e tecnologia de ponta para dar suporte à indústria de E&P do petróleo. Fazem parte do escopo de atividades da IPEX: (i) geologia; (ii) geofísica; (iii) geoquímica; (iv) modelagem de sistemas petrolíferos; (v) bioestratigrafia; (vi) monitoramento e licenciamento ambientais; (vii) análises químicas; (viii) sensoriamento remoto; (ix) amostragem do assoalho marinho por testemunhagem (*piston core*) e medição de fluxo térmico; (x) sistema de detecção de derramamento de óleo; e (xi) bases de dados de E&P.

Diferencial competitivo

A IPEX integra diferentes ferramentas exploratórias, incluindo geoquímica molecular de óleo e gás, detecção de exsudações, através do monitoramento por imagens de satélite, bioestratigrafia de alta resolução e interpretação geofísica dos dados sísmicos e de métodos potenciais, em um único ambiente.

Além disso, a IPEX desenvolve modelagem 3D de sistemas petrolíferos utilizando o software Petromod, a ferramenta mais abrangente para a avaliação das áreas de acordo com seu potencial exploratório. Características como as citadas acima, levaram a IPEX a ser pioneira, ainda sob o nome HRT & Petroleum, na avaliação de novas fronteiras exploratórias bem como na identificação de plays novos em bacias sedimentares consideradas maduras, aumentando o potencial exploratório em áreas ainda pouco conhecidas ou inicialmente descartadas em avaliações preliminares.

A IPEX tem um caráter diferenciado de outras consultorias e empresas de serviços exatamente pela sua capacidade de entregar aos clientes um produto resultante da integração de processos técnico-científicos no seu grau mais completo. Significa que disponibiliza às empresas de petróleo o complemento perfeito às suas atividades essenciais (core functions) que estas normalmente retêm para si.

Dentre seus clientes podemos citar a Petrobras e suas subsidiárias, além de Exxon, Shell, BG, Ecopetrol, Statoil, Devon, Hess, Anadarko, Vale, OGX, Petro Sinergy e Agência Nacional do Petróleo – ANP.

Os projetos multicliente (não-exclusivos) de avaliação exploratória de bacias brasileiras que a IPEX tem colocado no mercado ao longo dos últimos seis anos, serviram de fundamento a um grande número de operadores de E&P para formularem suas propostas nas rodadas de licitações de blocos realizados pela ANP. A própria ANP tem adotado em boa parte estes estudos não-exclusivos para valorar os blocos ofertados. Além disso, a IPEX tem realizado para a ANP diversos projetos de geoquímica de superfície e de *piston core* que têm servido para que a agência avalie a prospectividade de bacias *onshore* e *offshore* a serem ofertadas à indústria.

A IPEX possui avançado laboratório na Cidade do Rio de Janeiro, com capacidade para realizar análises laboratoriais simples e complexas de apoio a toda a cadeia de petróleo. Isto vale para a excelência analítica e, sobretudo, para a capacidade de interpretação de dados. Por meio desse laboratório, a IPEX tem expandido de modo relevante sua atuação na América do Sul e África.

b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida do emissor:

	Período encerrado em 31 de dezembro de 2009 (1)		Período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010	
	Receita Líquida (R$ mil)	Participação na Receita Líquida	Receita Líquida (R$ mil)	Participação na Receita Líquida
E&P (HRT O&G / pré-operacional)	0	0%	0	0%
Prestação de Serviços (IPEX)	15.305	100%	6.605	100%
Total	**15.305**	**100%**	**6.605**	**100%**

(1) Receita líquida da IPEX a partir de 01.10.2009, quando a Companhia passou a controlá-la.

c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro ou prejuízo líquido do emissor:

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Formulário de Referência - HRT Participações em Petróleo S.A

	Período encerrado em 31 de dezembro de 2009 (1)		Período encerrado em 30 de junho de 2010	
	Lucro/Prejuízo (R$ mil)	**Participação no Lucro Líquido**	**Lucro/Prejuízo (R$ mil)**	**Participação no Lucro Líquido**
E&P (HRT O&G / pré-operacional)	(14.930)	118,16%	(25.940)	67,27%
Prestação de Serviços (IPEX)	6.584	(52,11%)	(7.452)	19,33%
Companhia	(4.289)	33,95%	(5.168)	13,40%
Total	**(12.635)**	100,00%	**(38.560)**	**100,00%**

(1) Receita líquida da IPEX a partir de 01.10.2009, quando a Companhia passou a controlá-la.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a) características do processo de produção:

HRT O&G

O processo de produção utilizado pelas companhias de petróleo dedicadas à exploração e produção, como é o caso da HRT O&G, é sumarizado na figura abaixo.



A cadeia do petróleo se dedica a: (i) descobrir acumulações ou campos de óleo e/ou gás natural; (ii) avaliar ou dimensionar as descobertas; (iii) construir os sistemas de produção ou desenvolver as descobertas; (iv) produzir óleo e gás natural; e (v) comercializar os produtos da produção (óleo, gás natural e condensados).

Diferenças nas atividades de E&P de óleo e gás em terra e no mar (onshore e offshore)

As atividades da HRT O&G se desenvolverão em terra e no mar, sendo que os processos de produção para tais ambientes possuem características diferentes:

(1) No processo exploratório, os levantamentos sísmicos no mar são realizados com a utilização de embarcações especificamente construídas para este fim, enquanto em terra tais levantamentos se realizam com o apoio de helicópteros e deslocamentos no solo. O processamento de dados, no entanto, é realizado em centros de processamento similares, embora os dados *offshore* normalmente exijam centros maiores, devido ao maior número de informações coletadas. Finalmente, as atividades de interpretação seguem procedimentos similares;

(2) A avaliação das dimensões de uma descoberta é, em geral, conduzida com a perfuração de poços de avaliação, perfurados para delimitar até onde se estendem as rochas portadoras de hidrocarbonetos, nas três dimensões, pois em muitos campos os hidrocarbonetos se distribuem verticalmente (capas de gás em campos de óleo) até o contato hidrocarboneto/água;

(3) O desenvolvimento de um campo em terra é mais simples do que aqueles localizados no mar. Enquanto no primeiro caso os poços são perfurados sem limitações de área, no mar são necessárias plataformas de produção, as quais, em geral, apresentam restrições de espaço e peso; e

(4) O processo de produção dos poços, por outro lado, poderá exigir a utilização de procedimentos de elevação artificial, de injeção de água/gás ou outros produtos, buscando aumentar a vazão de hidrocarbonetos e o fator de recuperação (percentagem de hidrocarbonetos que é produzida em relação à quantidade que permanece no reservatório).

Atividades de E&P de óleo e gás nos Blocos do Solimões

Acreditamos que nosso plano de exploração e desenvolvimento, utilizando práticas empregadas pela Petrobras por mais de trinta anos na Bacia do Solimões, é ecologicamente correto, seguro e sustentável. Pretendemos perfurar poços verticais, poços altamente desviados ou horizontais em locais próximos uns aos outros para reduzir significativamente a área necessária para a supressão de vegetação dos campos, facilitar o controle operacional e logístico e minimizar o desmatamento e outros impactos ambientais. Os programas de exploração dos Blocos do Solimões foram pré-aprovados pelos órgãos ambientais e

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

regulatórios competentes para autorizar a exploração e desenvolvimento de óleo e gás natural. Em 30 de setembro de 2010, as autoridades ambientais já nos tinham concedido 7 licenças para aquisição sísmica para 7 blocos e 5 licenças de perfuração para 5 blocos e licença de infraestrutura para uma base em Manaus.

IPEX

No caso da IPEX, por tratar-se de empresa de serviços, as atividades desenvolvidas são complementares, porém essenciais, às atividades das companhias de petróleo, pois estas retêm para si atividades consideradas essenciais ou "*core functions*" e contratam as demais com terceiros. A IPEX, por conseguinte, executa uma longa série de serviços, incluindo consultorias, aquisição de dados geológicos, geofísicos e geoquímicos e análises laboratoriais de rochas, hidrocarbonetos, água de formação e do mar, necessárias para o cumprimento dos programas de atividades das companhias de petróleo.

b) características do processo de distribuição:

No setor petrolífero, a distribuição possui regulamentação específica e abrange as atividades de comercialização de derivados de petróleo (gasolina, óleo combustível, diesel, querosene de aviação, GLP, gás natural, etc.). A distribuição de gás natural constitui monopólio dos Estados da Federação.

Tal significado poderá ser diferente do que se denomina "distribuição de produtos" de determinada atividade industrial em lojas, diretamente ao consumidor ou a comerciantes, no atacado.

O processo de comercialização da produção de óleo e gás natural que será realizada pela Companhia termina na entrega do gás natural e dos líquidos produzidos. Esta entrega poderá ocorrer: (i) na boca do poço, caso em que outra empresa adquira a produção no próprio local da produção; (ii) em local a ser determinado que poderá ser (a) um "*city-gate*" (locais ou estações utilizadas para fornecimento de gás ao mercado) no caso do gás natural; ou (b) um porto com capacidade de estocagem, o qual permita o acesso de navios petroleiros, no caso dos hidrocarbonetos líquidos.

O processo de distribuição descrito acima poderá ser aplicado tanto nas bacias brasileiras como nas da Namíbia. Deve-se ressaltar, contudo, que, neste último caso, a distribuição de gás natural constitui uma atividade competitiva, sem o monopólio do Estado.

No que tange à distribuição de serviços da IPEX, pode-se agregar as seguintes informações:

- Os serviços de consultorias ou análises laboratoriais são produzidos por contratos e entregues diretamente ao contratante;

- No caso de "serviços multiclientes", constituídos de estudos de determinadas áreas sedimentares em bacias, sem encomenda prévia, as empresas adquirem tais estudos que são estocados em prateleiras;

- Finalmente, no caso do serviço de fornecimento de dados e informações denominado "Brazil Geodata", os referidos dados e informações são distribuídos utilizando a rede internacional de computadores (internet).

Quanto à separação das atividades das duas empresas operacionais (HRT O&G e IPEX) fazemos os seguintes comentários:

- A administração das duas empresas é completamente separada, assim como os sistemas de coleta, armazenagem e transferência de dados e informações;

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- As sedes sociais das empresas são distintas, embora localizadas na Cidade do Rio de Janeiro;

- A HRT O&G utiliza certos serviços da IPEX, mas sempre através de processo licitatório, com total transparência de procedimentos.

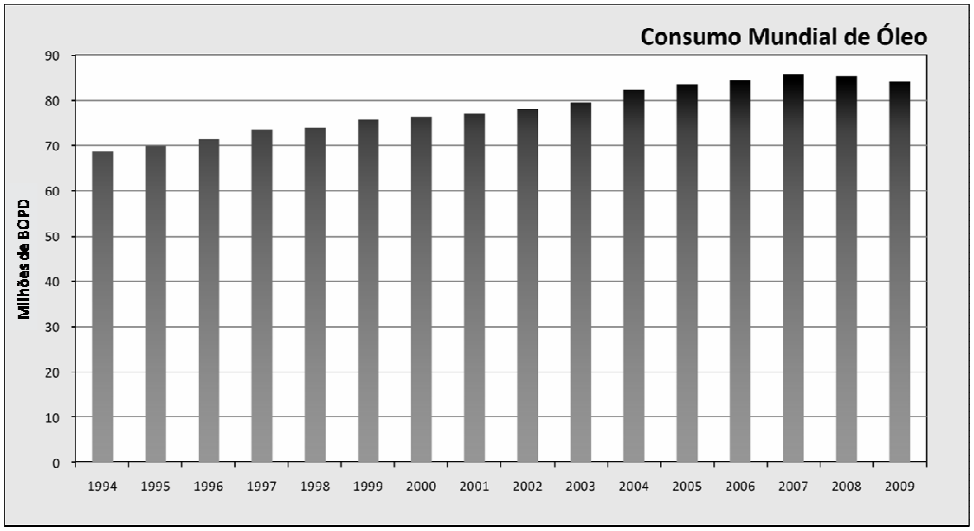
c) características dos mercados de atuação, em especial: (i) participação em cada um dos mercados; e (ii) condições de competição nos mercados.

Setor de Óleo e Gás Natural

Demanda por Óleo

Segundo a *BP Statistical Review of World Energy* – Junho de 2010, o nível de consumo mundial de óleo em 2009 foi de 84,1 milhões de barris de óleo por dia ("bopd"), abaixo do nível de consumo em 2008 de 85,2 milhões bopd. A Administração da Informação sobre Energia do Departamento de Energia dos Estados Unidos (EIA) estima que a demanda global por petróleo irá aumentar em 1,0 milhão bopd em 2010.

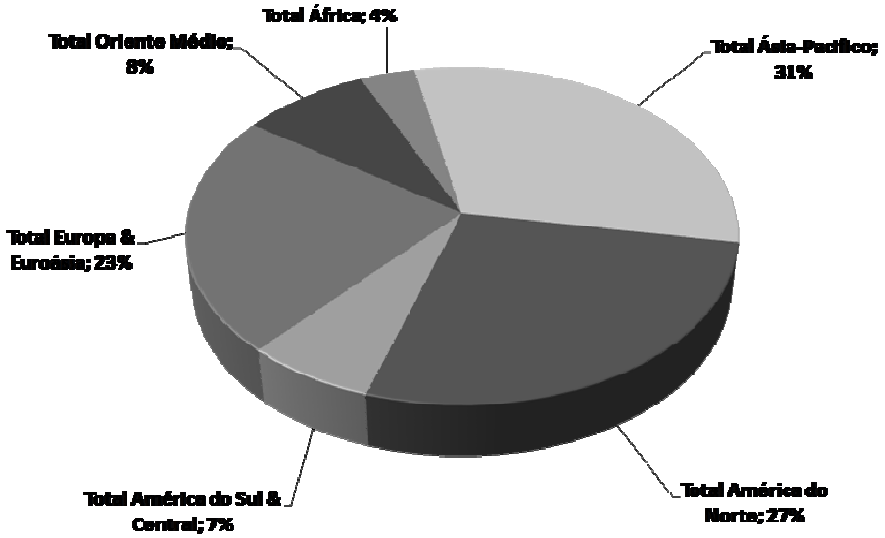
O gráfico a seguir ilustra o consumo mundial de óleo de 1994 a 2009:



Fonte: BP Statistical Review

O gráfico abaixo representa a distribuição regional do consumo de petróleo em 2009:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



A EIA espera que os níveis de consumo de 2007 sejam retomados por volta de 2011, e que o consumo mundial de petróleo e outros combustíveis líquidos deverá crescer para mais de 106,6 milhões de bopd até 2030, principalmente estimulado pela forte demanda nos países que não fazem parte da OCDE. A EIA espera que o consumo de energia nos países que não fazem parte da OCDE eventualmente ultrapasse os níveis dos países da OCDE por volta de 2025, em grande parte impulsionado pelo crescimento econômico dos países asiáticos que não fazem parte da OCDE (principalmente a China), a principal força motriz do crescimento da demanda por petróleo na última década.

Há três importantes usos do petróleo relacionados à energia, especificamente nos setores de transporte, geração de energia e aquecimento, bem como uma série de utilizações não relacionadas à energia (por exemplo, matéria prima para a indústria petroquímica ou a química fina). Apesar da demanda por energia com relação a cada uso final estar relacionada ao nível da atividade econômica, há diferenças evidentes entre os usos finais em termos de substituição dos combustíveis fósseis como o óleo e o gás. Nos setores de transporte e naqueles não relacionados à energia, a capacidade limitada de substituir combustíveis alternativos os torna mercados relativamente cativos para o petróleo. No entanto, diversos setores não relacionados ao transporte podem, com determinadas limitações, fazer a transição entre combustíveis, especialmente entre gás, carvão e petróleo, e como tal, a volatilidade dos preços no curto prazo é alta.

Há também uma sazonalidade comprovada no consumo de petróleo (no hemisfério norte, principalmente com relação ao óleo para aquecimento, gás propano e querosene) evidenciada pelas necessidades de aquecimento que influenciam substancialmente o consumo desses produtos durante o inverno com redução do consumo de gasolina.

Nos últimos anos, tem sido possível observar que a demanda por petróleo está cada vez menos relacionada aos preços do petróleo do que o esperado, principalmente devido ao fato de que os gastos com energia representam uma parcela menor da renda do consumidor do que no passado. Além disso, o mundo se tornou cada vez mais eficiente em termos de utilização de energia e petróleo devido a novas tecnologias, consumidores mais conscientes, melhor revestimento resultante de novas técnicas de construção e uma série de outros fatores.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Oferta de Óleo

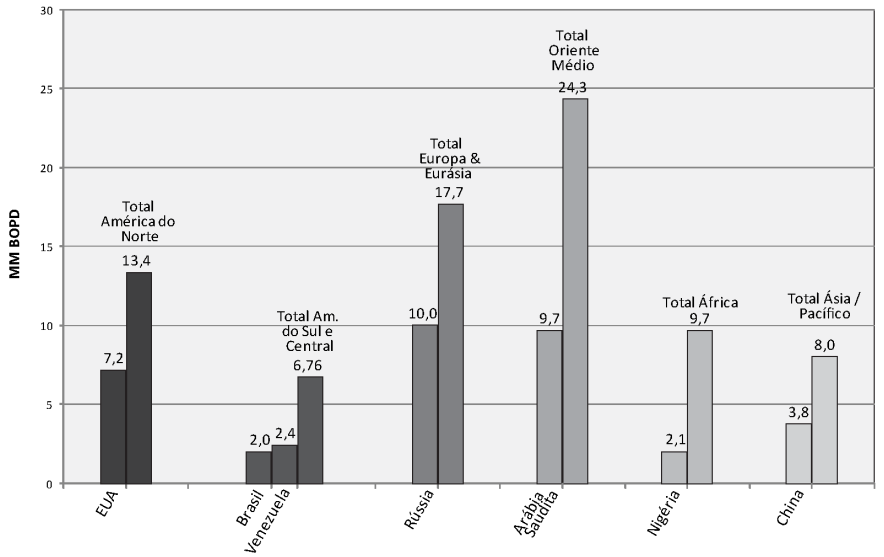
Em 2009, a produção de óleo atingiu a média de 79,9 milhões bopd. Segundo a BP, a diferença entre os valores estatísticos do consumo e da produção mundial se deve a variações de estoques e plantas de liquefação, somadas a disparidades inevitáveis entre definições, medida ou conversão de dados de oferta e demanda de gás.

Com uma produção de 7,2 milhões de bopd, os Estados Unidos foram o terceiro maior produtor em 2009, atrás apenas da Rússia (10,0 milhões de bopd) e Arábia Saudita (9,7 milhões de bopd), de acordo com a *BP Statistical Review of World Energy* – Junho de 2010. Segundo a EIA, a produção combinada desses três países corresponde a mais de um terço do volume mundial de petróleo bruto produzido em 2009. A produção do restante do mundo está amplamente dispersa entre mais de 50 países, nenhum dos quais foi responsável individualmente por mais de 6% do total mundial.

Em termos de regiões no mundo todo, o Oriente Médio domina a produção de petróleo, responsável por 30% da produção mundial em 2009. A segunda maior região produtora foi a Europa e Eurásia (22%), principalmente devido à Rússia. Todas as outras regiões produtoras (África, Pacífico Asiático, América do Norte, América do Sul e Central) apresentaram níveis de produção entre 9% e 17% do total.

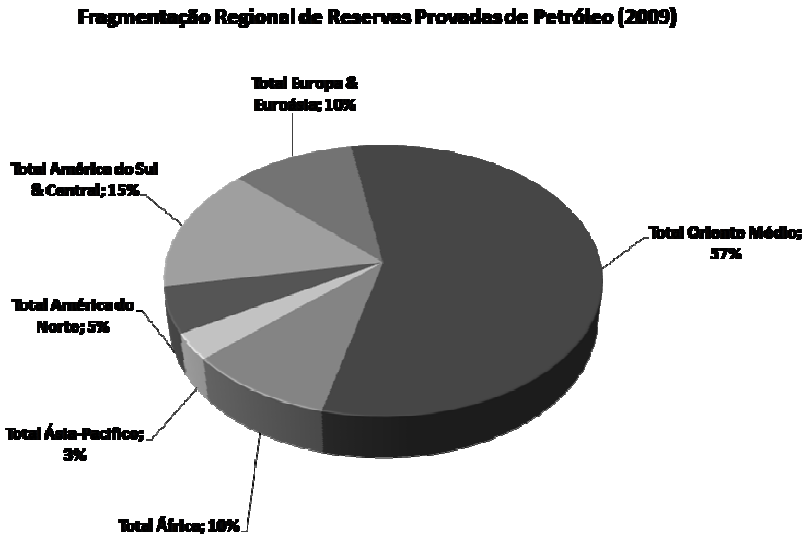
Em 2009, o Oriente Médio era responsável ainda por quase 57% das reservas provadas de óleo. A Organização dos Países Exportadores de Petróleo, ou OPEP, fornece aproximadamente 41% do petróleo produzido no mundo e detém 77% do total de reservas provadas de petróleo mundiais. O gráfico a seguir ilustra a produção diária de petróleo dos mais importantes países e regiões em 2009.

Produção Diária de Óleo em 2009 - Regiões e Países Mais Importantes



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* - junho de 2010

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* – Junho de 2010.

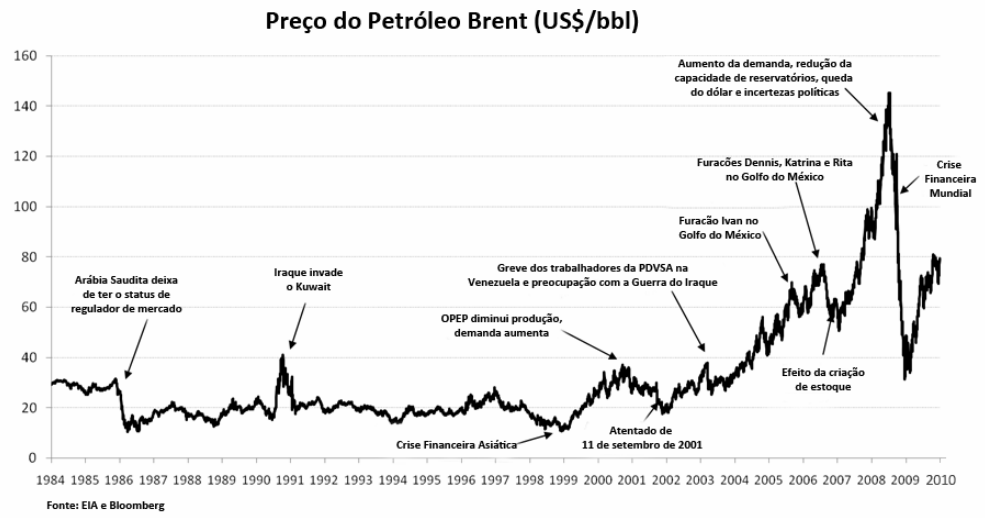
Preços históricos

Durante as últimas décadas, houve três grandes alterações repentinas e duradouras nos preços do petróleo, conhecida como “choques do petróleo”. Essas alterações foram causadas pelas mudanças estruturais do mercado de petróleo e tiveram impactos importantes sobre o setor petroleiro. O primeiro choque aconteceu em 1973, com o embargo ao petróleo declarado pelos países árabes produtores de petróleo numa reação à decisão dos Estados Unidos de reabastecer o exército israelense na guerra do Yom Kippur. O segundo choque aconteceu em 1979/80, relacionado à Revolução Iraniana de 1979 e guerra entre Irã e Iraque em 1980, o que fez com que os preços triplicassem. Por fim, em 1985/6, dentre outras razões, a Arábia Saudita implantou um regime de margem fixa para suas refinarias, o que causou uma forte queda nos preços.

Nos últimos vinte anos, os preços do petróleo sofreram ainda impactos de vários acontecimentos, tais como aumento devido à invasão do Kuait pelo Iraque em 1990, queda devido à Crise Asiática e retomada das exportações iraquianas em 1997/98, forte aumento em 1999 devido a cortes na produção da OPEP e recuperação da demanda. No período entre 2003 e 2008, os preços do petróleo passaram por uma tendência de alta, com preço máximo de US$ 145 em julho de 2008. Não existe um consenso em relação às razões para o aumento de preço no período, sendo a demanda maior na Ásia (principalmente na China) geralmente considerada a causa.

O quadro abaixo ilustra os preços do petróleo no período 1985 a 2010:

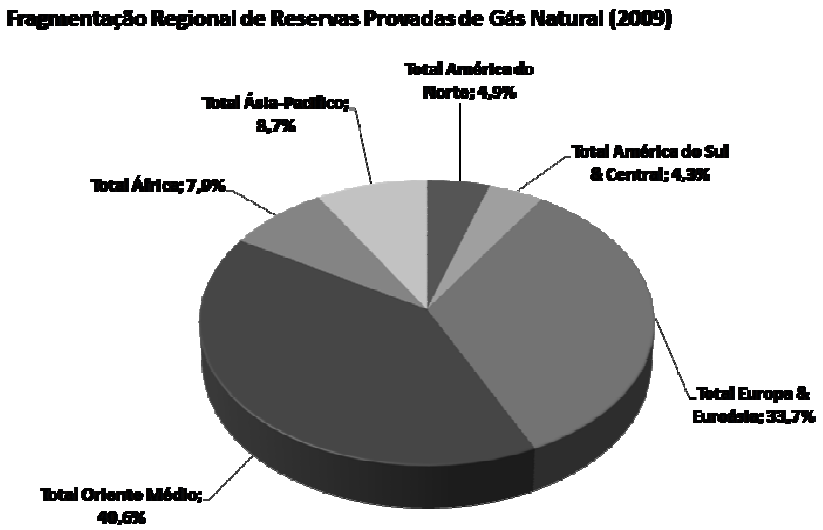
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Demanda por Gás Natural

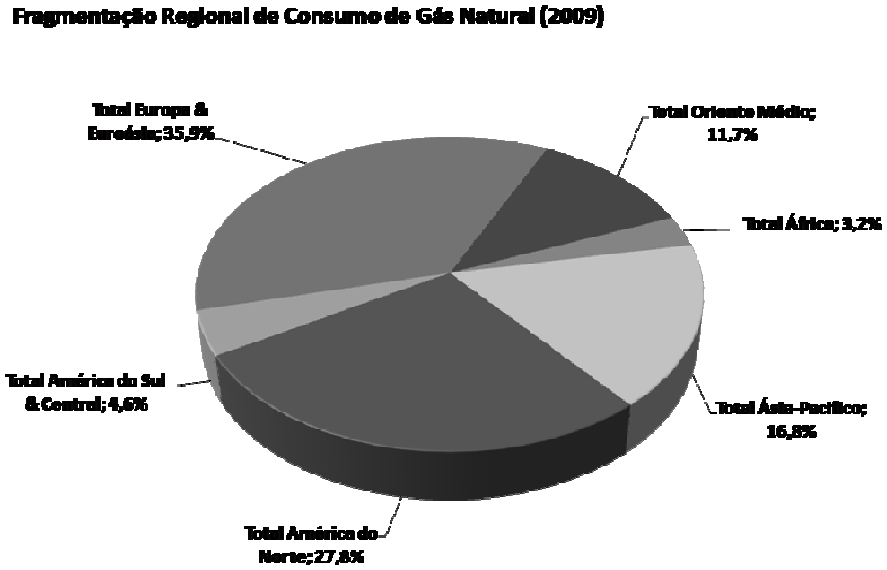
A demanda de gás natural em 2009 foi de 2940,4 bilhões m^3 (103,8 tcf ou 18,49 bilhões BOE) e respondia por 24% do uso total do consumo de energia, segundo a *BP Statistical Review of World Energy* - Junho de 2010, sendo, portanto, a terceira maior fonte de energia primária, depois do petróleo e do carvão. Os mercados de gás natural, em comparação aos de petróleo, são em geral regionais devido às limitações de transporte, uma vez que o gás deve ser transportado por meio de gasodutos ou exige a conversão do gás natural em gás liquefeito antes de ser transportado por embarcações especiais. O impacto mais positivo sobre a demanda por gás natural nos últimos 10 anos foi causado pela pressão dos ambientalistas sobre os setores público e privado para substituir o carvão e o petróleo pelo gás natural, devido principalmente aos menores níveis de poluição gerados pelo mesmo. Atualmente, as reservas globais de gás natural são apenas ligeiramente mais baixas dos que as reservas globais de petróleo. No entanto, este é um desdobramento recente atribuído à expansão das reservas de gás natural em 26% na última década, o que superou o ritmo de crescimento das reservas de petróleo durante o mesmo período. Diversas empresas começaram a explorar diretamente o gás natural, ao passo que, historicamente, a maior parte dos depósitos de gás natural foi descoberta durante os trabalhos de exploração de óleo.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* – Junho de 2010.

Segundo a *BP Statistical Review of World Energy* – Junho de 2010, o consumo mundial de gás natural caiu 2,1% em 2009, em comparação com 2008, principalmente devido à crise financeira global.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* – Junho de 2010.

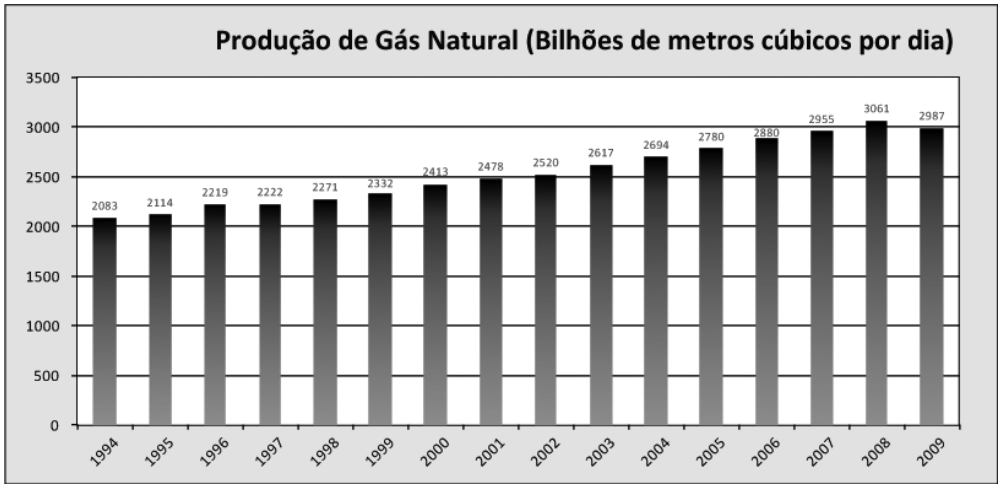
O gás natural é uma das fontes de combustíveis que mais crescem na América Central e do Sul, sendo que o consumo aumentou 10% nos últimos cinco anos, de acordo com a *BP Statistical Review 2010*. Em 2009, o consumo de gás natural na América Central e do Sul foi equivalente a 47% do nível do consumo de óleo, na comparação com 36% da década anterior.

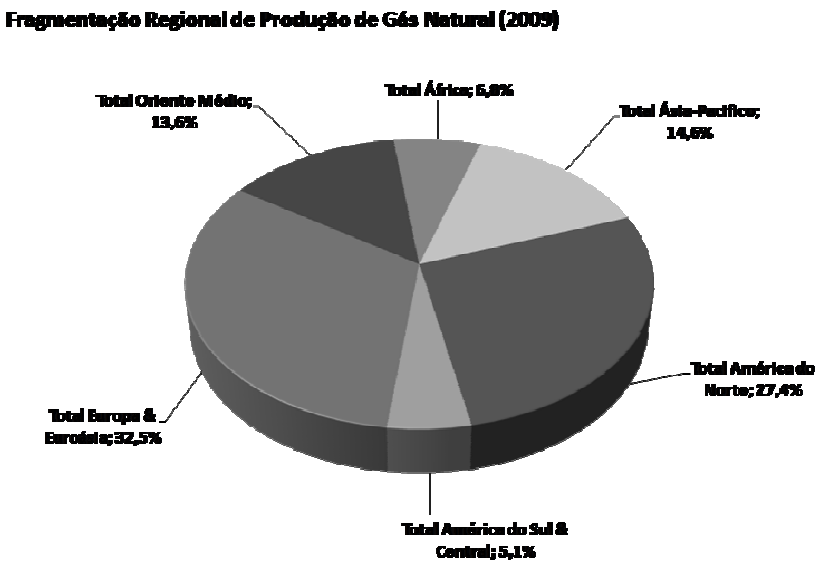
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A EIA espera que a demanda por gás natural continue a crescer 104 tcf em 2006 para 153 tcf em 2030, na medida em que os consumidores optarem pelo gás natural como uma opção mais barata em comparação a outros tipos de combustíveis. A demanda por parte do setor industrial, que consome mais do que qualquer outro usuário final, deverá crescer no período previsto, seguido de perto pelo setor de geração de energia.

Oferta de Gás Natural

A produção mundial de gás natural, que, em 2009, atingiu 2.987 bilhões de m^3, aumentou no mundo todo a um CAGR de 2,4% entre 1994 e 2009, em comparação a um crescimento de CAGR de 1,2% de produção de petróleo durante o mesmo período.





Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* – 2010.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As reservas de gás natural, que, ao final de 2009, atingiram 6.600 tcf estão geograficamente mais espalhadas do que as reservas de petróleo, sendo que diversos dos principais consumidores mundiais detêm reservas domésticas substanciais. Segundo a *BP Statistical Review 2010*, a Rússia possui as maiores reservas de gás (23,7% do total de reservas) e é também um dos maiores produtores mundiais (17,6%) e maiores exportadores de gás natural desde 2002. A Rússia é seguida de perto pelos Estados Unidos, o segundo maior produtor, responsável por 20,1% da produção mundial, após aumentar a produção em 3,5% em 2009, incluindo a participação de fontes alternativas (*gás shale*), porém também o maior importador devido aos seus altos níveis de consumo.

O novo processo de conversão de gás em líquidos, que permite a conversão do gás natural em petróleo sintético que pode ser então transformado em combustíveis e outros produtos derivados, deverá aumentar o consumo das reservas de gás natural aumentando a sua comercialização.

O Setor Brasileiro de Óleo e Gás Natural

Histórico

Segundo o *BP Statistical Review of World Energy* – junho de 2010, as reservas de óleo e gás natural do Brasil estão entre as que apresentam maior crescimento no mundo, crescendo a um CAGR de 7,9%, de 1,7 bilhões de BOE de reservas provadas em 1980 para 15,2 bilhões de BOE no final de 2009. Além disso, a produção diária de óleo e gás natural no Brasil aumentou a um CAGR de 8,6%, de 0,2 milhões de boepd em 1980 para 2,1 milhões de boepd no final de 2009.

Até novembro de 2007, os anúncios públicos feitos pela Petrobras, confirmados com relação às descobertas de 5 a 8 bilhões de BOE no Campo de Tupi, na Bacia de Santos, fizeram com que diversos observadores do setor aumentassem substancialmente as suas estimativas com relação às reservas de óleo e gás natural do Brasil. O Brasil tem potencial para agregar aproximadamente 50 bilhões de BOE em reservas de óleo e gás natural a partir da área pré-sal (estimativa da ANP), o que compreende uma área de aproximadamente 149.000 km^2 em águas profundas, que vai do Estado do Espírito Santo até o extremo norte do Estado de Santa Catarina, e inclui as Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Quando da confirmação, o Brasil deteria 64,4 bilhões de BOE de reservas de óleo e gás natural e poderia ocupar a 12ª colocação dentre as maiores reservas do mundo. No início de 2010, a Petrobras anunciou planos de dispêndio de capital no valor de US$200,0 bilhões durante os próximos cinco anos. Atualmente, o Brasil exporta óleo pesado e importa óleo leve e gás natural sendo, no entanto, os volumes de óleo exportados superiores aos importados.

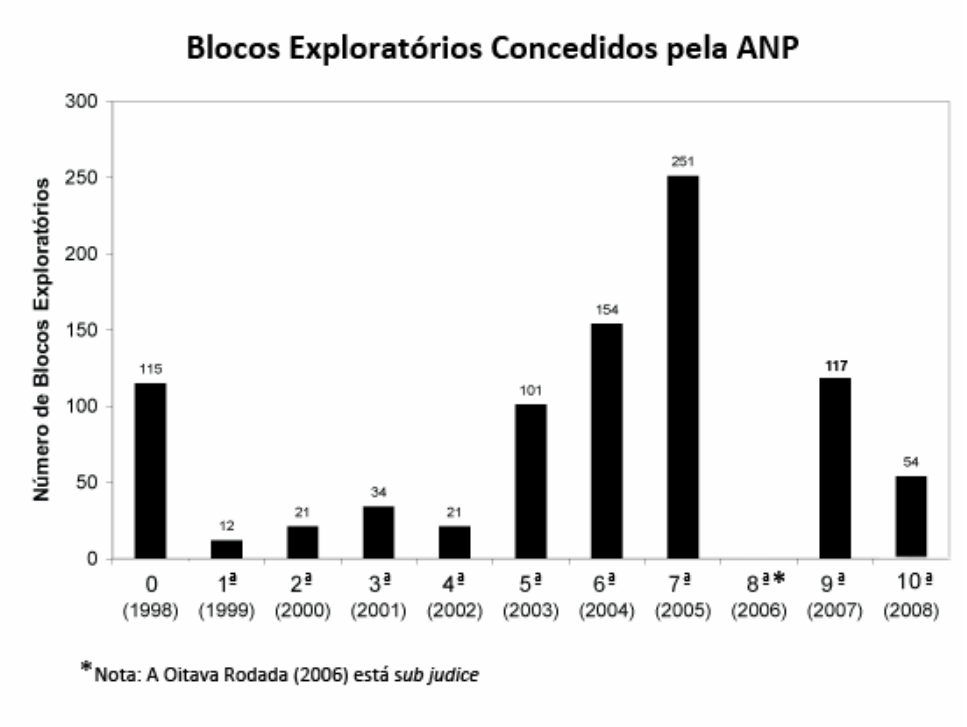
Segundo a ANP, o Brasil possui aproximadamente 7,5 milhões de km^2 (1,85 bilhões de acres) de áreas sedimentares com potencial petrolífero, em sua maioria, espalhadas em 29 bacias. Historicamente, o setor brasileiro de óleo e gás natural, a partir de 1953, foi controlado em caráter monopolista pela Petrobras, a estatal brasileira de óleo e gás natural. Em 1995, a Constituição Federal foi alterada para voltar a permitir que empresas públicas ou privadas conduzam atividades de exploração e produção de óleo e gás natural, em regime de concessão, sujeitas às condições previstas na legislação que rege o setor. A capacidade das empresas privadas de operar no Brasil trouxe conhecimento relevante para a exploração e produção das reservas de óleo e gás natural em território nacional. Não obstante, a Petrobras continua a dominar tanto o *downstream* quanto o *upstream* no país, por deter cerca de 99% da capacidade de refino instalada no país, e mais de 99% da produção de óleo e gás natural.

A abertura do setor de petróleo no Brasil atraiu o interesse de várias empresas privadas. Em maio de 2009, 72 empresas estavam em atividade no Brasil na exploração e produção de óleo e gás natural, das quais 36 eram brasileiras. Ainda que o Brasil represente atualmente uma oportunidade de investimento mais atraente do que outros países sul-americanos, o crescimento futuro do setor deverá depender, em parte, do investimento do setor privado. É provável que investimentos estrangeiros sejam necessários para explorar de modo completo o potencial do setor de petróleo do país.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Até a presente data, a ANP conduziu 10 rodadas para concessão de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras. Antes das rodadas de licitações, a Lei do Petróleo determinou a participação da Petrobras nas áreas de exploração onde esta já havia demonstrado sua capacidade financeira. Esse processo é conhecido como rodada zero, apesar de não haver ocorrido qualquer licitação. Atualmente, menos de 5% das bacias sedimentares brasileiras estão sujeitas a contratos de concessão. Ainda não participamos de rodadas de licitação de blocos, mas adquirimos nossas participações junto a empresas concessionárias.

O gráfico a seguir indica a quantidade de blocos de exploração que foram leiloados em cada rodada:



Fonte: ANP.

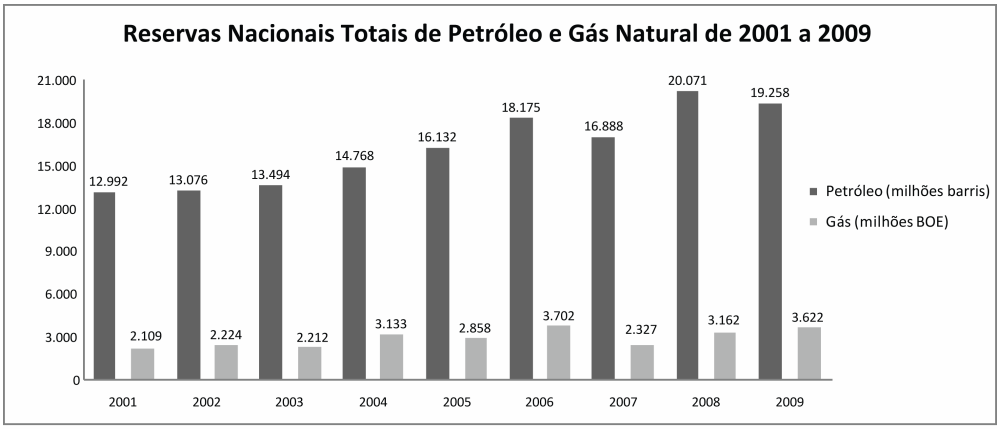
Reservas, Produção e Outras Informações Operacionais

Reservas e Produção de Óleo e Gás Natural

Segundo a ANP, o Brasil possuía 22,8 bilhões de BOE de reservas totais de óleo e gás natural no final de 2009, a segunda maior da América do Sul, depois apenas da Venezuela. As recentes descobertas do Brasil posicionaram o país como uma das áreas mais promissoras em termos de potencial de volume recuperável. As Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, localizadas na costa sudeste do país, contêm hoje a grande maioria das reservas provadas e o potencial do chamado pré-sal, de óleo e gás natural do Brasil.

O gráfico a seguir ilustra as reservas nacionais totais de petróleo e gás natural de 2001 a 2009, segundo dados da ANP:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

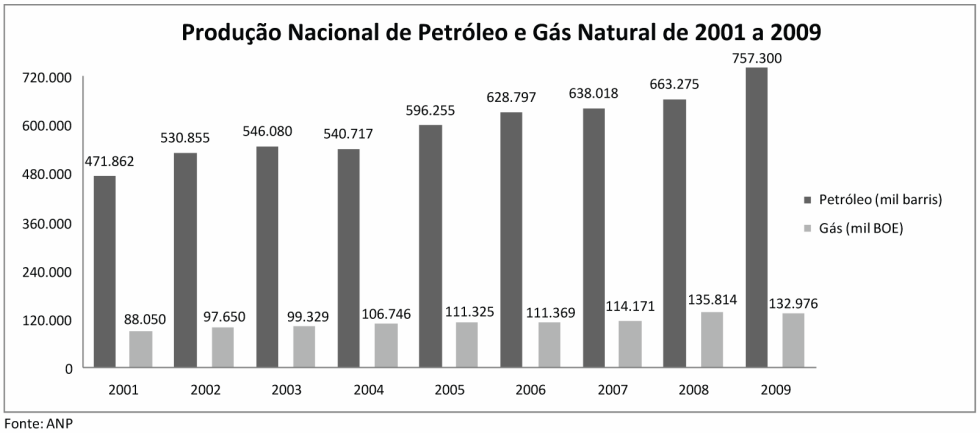


Fonte: ANP

É importante ressaltar que, segundo a ANP, petróleo é todo hidrocarboneto líquido em seu estado natural que não tem gás, ou seja, ele permanece no estado líquido sob pressão e temperatura em condições de superfície.

A produção de óleo e gás natural do Brasil aumentou substancialmente nos últimos anos. Esse crescimento deverá ser mantido durante a próxima década como aumento da produção nos principais campos da bacia de Campos e na medida em que forem desenvolvidas as descobertas mais recentes nas Bacias do Espírito Santo e Santos. A EIA, no seu Panorama Internacional de Energia 2009, estima que o Brasil será o segundo maior produtor de líquidos não membro da OPEP até 2030, com crescimento médio anual acima de 3,07%.

O gráfico a seguir ilustra a produção nacional de petróleo e gás natural, de 2001 a 2009, segundo dados da ANP:

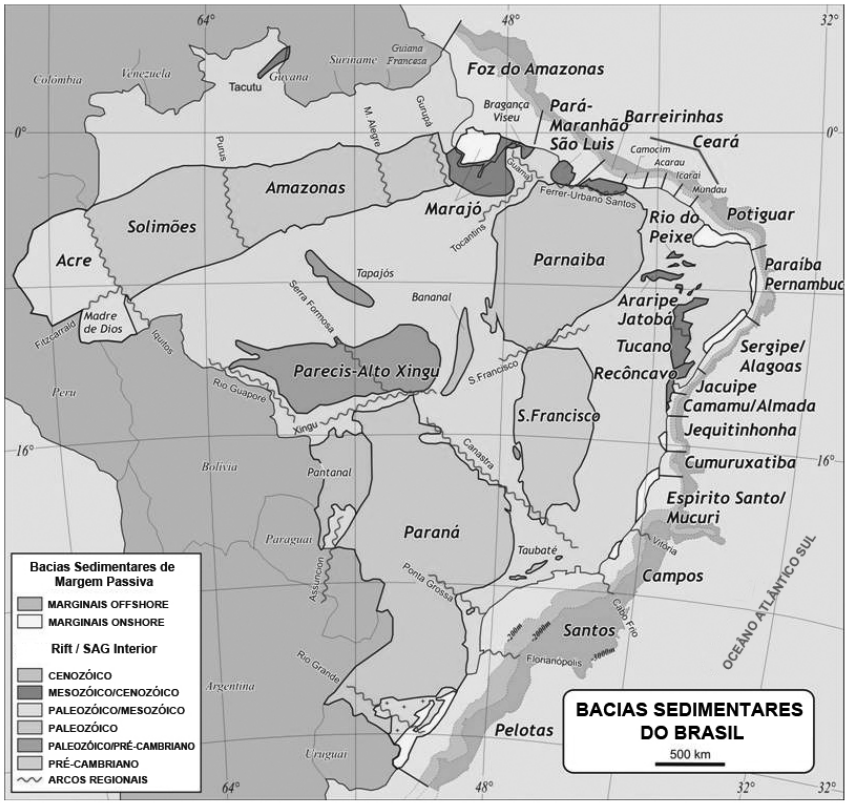


Fonte: ANP

Visão Geral das Bacias Sedimentares do Brasil

Segundo a ANP, o Brasil possui 29 bacias sedimentares com potencial para óleo e gás natural, conforme assinalado em negrito no mapa abaixo:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



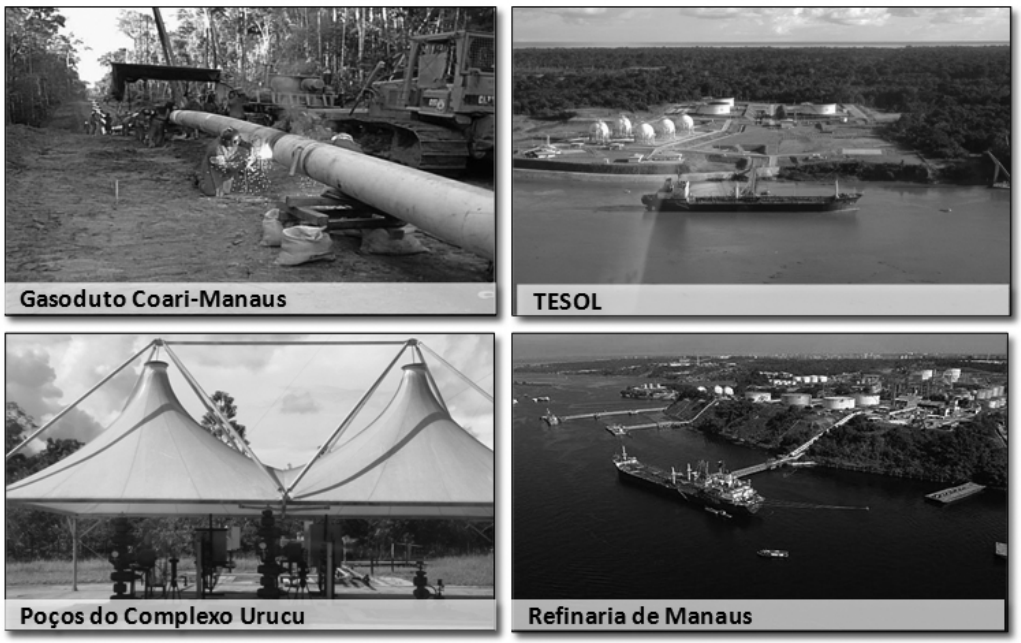
Fonte: Petrobras

A Bacia do Solimões, que ocupa uma área de aproximadamente 480.000 km^2 (118,6 milhões de acres), é pouco explorada até a presente data. Segundo a Petrobras, seus próprios blocos na bacia contêm 18 campos de óleo leve, gás e gás condensado. Ainda assim, a Bacia do Solimões é responsável por cerca de 5% de todo o óleo e produzido no Brasil (em BOE). A sua localização singular, inserida na maior floresta tropical do mundo requer cuidados ambientais, em relação aos quais a Petrobrás tem sido um exemplo mundialmente reconhecido.

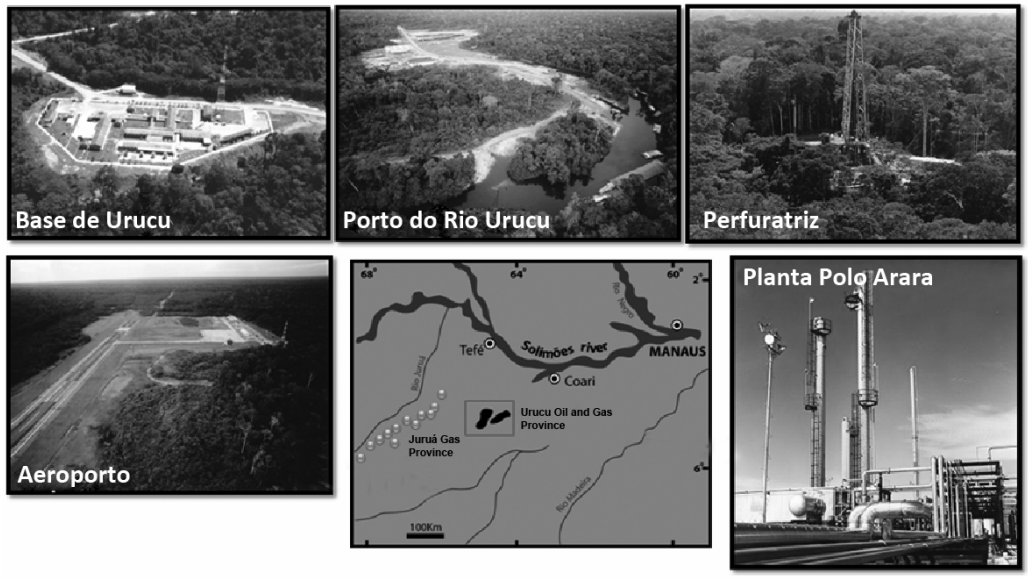
O óleo e gás natural produzidos na Bacia do Solimões, no complexo do Pólo de Urucu, são transportados utilizando uma infraestrutura de três dutos (um poliduto para GLP, um oleoduto até Coari e um gasoduto de Urucu a Manaus), de um terminal no Rio Solimões (TESOL) em Coari e da Refinaria de Manaus. Em 1997, a Petrobras completou a construção de um duto de 18 polegadas de diâmetro e 280 km de comprimento ligando o Pólo de Urucu com o terminal no Rio Solimões, junto à cidade de Coari. Este duto foi inicialmente utilizado para o transporte de óleo, mas no presente faz parte do gasoduto Urucu-Manaus. A partir do terminal de Coari, o petróleo é transportado em petroleiros até a refinaria em Manaus. A Petrobras também construiu outro duto de 20 polegadas para transporte de óleo, que começou a operar em 2009. Além disso, a Petrobras construiu um terceiro duto para o transporte de GLP desde o Pólo de Urucu até o terminal no Rio Solimões, de onde é levado por navios próprios para ser refinado. Com a conclusão do gasoduto Coari-Manaus de 382 km, em novembro de 2009, a Petrobras começou a transportar uma parcela de sua produção de gás natural aos usuários finais na cidade de Manaus localizados a cerca 661 km distante da área de Urucu.

A foto abaixo ilustra o terminal petrolífero de Coari, chamado de TESOL, o gasoduto Coari-Manaus, alguns dos poços do Complexo do Urucu, bem como a refinaria de Manaus:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

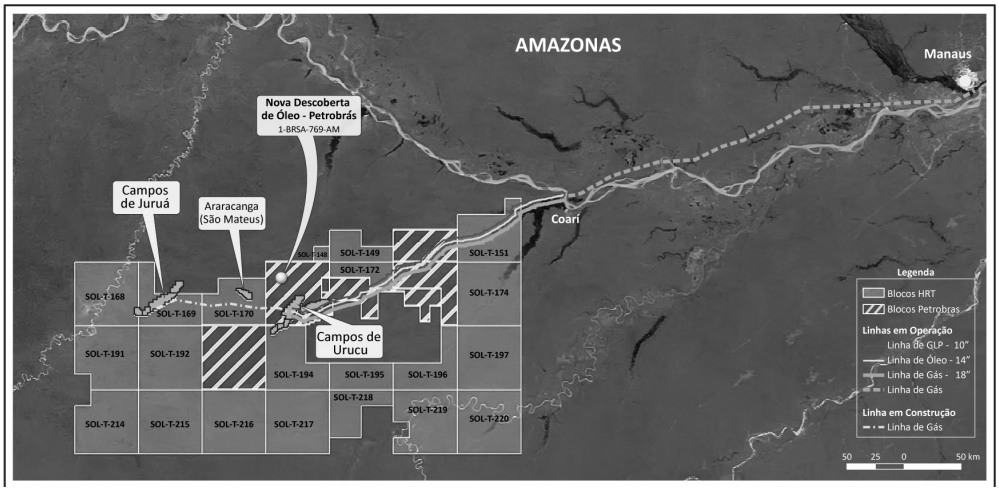


As fotos abaixo mostram a infraestrutura do complexo do pólo de petróleo de Urucu para produção, processamento e transporte de petróleo e gás dos campos.

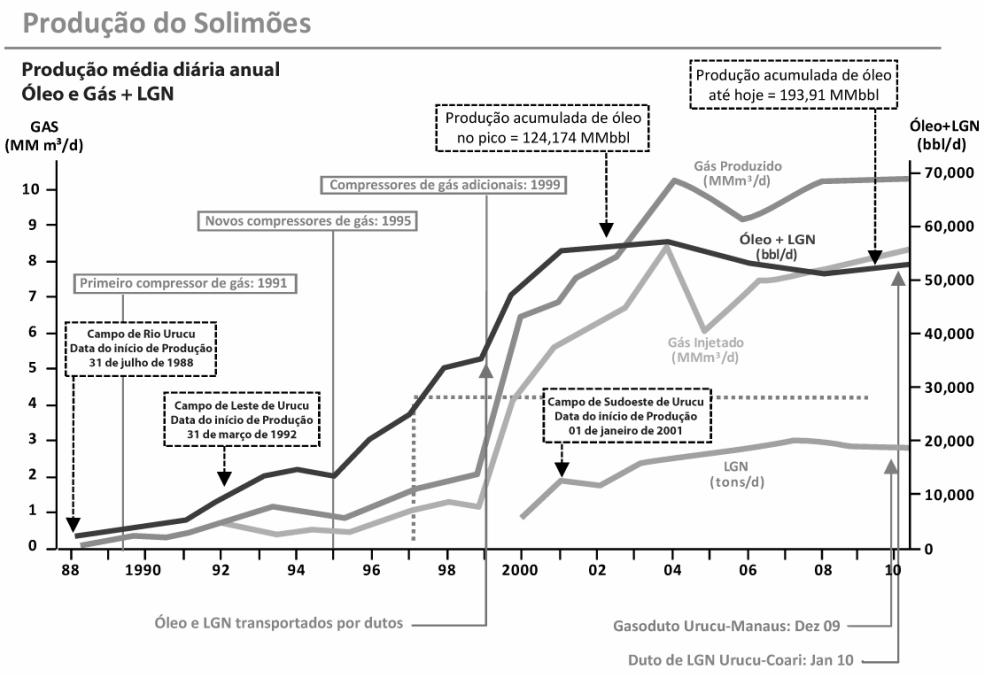


O gráfico abaixo ilustra a localização da infraestrutura regional existente de oleodutos e gasodutos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



O gráfico abaixo ilustra a produção média diária anual de gás natural, óleo e gás natural liquefeito nos campos do Rio Urucu, Leste do Urucu e Sudoeste do Urucu na Bacia do Solimões de 1988 a 2009.



O Setor de Óleo e Gás da Namíbia

História

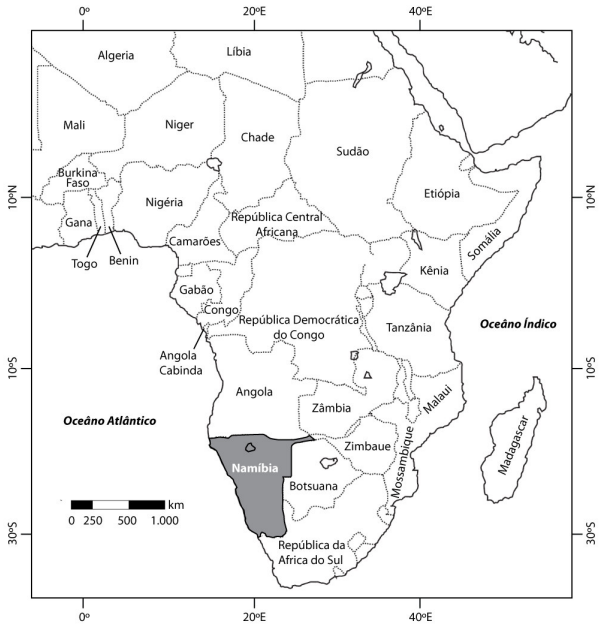
A Namíbia está localizada na costa atlântica do sul da África. Desde que se tornou independente da África do Sul em 1990, a Namíbia tem sido uma democracia estável e o país tem atualmente uma população de

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

aproximadamente 2,1 milhões de pessoas. O governo namibiano tem também adotado princípios de livre mercado projetados para promover o desenvolvimento comercial e tem ativamente incentivado o investimento externo. A Lei de Investimentos Estrangeiros da Namíbia, que foi aprovada em 1990, prevê a liberdade de investimentos estrangeiros, a liberdade para remeter divisas e lucros, convertibilidade da moeda e um processo de resolução de disputas de forma equitativa. O produto interno bruto da Namíbia em 2009 foi de U$9,1 bilhões e a taxa de crescimento real do PIB foi de 0,7%, de acordo com a *Central Intelligence Agency World Fact Book*.

A Namíbia tem uma variedade de recursos naturais e é um importante produtor de diamantes, urânio, zinco e cobre. O país também é uma fonte de ouro, chumbo, prata, estanho, vanádio, pedras preciosas, tantalita, fosfato, enxofre e sal. A economia da Namíbia é atualmente muito dependente da extração e processamento desses minérios para exportação. Embora responda por cerca de 8% do produto interno bruto da Namíbia, as *commodities* primárias são responsáveis por mais de 50% da receita com divisa estrangeira.

Adicionalmente, o país consumiu cerca de 22.000 boepd em 2009 (CIA, the-world-factbook), todos importados. Embora tenha uma dezena de companhias de petróleo ativas na exploração e produção, existe apenas um campo de gás descoberto, com reservas provadas de 1,4 tcf (39,6 bilhões m³ ou 249,3 MMBOE).



Reservas e Produção de Óleo e Gás Natural

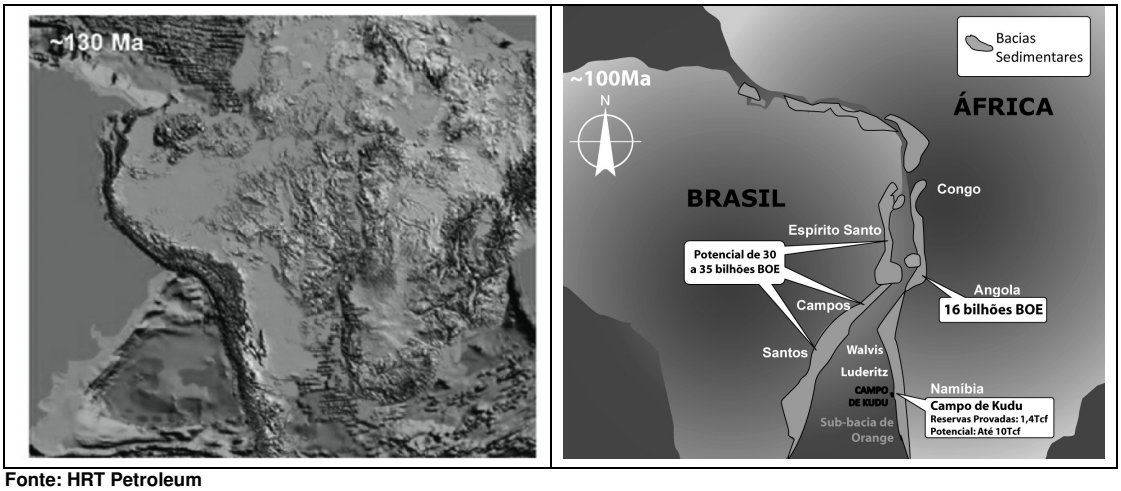
As bacias sedimentares de óleo e gás natural da Namíbia são bacias de fronteira, relativamente pouco exploradas para acumulações de hidrocarbonetos. Até o momento, houve um total de 16 poços *offshore* perfurados na Namíbia. Destes, oito foram classificados como exploratórios ao passo que outros oito foram poços de desenvolvimento ou avaliação no campo de Kudu, que é, até agora, a única descoberta comercial de hidrocarbonetos da Namíbia. Seis dos oito poços exploratórios foram perfurados em águas rasas. Os únicos dois poços perfurados em águas profundas, até o momento, estão localizados na Sub-bacia de Walvis (poço 2012/13-1 foi perfurado pela Sasol em 1995) e na Sub-bacia de Lüderitz (poço 2513/8-1 perfurado pela Norsk Hydro em 1998). Recentemente, foram feitos quatro novos levantamentos sísmicos 3D, totalizando 6.703 km^2, indicando um importante aumento do interesse exploratório na região.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Nos últimos anos, o interesse na Namíbia vem crescendo e esta tem sido vista como uma região de grande potencial para exploração de óleo e gás motivada por maior experiência e conhecimento global sobre exploração em águas profundas, preços mais altos do gás natural e demanda por gás natural, e há novas evidências que sugerem que a Namíbia pode ter recursos de óleo bem como de gás. As bacias *offshore* da Namíbia também podem ser consideradas de importância estratégica, pois estão localizadas nas proximidades do mercado de energia da África do Sul. Em maio de 2009, a Petrobras entrou no mercado da Namíbia através de acordo de exploração do tipo *farm-in* com a Chariot Oil & Gas Limited relacionado ao bloco 2714-A.

O campo de Kudu, único campo de hidrocarbonetos descoberto da Namíbia até hoje, está localizado na porção sul da costa daquele país, na foz do Rio Orange. Segundo um relatório da Tullow Oil, acredita-se que o campo contenha mais de 1,4 trilhões de pés cúbicos de gás natural. Com a escassez de energia enfrentada pela região sul-africana, o governo namibiano comprometeu-se com o desenvolvimento deste campo.

A Namíbia é uma margem conjugada do Brasil no Atlântico Sul, portanto, compartilha uma história geológica comum e de estilos similares de bacias petrolíferas. As bacias *offshore* da Namíbia estão localizadas na região sudeste da margem do Atlântico Sul (no lado oeste da África) e se estendem da costa até a isóbata de mais de 3.000 metros. Estas bacias estão diretamente relacionadas ao afastamento das placas africanas e sul-americanas durante o Cretáceo Inferior (~130 Ma; parte esquerda da figura abaixo). A evolução do Atlântico Sul iniciou na era jurássica com um afastamento que evoluiu para bacias de margem passiva dos dias atuais.



Fonte: HRT Petroleum

Há evidências de similaridades entre as bacias petrolíferas do sul brasileiro, tais como as bacias de Campos e Santos e as bacias da margem oeste da Namíbia (parte direita da figura acima). A ausência de uma sequência específica de sal (Aptiano) na costa da Namíbia resultou em uma evolução diferente em alguns sedimentos (pós-Aptiano) que, consequentemente, afetou a formação de reservatórios e outras características. No entanto, o mais importante é que a calha tectônica e as sequências de camadas são muito semelhantes àquelas observadas na Bacia de Campos. Como resultado, no lado africano ocorrem regiões análogas às brasileiras para exploração e grande potencial de petróleo na costa da Namíbia, como indicado acima.

Nas bacias petrolíferas do sudeste do Brasil, significativas reservas de hidrocarbonetos foram recentemente descobertas em horizontes mais profundos das bacias de Campos e Santos, em reservatórios do pré-sal, as quais estima-se conter, no mínimo, de 11,1 e 16,0 bilhões de BOE (estimativas Petrobras e ANP) em quatro campos. Tais descobertas aconteceram graças à perfuração de mais de 1.050 poços exploratórios na Bacia de Campos e 267 poços na Bacia de Santos. Apenas dois poços de

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

água profunda foram perfurados na costa da Namíbia até hoje, representando uma região altamente sub-explorada.

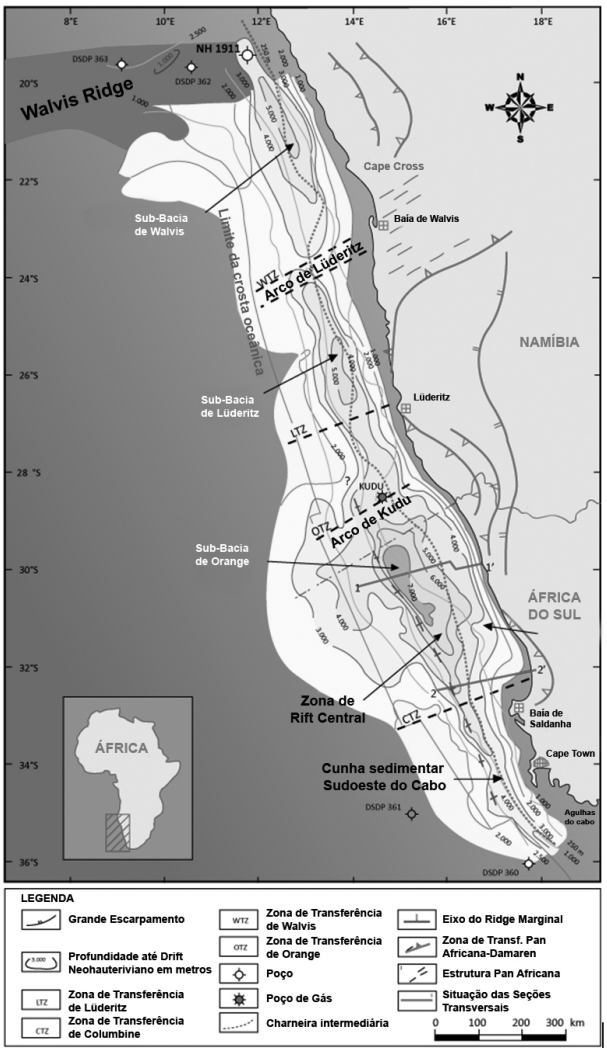
Há evidências diretas e indiretas na Namíbia da presença de uma mesma fonte de rochas geradoras que aquelas das suas contrapartes brasileiras no que tange às suas sequências deposicionais, tipos de rocha e características de petróleo. As evidências diretas incluem a existência de intervalos de alto teor de carbono orgânico em poços exploratórios, rochas reservatório com indícios de óleo e gás e acumulações de hidrocarbonetos líquidos e gasosos no Campo Kudu. As evidências indiretas incluem emanações de gás, zonas de hidrato de gás reconhecidas em dados sísmicos e a presença de manchas de óleo detectadas na superfície do mar com o uso de imagens do RADARSAT.

Panorama da Bacia Sedimentar da Namíbia

A Namíbia possui duas províncias geológicas distintas com potencial para exploração de hidrocarbonetos: a área da plataforma continental e bacias *onshore*. Acredita-se que a área *offshore* tenha maior potencial. Um conjunto de quatro bacias alongadas foi encontrada na costa da Namíbia. De sul a norte, são elas: a Sub-bacia do Orange (que contém a descoberta de gás de Kudu), a Sub-bacia de Lüderitz, a Sub-bacia de Walvis e a Sub-bacia de Namibe. Duas principais bacias foram identificadas no continente na Namíbia: a Bacia de Etosha no norte do país e a do complexo de Nama, a sudeste.

A figura abaixo ilustra as províncias geológicas da Namíbia:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Serviços

O mercado de serviços da IPEX inclui as companhias de petróleo, agências reguladoras, como a ANP, empresas do setor mineral e de infraestrutura, no Brasil e em países da América Latina e África. Além das principais companhias atendidas pela IPEX, dentre elas as multinacionais (Petrobras, Shell, Exxon e também empresas independentes como a Anadarko, Devon e OGX), merece destaque a prestação de serviços para a ANP.

Quanto à questão da competitividade nos mercados, cabem as seguintes observações em relação às atividades já em desenvolvimento e futuras da Companhia:

- O mercado de óleo e dos líquidos de gás natural constitui um mercado internacional com preços e condições bem consolidados e competitivos; e

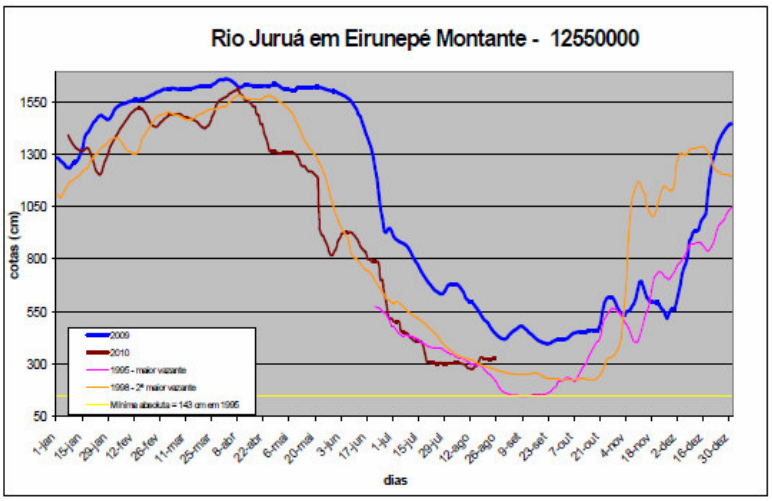
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- Por outro lado, o mercado do gás natural possui características regionais e locais que variam no tempo, à medida que tais mercados atingem a maturidade, sendo extremamente promissor no Brasil em termos de demanda e de preço.

d) eventual sazonalidade:

No caso das atividades de exploração e produção, especificamente para a Bacia do Solimões, existe uma sazonalidade que deverá impactar, na fase de exploração, os resultados da Companhia, pois na floresta amazônica existem apenas duas estações durante o ano: a estação das chuvas e a estação da seca.

No período das chuvas, certas áreas ficam inundadas e devem ser evitadas para atividades de superfície como a aquisição sísmica e a perfuração de poços. No período das secas, por outro lado, a navegabilidade em certos afluentes do Rio Solimões fica prejudicada, dificultando o transporte de pessoas e bens, apesar da existência de pontos com calagem permanente para a utilização de navios petroleiros.



O período das chuvas (que, no Brasil, ocorre entre os meses de novembro a abril) favorece o transporte fluvial de cargas, mas dificulta o levantamento de dados em áreas baixas. O período da seca (de maio a outubro de cada ano, no Brasil) introduz dificuldades durante períodos críticos, principalmente com relação ao transporte fluvial de cargas.

No caso da Namíbia, tendo em vista que as atividades a serem conduzidas o serão em áreas *offshore,* não há maior influência de sazonalidade.

No caso da IPEX, não existe sazonalidade nas suas atividades. Deve-se salientar, no entanto, que períodos de licitações de blocos, no Brasil ou nos outros países em que a IPEX tem atuado, ensejam um aumento na contratação de estudos e consultorias vinculadas à avaliação geológica, geoquímica e geofísica de blocos exploratórios.

e) principais insumos e matérias primas, informando:

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável.

Os insumos necessários à condução das atividades da Companhia são divididos entre serviços, materiais e equipamentos e mão de obra.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Os principais serviços utilizados pela Companhia são: (i) aquisição e processamento de dados de geologia, geoquímica e geofísica; (ii) perfuração de poços; (iii) perfilagem e avaliação de poços; (iv) transporte aéreo e fluvial; (v) alimentação de equipes de campo; (vi) preparação de bases de perfuração; e (vii) preparação de bases de logística e apoio.

Os principais materiais e equipamentos utilizados pela Companhia estão disponíveis no Brasil, mesmo aqueles de origem estrangeira. Dentre tais matérias e equipamentos destacamos: (i) insumos para as atividades de perfuração como materiais de lama de perfuração, incluindo produtos naturais em argila, produtos químicos, cimento e outros; (ii) produtos químicos para lamas de perfuração; (iii) tubos de revestimento e tubos de perfuração; e (iv) combustíveis para embarcações.

Por fim, a mão-de-obra utilizada pela Companhia pode ser dividida em: (i) mão-de-obra especializada; e (ii) mão-de-obra para serviços gerais.

Todos os investimentos conduzidos nas atividades de exploração e produção no Brasil devem atender às ofertas feitas pela Companhia nos leilões da ANP, quanto ao "conteúdo local" e "investimentos mínimos" comprometidos quando da aquisição dos blocos de exploração.

Os nossos principais fornecedores de serviços na Bacia do Solimões são:

- Queiroz Galvão Perfuração e Tuscany, na área de serviços de perfuração;
- Schlumberger, para teste de poços e serviços de avaliação, incluindo o fornecimento de insumos como os produtos químicos utilizados nas luvas de perfuração. No entanto, estamos estudando outras contratações que poderão incluir outras empresas como Baker Hughes, Halliburton, and Weatherford;
- Lasa/Fugro para levantamentos aéreos (gravimetria e magnetometria);
- Geokinetics, Geoquasar e Global para serviços de aquisição sísmica;
- Threetek, na área de levantamentos de imagens de satélites para a identificação de exsudações de óleo e gás natural;
- Hay Group, para a assessoria em recursos humanos e organização da empresa; e
- Gás Energy, para assessorar na comercialização dos hidrocarbonetos a serem produzidos.

No caso da Namíbia, os principais fornecedores ainda não estão definidos. No entanto, já realizamos contatos com as sucursais brasileiras das empresas internacionais que poderão nos atender.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores.

Para informações acerca de nossos principais fornecedores, vide item "i", acima.

Em regra, as nossas atividades não estão sujeitas a dependência de poucos fornecedores e são contratadas em condições competitivas. Alguns serviços, entretanto, são prestados por poucas empresas no Brasil, tais como a aquisição sísmica e a perfuração de poços.

No nosso entendimento, mesmo em tais casos, não há dependência específica ou sujeição atual ou futura a poucos fornecedores, na medida em que existe um intercâmbio comercial adequado nos países em que atuamos, o que cria condições de competição adequadas.

iii. eventual volatilidade em seus preços.

Em relação à volatilidade de preços ou custos dos bens e serviços, tem-se observado que os custos das atividades de exploração e produção apresentam certa correlação com os preços do petróleo no mercado internacional. Sendo esta uma indústria internacional, os prestadores de serviço internacionais tendem a ser influenciados pelos preços do mercado do petróleo.

No caso da IPEX, as considerações são semelhantes àquelas descritas acima, porém sem incluir atividades de perfuração e produção.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

A receita líquida da Companhia para o ano fiscal findo em 31.12.2009 se refere apenas ao segmento de serviços integrados para a indústria de E&P do petróleo, reconhecido na controlada IPEX (uma vez que a HRT O&G encontra-se em fase pré-operacional), sendo que do faturamento líquido total de 2009 da controlada IPEX, 30,9% foram provenientes da ANP e 17,4% da Devon Energy.

Com relação ao faturamento líquido total do período encerrado em 30.06.2010 da IPEX, 48,8% foram provenientes da ANP e 15,4% da Petrobras.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações:

Ambiente regulatório brasileiro

A Constituição Federal de 1988 reafirmou o monopólio da União sobre a prospecção e exploração de petróleo, recursos de gás natural e outros depósitos de hidrocarboneto fluido, bem como sobre a refinação, importação, exportação e transporte marítimo ou por gasoduto de petróleo bruto e gás natural. Na data da promulgação, a Petrobras era a única empresa qualificada a explorar e produzir óleo e gás natural no Brasil.

Em 9 de novembro de 1995, uma emenda constitucional foi editada, nos termos da qual empresas de exploração e produção poderiam participar de contratos de concessão para explorar e produzir óleo e gás natural, sujeitas às condições previstas na legislação aplicável.

A Lei nº 9478/97, chamada de Lei do Petróleo, prevê:

- a criação do Conselho Nacional de Política Energética **-** CNPE, e da ANP;
- a exploração e a produção de hidrocarbonetos, a serem regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal por meio de uma agência estatal normativa; e
- a revogação da Lei 2.004/53, que indicava a Petrobras como o agente exclusivo para exercer o monopólio da União.

Em março de 2009, o Congresso Nacional promulgou uma lei que regulamenta as atividades na indústria do gás, incluindo o transporte e comercialização. A Lei do Gás criou um regime de concessão para a construção e operação de novos gasodutos, mantendo ao mesmo tempo um regime de autorização para os gasodutos sujeitos a acordos internacionais. De acordo com a Lei do Gás, após um determinado período de exclusividade as operadoras serão obrigadas a dar acesso aos gasodutos e terminais *offshore*, exceto os terminais de GNL, a terceiros, a fim de maximizar a utilização da capacidade. Autorizações anteriormente emitidas pela ANP para o transporte de gás natural permanecerão válidas por 30 anos a contar da data de publicação da Lei do Gás e as primeiras transportadoras receberem exclusividade para esses gasodutos por 10 anos. A ANP emitirá os regulamentos que regem o acesso de terceiros e remuneração do transportador, se não houver acordo entre as partes.

A Lei do Gás também autorizou alguns consumidores, que podem adquirir gás natural no mercado aberto ou obter o seu próprio abastecimento de gás natural, a construírem instalações de distribuição e gasodutos para uso próprio para o caso de as distribuidoras de gás locais, controladas pelos Estados que têm o monopólio sobre a distribuição local de gás, não satisfazerem as suas necessidades de distribuição. Esses consumidores são obrigados a delegar a operação e manutenção das instalações e gasodutos a distribuidoras de gás locais, mas eles não estão obrigados a firmar acordos de fornecimento de gás com as distribuidoras de gás locais.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e BioCombustíveis (ANP)

Criada pela Lei do Petróleo, a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e BioCombustíveis) é o órgão do setor de óleo e gás brasileiro vinculado ao Ministério das Minas e Energia. A função da ANP é regular e supervisionar o setor de petróleo, gás natural e energia renovável no Brasil. Um dos principais objetivos da ANP é criar um ambiente competitivo para o setor de óleo e gás natural no Brasil, que resultaria em menores preços e melhores serviços para os consumidores brasileiros. Outras principais responsabilidades incluem a realização de leilões ofertando blocos de exploração *onshore* e *offshore*, concessão de licenças de exploração, para atividades de desenvolvimento e produção de óleo e gás natural.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O CNPE *(Conselho Nacional de Política Energética)* também foi criado pela Lei do Petróleo e é presidido pelo Ministro das Minas e Energia. O CNPE tem a tarefa de propor políticas nacionais de energia. Desde 2002, o CNPE elaborou política de produção de óleo e gás natural para licitações relativas aos blocos de exploração e bacias petrolíferas no Brasil.

Política de Preços

Até a promulgação da Lei do Petróleo, o Governo Federal regulava todos os aspectos dos preços do petróleo e derivados no Brasil, desde o custo do petróleo importado para uso em refinaria até o preço dos produtos derivados do petróleo refinado. Após a promulgação da Lei do Petróleo em 1997, o Governo Federal alterou as suas políticas de regulamentação dos preços, tendo: (i) introduzido uma nova metodologia para determinação dos preços de derivados de petróleo destinados a seguir os preços internacionais predominantes em dólares e (ii) eliminado gradualmente os controles sobre os preços no atacado.

Desde 1º de janeiro de 2002, nos termos da Lei 9.990/00, o Governo Federal eliminou os controles de preços do petróleo e derivados de petróleo, exceto pelo gás natural vendido para usinas movidas a gás e GLP. Isso resultou em maior competição e ajustes adicionais nos preços, uma vez que outras empresas foram autorizadas a participar do mercado brasileiro e importar e/ou exportar petróleo, derivados de óleo e gás natural.

Em 2009, a Lei do Gás autorizou a ANP a regular os preços dos novos gasodutos sujeitos ao regime de concessão, utilizando procedimentos de “início de temporada” definido na Lei do Gás e aprovou os preços informados pelos transportadores para os gasodutos sujeitos a licenças.

Concessões

A ANP é responsável pela concessão dos direitos de exploração, de desenvolvimento e de produção de óleo e gás natural nas bacias sedimentares do Brasil por meio de um processo de licitação transparente e competitivo. A ANP conduziu dez rodadas de licitação de blocos de exploração desde 1999.

A identificação e definição dos blocos a serem oferecidos se baseiam na disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que indicam a possibilidade de hidrocarbonetos. Além disso, para fins de proteção do meio ambiente, a ANP, o Instituto Brasileiro do Meio-Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA e as agências ambientais estaduais analisam todas as áreas antes de decidir quais blocos serão oferecidos nas rodadas de licitação. Os níveis de exigência do licenciamento ambiental dos diversos blocos a serem leiloados são então publicados, permitindo que a futura concessionária inclua considerações ambientais ao determinar quais projetos irá buscar. Essas diretrizes ambientais são revisadas e atualizadas a
cada rodada de licitação da ANP.

Para fins de participação nas rodadas de licitação conduzidas pela ANP, as empresas, brasileiras ou não, devem se qualificar individualmente, indicando sua capacidade técnica e financeira, bem como sua experiência anterior. As empresas podem, no entanto, apresentar suas ofertas durante o processo individualmente ou através de consórcio. No caso de formação de consórcio, a ANP exige a nomeação de uma empresa líder, designada como "operadora," que irá liderar o consórcio e será responsável pelas suas atividades, sem prejuízo da responsabilidade conjunta dos outros membros não-operacionais do consórcio. O operador deterá pelo menos 30% da concessão.

O processo de qualificação tem início com a submissão de um conjunto de documentos designados como “declaração de interesse”, que inclui informações societárias básicas a respeito do licitante e de seus acionistas.

A empresa que submete uma declaração de interesse deverá efetuar o pagamento de uma taxa de participação antes do envio das suas qualificações técnicas, jurídicas e financeiras. Após o pagamento, a empresa receberá um pacote contendo todas as informações relevantes sobre as áreas de licitação,

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

normalmente compostas de informações técnicas e sumários geológicos. A taxa de participação varia de acordo com a bacia onde os blocos estão localizados, e as empresas podem apenas apresentar ofertas para blocos localizados nos setores da bacia para aos quais as empresas efetuaram o pagamento das taxas de participação.

Caso a empresa decida prosseguir, a mesma participará de uma segunda rodada de qualificação, que levará em consideração determinadas questões técnicas, jurídicas e financeiras, que visam determinar a capacidade técnica e operacional do licitante conforme descrito abaixo:

• Habilitação técnica: a habilitação técnica de companhias será baseada na respectiva experiência nas atividades de exploração e produção de óleo e gás natural. A companhia poderá requerer habilitação técnica como operador ou não operador, sendo que as companhias que solicitarem habilitação como operadoras devem apresentar um resumo técnico das informações que fundamentem sua capacidade operacional. As companhias que se habilitarem como não operacionais, só poderão participar de uma rodada de licitação como membro de consórcio que tenha sido um operador habilitado a operar o bloco em questão. As companhias poderão se habilitar como operadores A, B ou C, sendo que os operadores A têm permissão para darem lances para todos os blocos, os operadores B apenas para blocos terrestres e de água rasa, e os operadores C exclusivamente para blocos terrestres;

• Habilitação jurídica: o componente de habilitação jurídica requer a apresentação à ANP de documentação societária adequada. Essa documentação inclui os estatutos sociais ou contratos sociais da empresa bem como uma descrição jurídica da cadeia acionária da mesma. Empresas estrangeiras devem apresentar documentação provando que as mesmas foram validamente constituídas segundo as leis de seu pais de origem e contendo compromisso de que, caso sejam vencedoras da licitação, irão constituir uma empresa com sede e administração no Brasil, incorporada segundo as leis brasileiras; e

• Habilitação financeira: a habilitação financeira é verificada com base no patrimônio líquido exigido, com diferentes limites correspondentes a vários níveis de habilitação. Na nona rodada de licitação, um operador A era obrigado a ter um patrimônio líquido mínimo de R$22 milhões; um operador B era obrigado a ter um patrimônio líquido mínimo de R$20 milhões; e um operador C de R$1 milhão. Uma empresa com menos de R$1 milhão de patrimônio líquido não pode dar lance a menos que seja parte de um consórcio. A habilitação financeira é verificada com base nas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas, referências bancárias, e/ou outros registros financeiros.

Caso todas as exigências sejam atendidas, a empresa será considerada como qualificada para participar da licitação e apresentar ofertas pelas áreas de licitação dentro da sua categoria.

Análise das Ofertas

Na análise das ofertas apresentadas pelas empresas interessadas, a ANP identifica a oferta mais vantajosa com base em critérios objetivos definidos no edital de convocação aplicável. A pontuação é definida para cada oferta. Na última rodada de ofertas, o critério incluía os seguintes fatores: (i) bônus de assinatura, com peso relativo de 40%; (ii) compromisso da concessionária em utilizar o fornecedores brasileiros locais de acordo com os percentuais exigidos no edital, com peso relativo de 20% (5% na fase de exploração e 15% na fase de desenvolvimento); e (iii) o Programa Exploratório Mínimo - PEM, com peso relativo de 40%.

Contratos de Concessão

Os contratos de concessão assinados com a ANP regem os direitos e as responsabilidades do(s) licitante(s) vencedor(es) sobre determinados blocos de exploração. O contrato de concessão é dividido em duas fases: (i) exploração, inclusive avaliações, e (ii) produção, inclusive desenvolvimento. A fase de exploração nos termos dos contratos de concessão pode durar de 3 a 7 anos, enquanto que a fase de produção pode durar até 27 anos (sendo permitidas prorrogações mediante aprovação da ANP).

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os principais termos dos contratos de concessão incluem: (i) definição do bloco de concessão; (ii) validade e termos das atividades de exploração e produção; (iii) Programa Exploratório Mínimo; (iv) condições para devolução das áreas sob concessão; (v) garantias a serem prestadas pelas concessionárias para garantir o cumprimento do contrato de concessão, inclusive investimentos necessários em cada fase; (vi) multas aplicáveis na hipótese de descumprimento dos termos contratuais; (vii) procedimentos relacionados à cessão total ou parcial do contrato; e (viii) regras para devolução e desocupação de áreas, inclusive para retirada de equipamentos e instalações e reversão de ativos.

Os direitos das concessionárias incluem: (i) o direito exclusivo de perfuração e produção na área de concessão; (ii) a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos após recolhimento de impostos; (iii) o direito de vender os hidrocarbonetos produzidos e, se necessário, exportá-los. O contrato de concessão prevê que, na hipótese de risco de falta de combustível no Brasil, as concessionárias podem vir a ser solicitadas a contribuir, na proporção da sua produção, de forma a atender as necessidades do mercado doméstico.

As principais obrigações das concessionárias previstas no contrato de concessão são: (i) a assunção de custos e riscos relacionados à exploração e à produção de hidrocarbonetos, inclusive responsabilidade pelos danos ambientais; (ii) o cumprimento das exigências relacionadas à aquisição de ativos e serviços de fornecedores domésticos; (iii) o cumprimento das exigências relacionadas à implementação do programa exploratório mínimo proposto na oferta vencedora; (iv) as atividades de conservação de reservatórios; (v) a apresentação periódica de relatórios, dados e informações relevantes para a ANP; (vi) os pagamentos pela participação governamental; e (vii) a responsabilidade pelos custos relacionados à desativação e abandono de instalações.

Nos termos do contrato de concessão, as partes poderão submeter qualquer litígio ou conflito resultante do ou relativo ao contrato de concessão a um procedimento de arbitragem *ad hoc*. A arbitragem será conduzida por três árbitros na Cidade do Rio de Janeiro, no idioma português, nos termos da Lei No. 9.307, de 23 de setembro de 1996 (Lei de Arbitragem) e do Regulamento do Tribunal de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (ICC).

Até a data de entrega deste Formulário de Referência, encontrava-se em discussão no Congresso Nacional um novo modelo regulatório para as atividades correspondentes à “área do denominado pré-sal”, nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, bem como áreas que venham a ser consideradas estratégicas. Esta nova legislação será aplicada tanto para os processos de licitação quanto para os modelos de contratos entre as Companhias e a ANP, assim como em relação à empresa que será a operadora nos blocos em questão.

Contratos de Consórcio e Joint Venture

Para mitigar os riscos de exploração e maximizar o escopo do seu portfólio, diversas empresas do setor de óleo e gás natural no Brasil participam de licitações através de consórcio. O processo envolve a celebração de um acordo vinculante entre as partes antes da rodada de licitação, que descreve, dentre outros termos e condições, a pauta para estudo conjunto da área em questão e bem como as participações a serem detidas por cada um dos membros. Em geral, as partes arcam com os custos relacionados à área de concessão proporcionalmente à sua participação naquela área. A legislação brasileira também prevê responsabilidade conjunta entre os membros do consórcio. Uma vez que o consórcio não corresponde integralmente uma entidade jurídica para fins da legislação fiscal brasileira, o mesmo não é considerado como contribuinte independente.

Após a rodada de licitações, seja antes ou após a assinatura do contrato de concessão entre as partes e a ANP, os membros do consórcio podem celebrar um contrato de *joint venture,* no qual são divididas as responsabilidades e investimentos para exploração e produção do bloco. Esses acordos particulares geralmente se baseiam em um modelo padrão preparado pela Associação de Negociadores Internacionais de Petróleo - ANIP. Nos termos deste modelo, os consórcios são geridos por um comitê operacional, responsável pela supervisão e direcionamento geral das operações conjuntas e que representa a maior autoridade colegiada do consórcio.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Contratos de Farm-In/Farm-Out

As empresas do setor de óleo e gás natural podem ceder suas participações em um determinado bloco de exploração, no todo ou em parte, por meio de contratos conhecidos como contratos de *farm-out,* ou contratos de participação. Os contratos de *farm-out* têm sido aprovados pela ANP desde que as partes estejam habilitadas, Os termos e as condições prevêem o percentual correspondente de participação no bloco de exploração nos termos da cessão e precisam ser aprovados pela ANP.

Rodadas de Licitação Anteriores

Após a abertura do mercado a empresas privadas e a criação da ANP em 1997, o Brasil conduziu dez rodadas de licitação. Devido ao sucesso exploratório no Brasil, as rodadas por vezes atraíram interesse significativo e grandes bônus de assinatura.

A nona rodada de licitação da ANP foi conduzida no dia 27 de novembro de 2007, quando 271 blocos em bacias *offshore* e *onshore* foram ofertados, distribuídos por nove bacias, totalizando, aproximadamente, 73.079 km^2. Em dezembro de 2008, a ANP realizou a décima rodada de licitação, a qual consistia apenas de blocos *onshore*, dos quais 130 foram oferecidos, mas apenas 54 blocos foram adquiridos.

Importação e Exportação

A ANP monitora a exportação de petróleo, gás natural e derivados de petróleo. As importações estão sujeitas aos seguintes controles governamentais: (i) Secretaria de Comércio Exterior (SECEX) do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, responsável pela supervisão dos registros e procedimentos de licenciamento; (ii) Banco Central do Brasil, que aprova os pagamentos de importações financiadas; e (iii) Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda, que supervisiona o desembaraço aduaneiro dos produtos importados. As importações estão ainda sujeitas à prévia autorização por escrito e sujeitas às normas de controle de qualidade da ANP.

A ANP tem poderes para conceder autorizações para aos exportadores de petróleo e seus derivados, bem como gás natural e condensado.

Aspectos Tributários das Atividades de Óleo e Gás Natural

Introdução

A Lei do Petróleo introduziu modificações e benefícios significativos na tributação das atividades de óleo e gás natural. O principal componente da tributação de petróleo é o valor a pagar ao governo, composto de bônus de assinatura, taxas a pagar referentes à ocupação ou à titularidade de áreas, *royalties* e em determinados casos taxa especial de participação.

Valores a pagar ao Governo

Após a entrada em vigor da Lei do Petróleo e da regulamentação promulgada pela ANP, as concessionárias estão sujeitas ao pagamento ao Governo Federal de:

- bônus de assinatura;
- aluguéis pela ocupação ou retenção de áreas;
- participação especial; e
- *royalties* sobre a produção.

O valor mínimo do bônus de assinatura é definido nas regras de licitação das concessões e o valor se baseia na avaliação do potencial realizada pela ANP. Os bônus de assinatura devem ser pagos mediante a celebração do contrato de concessão. Adicionalmente, as concessionárias são obrigadas a pagar uma taxa de aluguel aos proprietários de terras que variam de 0,5% a 1,0% da respectiva produção de hidrocarboneto.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A participação especial é um encargo extraordinário que as concessionárias devem pagar no caso de obterem altos volumes de produtividade e/ou lucratividade dos campos petrolíferos, segundo critérios estipulados na regulamentação em vigor, e é devido trimestralmente para cada campo desde a data em que ocorre a produção extraordinária. Essa taxa de participação especial, quando devida, podendo chegar até 40% das Receitas Líquidas, dependendo (1) do volume de produção e (2) se bloco é *onshore*, de água rasa ou água profunda. Segundo a Lei do Petróleo e regulamentação editada pela ANP, a taxa especial de participação é calculada com base nas receitas líquidas trimestrais de cada campo, que consistem nas receitas brutas calculadas utilizando os preços de referência publicados pela ANP (que refletem preços internacionais e câmbio do período) menos:

• os *royalties* pagos;
• investimento na exploração;
• custos operacionais; e
• ajustes de desvalorização e impostos aplicáveis.

A ANP estabelece mensalmente os preços mínimos do petróleo produzido nos campos situados nas áreas concedidas a serem adotados para fins de cálculo dos *royalties* e da participação especial, quando aplicável. Os *royalties* correspondem a um percentual que varia de 5% a 10%, conforme definido no edital de licitação em questão e no contrato de concessão, aplicados aos preços de referência do óleo e gás natural estabelecidos pela ANP. Ao determinar a porcentagem dos *royalties* aplicável a um determinado bloco sob concessão, a ANP leva em conta, dentre outros fatores, os riscos geológicos envolvidos e os níveis de produção esperados. Nossos contratos de concessão prevêem *royalties* de 10%.

Aspectos Fiscais Relevantes sobre Atividades Upstream

O sistema especial alfandegário de mercadorias a ser utilizado nas atividades de petróleo e gás no Brasil, ou REPETRO, visa principalmente reduzir a carga tributária sobre empresas envolvidas na exploração e na extração de óleo e gás natural, por meio de isenção ampla de impostos federais devidos sobre a importação de determinados equipamentos (plataformas, equipamentos subaquáticos, dentre outros), sujeita ao cumprimento das exigências legais aplicáveis. Para se beneficiar do REPETRO, as mercadorias devem importadas numa base temporária e são emprestadas ou arrendadas de uma entidade estrangeira e a titularidade deverá permanecer com a entidade estrangeira.

Em 2007, a legislação relativa à imposição do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre equipamentos importados para o Brasil nos termos do sistema REPETRO foi substancialmente modificada (Acordo ICMS No. 130/07). Essa regulamentação permite aos estados brasileiros reduzirem a base fiscal do ICMS referente às mercadorias adquiridas nos termos do sistema REPETRO para a fase de produção e fase de exploração.

De acordo com a legislação atualmente em vigor, o ICMS sobre combustíveis derivados do petróleo é auferido no ponto de venda, e não ao nível de produção. Consequentemente, o imposto é principalmente cobrado nos Estados onde são efetuadas as vendas de combustível.

Nos termos da Lei do Petróleo e legislação subsequente, Lei No. 10.336/01, o Governo Federal estabeleceu a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), um tributo sobre o consumo devido pelos produtores, misturadores e importadores sobre as compras e vendas de petróleo e combustíveis a um percentual determinado para cada produto com base na unidade de medida normalmente utilizada para tais produtos.

O pré-sal e áreas estratégicas

O governo brasileiro anunciou recentemente uma iniciativa para a introdução de um novo regime jurídico aplicável exclusivamente à área do pré-sal e outras áreas consideradas estratégicas (ou seja, áreas de baixo risco e alto potencial de descobertas, que serão identificadas pelo governo). Embora a Bacia do

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Solimões onde nossas reservas estão localizadas não seja atualmente considerada estratégica, a mesma poderá ser assim considerada no futuro, dado o tamanho, localização e qualidade de suas reservas.

O projeto de lei do pré-sal permanece em discussão no Congresso. O novo regime instituiria uma estrutura de partilha de recursos para exploração e produção no pré-sal e outras áreas estratégicas.

Em um regime de partilha de produção, empresas do setor privado seriam contratadas pelo estado para explorarem e produzirem petróleo e gás natural e teriam direito a uma parcela da produção. Isso difere do regime de concessão, em que a concessionária é proprietária de toda produção que obtiver em troca de pagamentos feitos ao Estado segundo a Lei do Petróleo e o contrato de concessão.

Os contratos de partilha geralmente prevêem o pagamento de um royalty calculado sobre a produção bruta. O parceiro privado tem o direito a um percentual do volume de produção (líquida dos royalties) a fim de compensar os custos operacionais ("óleo de custo"), enquanto o volume remanescente ("óleo de lucro") é então partilhado entre o Estado e o parceiro privado. A estrutura proposta pelo governo brasileiro também aproveitou estes conceitos tradicionais de óleo de custo (com limites a serem definidos nos respectivos contratos) e de óleo de lucro; em processos de licitação, os contratos serão concedidos àqueles que oferecem o maior percentual de óleo de lucro ao governo (acima do limite percentual a ser estipulado no processo de licitação). O papel do governo brasileiro na parceria de partilha de produção será exercido através de companhia estatal especialmente criada para esse fim.

A Petrobras provavelmente será a operadora exclusiva para todas as áreas a serem exploradas no âmbito do novo regime proposto e sua participação poderá ser fixada pelo Governo Federal (sem ter participado de procedimento de licitação) ou através de sua participação em licitação. Conforme consta do projeto de lei em tramitação, caso o parceiro do Estado seja um consórcio, a Petrobras terá a garantia de uma participação mínima de 30% em todos os contratos levados a leilão, e tal porcentagem pode aumentar por iniciativa do CNPE, conforme delegado pelo Ministério das Minas e Energia - MME.

A parceria entre o Estado e o consórcio incluindo a Petrobras e parceiros privados será gerida por um conselho operacional, através do qual metade dos membros (inclusive o presidente, que terá voto de qualidade e os direitos de veto) será eleita pelo estado. O conselho operacional será responsável por todas as decisões importantes de gestão/operacionais relacionadas à parceria, inclusive as decisões de investimento e acordos sobre arranjos de segregação da produção (unitização).

Pelo novo regime de partilha de produção, a exploração e a produção de petróleo e de gás natural, o contratado (empresas privadas e a Petrobras) exercerá, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção. Em caso de descoberta comercial, o contratado terá direito à restituição do custo em óleo, bem como parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos no contrato, e sobre tal parcela serão também devidos *royalties*.

A criação da nova empresa estatal – Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) - que vai gerir o interesse do estado no regime de partilha de produção foi autorizada pela Lei nº 12.304, de 02 de agosto de 2010. A legislação instituindo o novo regime de partilha de produção ainda está em discussão no Congresso e não é possível dizer se será aprovada antes do término do atual mandato presidencial, em dezembro de 2010.

Ambiente regulatório na Namíbia

Estrutura Normativa da Namíbia

A Namíbia se tornou independente da África do Sul em março de 1990. Antes da primeira rodada de licenciamento de março de 1991, a legislação do petróleo foi aprovada pela Assembleia Nacional. A legislação consiste na Lei de Produtos do Petróleo e Energia, que regula a indústria do petróleo em geral, na Lei do Petróleo de 1991 para Exploração e Produção e para a Tributação derivada. Essas duas últimas leis foram parte do Modelo do Acordo de Petróleo, de 1991. O Ministério das Minas e Energia supervisiona a indústria de exploração e produção na Namíbia.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Modelo de Contrato de Petróleo de 1991 estabelece o arcabouço regulatório para implantação da Lei do Petróleo (Exploração e Produção) e da Lei do Petróleo (Tributação), exigindo que um acordo de petróleo seja celebrado entre uma empresa e o Estado antes da concessão de uma licença de exploração ou produção:

- Exploração: O acordo concede direitos exclusivos de exploração sobre uma área de licença designada. Uma estrutura é fornecida em relação às obrigações mínimas de trabalho e gastos. Este é um dos principais itens licitáveis ao se candidatar a uma licença. Uma garantia de execução também é exigida da matriz. Esta exigência é considerada necessária, pois o titular da licença será uma sociedade registrada da Namíbia, e portanto, poderão não ter ativos suficientes para lastrear as suas obrigações decorrentes do acordo.

- Descoberta: O acordo define descoberta como "descoberta de petróleo recuperável na superfície da terra em fluxo mensurável por métodos de teste convencionais do setor petroleiro." Depois disso, testes devem ser feitos para definir se a descoberta é de possível interesse comercial. Se assim for, um programa de avaliação deve ser apresentado no prazo de 60 dias e o mesmo deve ser realizado em dois anos de sua aprovação. A decisão será, então, tomada pela empresa e governo quanto à possibilidade ou não de a descoberta ser comercialmente viável. Se não houver consenso, um avaliador independente será utilizado e, se necessário, o governo poderá desenvolver descoberta independentemente.

- Produção: Licenças de produção poderão incluir blocos de descobertas individuais e até outros oito blocos vicinais. Antes do início dos trabalhos, um plano de desenvolvimento deve ser apresentado e aprovado pelo estado.

- Obrigação de Abastecimento Interno: Uma empresa poderá ser obrigada a vender óleo cru na Namíbia (a fim de atender necessidades internas) de maneira proporcional em relação a outros produtores. O preço pago irá ser aqueles praticados globalmente.

- Gás Natural: O acordo não oferece uma estrutura integral para os termos em que depósitos de gás não associados podem ser desenvolvidos. O estado prevê que os termos e condições para a exploração do gás natural serão negociados separadamente. É facultado ao estado tomar para si qualquer excesso de gás natural gratuitamente, embora tenha de arcar com os custos de transporte.

Companhia Petroleira Estatal

A National Petroleum Corporation of Namíbia (Namcor) tem competência para realizar operações de reconhecimento, exploração ou produção. Também tem autorização para realizar operações de refino, venda e distribuição. Entretanto, seu papel principal tem sido o de consultor do estado para questões de petróleo. Embora não tenha participado da primeira rodada de licenças em junho de 2000, a Namcor adquiriu sua primeira participação de 9% como sócio da área 1711 operada pela Vanco. Em 2003, a Namcor detinha participação de 10% no projeto de Kudu. Em 2009, a Namcor detinha participação em sete blocos: INA, 1711, Kudu, Owambo, 2011B, 2111A e Luderitz. Não está prevista a participação automática da Namcor em tais descobertas após terem sido feitas.

Licenciamento

A estrutura de exploração e produção de petróleo na Namíbia é prevista na Lei do Petróleo (Exploração e Produção) de 1991 e no Modelo de Acordo de Petróleo de 1991. A lei prevê três tipos de licenças:

- Licença de Avaliação: Permite investigações geológicas, geofísicas e outras investigações, menos a perfuração. O prazo inicial é de dois anos, renovável duas vezes por períodos de até dois anos cada. Licenças de avaliação não conferem direitos exclusivos ao seu titular.

- Licença de Perfuração: Permite direitos exclusivos para exploração total, inclusive perfuração. As licitações de licenças devem incluir um programa de trabalho e um plano de gastos de capital mínimos. As

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

licenças de perfuração devem prevalecer sobre licenças de avaliação pré-existentes, quando referirem-se à mesma área. O período de exploração inicial é de até 4 anos pode ser renovado duas vezes por períodos não superiores a dois anos (em casos excepcionais, o período inicial poderá ser prorrogado até o máximo de 5 anos, poderá ser aprovada uma terceira renovação ou qualquer dos períodos de renovação poderá ser prorrogado por no máximo três anos). Conforme especificado no modelo de acordo de petróleo, 50% da área licenciada (tanto licenças de avaliação e quanto de perfuração) deve ser devolvida ao final do período inicial, seguido de 25% da área original ao final dos dois prazos sucessivos. Os padrões de devolução devem seguir padrões de bloco. A devolução voluntária da área de exploração também é permitida. Se uma descoberta comercial for feita, uma licença de produção deve ser requerida no prazo de dois anos. Durante este período, estudos completos de avaliação e desenvolvimento devem ser realizados.

- Licença de Produção: Esta seria normalmente concedida ao titular da licença de exploração para o bloco da descoberta em questão. Pode ser concedida a outros requerentes se não houver nenhum outro titular de licença de exploração na área de exploração. As licenças de produção são válidas por 25 anos e podem ser renovadas uma vez por um período de 10 anos.

- Termos e Condições das Licenças: Estão previstos no artigo 14 da Lei do Petróleo da Namíbia, entre os quais se destacam: (a) a preferência pela contratação de mão-de-obra local; (b) patrocínio de treinamento para empregados locais contratados; e (c) necessidade de notificar o Ministério de Minas e Energia acerca da descoberta de qualquer mineral.

Além dos termos e condições acima, os titulares de licenças deverão também: (a) atuar nas áreas de concessão observando as melhores práticas da indústria; (b) tomar as medidas razoáveis necessárias para garantir a segurança, o bem estar e a saúde das pessoas empregadas em tais operações nas áreas de concessão; (c) manter em boas condições e em boa manutenção todas as estruturas, equipamentos e outros bens nas áreas de concessão e com o uso relacionado às operações; (d) promover a remoção de todos os equipamentos, dutos e instalações não destinados à atividade exploratória, após consulta aos Ministros de Meio Ambiente, da Pesca e de Finanças; (e) tomar as medidas razoáveis para avisar às pessoas que possam, ocasionalmente, estar na proximidade de tais estruturas, equipamentos ou outros bens, dos possíveis riscos decorrentes.

Questões Tributárias

Todas as licenças na Namíbia são regidas por concessões, que incluem disposições sobre *royalties* e impostos. Houve quatro rodadas de licenciamento até o momento e os termos diferem entre as duas primeiras e as duas últimas rodadas. O regime fiscal consiste dos seguintes elementos principais:

- *Royalties*: Para as licenças de terceira e quarta rodadas, o royalty é pago trimestralmente à alíquota de 5% do valor de mercado do petróleo produzido. A taxa é fixada em contratos iniciais, mas pode vir a ser negociada a zero para os campos marginais. Os *royalties* são pagos em dinheiro e não em espécie. Para as licenças da primeira e segunda rodadas, os royalties são de 12,5%.

- Imposto de Renda Pessoa Jurídica: O Imposto de Renda sobre Petróleo (PIT) incide à alíquota de 35% dos rendimentos tributáveis provenientes das licenças das rodadas 3 e 4 e 42% das licenças das rodadas 1 e 2. O ano fiscal é o período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro.

- Imposto sobre Lucros Adicionais (APT): O APT está diretamente relacionado à lucratividade em qualquer exercício e só é cobrado quando a empresa ganha além de uma determinada taxa de retorno sobre o fluxo de caixa líquido de um projeto. O fluxo de caixa líquido é definido como fluxo de caixa após o royalty, deduções de PIT e o próprio PIT. Segundo o esquema de três níveis incrementais de APT, as taxas máximas de retorno que deflagram os pagamentos de APT são 20%, 22,5% e 25% em termos reais após impostos para as licenças da primeira e segunda rodadas e 15%, 20% e 25% para as licenças da terceira e quarta rodadas. O índice de inflação será o Índice de Preços do Produto de Mercadorias Industriais dos Estados Unidos salvo se outro for acordado no momento da concessão da licença. O primeiro nível do APT é fixo. As alíquotas do segundo e terceiro níveis são negociáveis porém, superiores

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

à do primeiro nível; e são os principais itens fiscais licenciáveis quando se requer uma licença. Qualquer alteração futura na alíquota do PIT será automaticamente compensada por uma mudança contrária na alíquota do primeiro nível de APT. Isto seria calculado de modo a manter a mesma taxa marginal combinada. Os ofertantes da primeira rodada ofertaram alíquotas de APT muito diferentes para suas licenças. Isso ocorreu devido à combinação ideal de alíquotas fiscais e retornos variaram de acordo com a percepção da companhia em relação à magnitude da descoberta que poderia ser feita e o momento em ocorreria o gasto necessário para colocar o campo em operação.

- Verbas de Capital: baixa dos custos de exploração acumulados durante o primeiro exercício de produção (desde que não transferidos para outro campo em determinadas circunstâncias) e de até um terço das despesas incorridas para o desenvolvimento. O saldo remanescente das despesas com desenvolvimento é baixado em parcelas iguais durante os dois exercícios subsequentes;

- Incentivos para investimentos: os prejuízos apurados podem ser transferidos indefinidamente e as companhias petrolíferas estão isentas do *Imposto sobre Acionistas Não-Residentes* (NRST). Contribuições para fundos fiduciários de encerramento são dedutíveis para fins de *Imposto de Petróleo* e *APT*. Os itens necessários à exploração podem ser importados sem qualquer tributação, além de estar isentos de tributos sobre o valor adicionado.

Questões Trabalhistas

- *Lei Trabalhista de Ações Afirmativas (The Affirmative Action (Employment) Act):* De acordo com a Constituição da Namíbia, a legislação daquele país deve sempre procurar, direta ou indiretamente, o desenvolvimento daquelas pessoas no país que tenham sofrido desvantagem social, econômica ou educacional devido a leis e práticas discriminatórias do passado, ou implementar políticas e programas que visem consertar desequilíbrios sociais, econômicos e educacionais presentes na sociedade da Namíbia devido a tais leis e práticas discriminatórias.

Para abordar e retificar as políticas e práticas discriminatórias mencionadas acima, a Lei de Ação Afirmativa (*Affirmative Action Employment Act* - "AAA") foi promulgada, dispondo sobre medidas que empregadores relevantes são obrigados a respeitar de modo a assegurar que pessoas em grupos designados tenham as mesmas oportunidades e sejam justamente representadas nas diversas posições de trabalho na sociedade. Os grupos designados incluem pessoas de raças discriminadas, mulheres e deficientes físicos. Na contratação de empregados, o empregador relevante deverá dar tratamento preferencial a pessoas adequadamente qualificadas dos grupos designados.

Quando duas ou mais pessoas adequadamente qualificadas dos grupos designados forem próprias para o cargo, o empregador deverá dar prioridade ao candidato que for cidadão da Namíbia, ou, se todos forem cidadãos da Namíbia, ao candidato que pertencer a mais de um grupo designado. O empregador relevante deverá treinar um cidadão da Namíbia como substituto de cada empregado contratado por ele que não seja cidadão da Namíbia.

Dentro de um período de 18 meses após a classificação como empregador relevante, tal empregador relevante deverá apresentar um primeiro relatório de ação afirmativa à Comissão. Os primeiros relatórios de ação afirmativa por departamentos, ministérios ou agências no âmbito público, ou paraestatal, identificados como empregadores relevantes, deveriam ter sido apresentados até 6 de agosto de 2000.

O relatório de ação afirmativa seguinte deve ser apresentado dentro de 12 meses a contar da data de apresentação do primeiro relatório, e assim por diante, sendo apresentado uma vez a cada 12 meses da data de apresentação do relatório de ação afirmativa imediatamente anterior.

O primeiro relatório de ação afirmativa deverá conter um relatório de estatísticas, um plano de ação afirmativa, um resumo de medidas de ação afirmativa, objetivos numéricos, dentre outros, os nomes de todos empregados que não são cidadãos da Namíbia e seus respectivos substitutos que são cidadãos da Namíbia, os registros e documentos utilizados na preparação do relatório e quaisquer outras informações ou documentos exigidos pela Comissão.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Lei do Petróleo (Exploração e Produção) e Acordo do Petróleo (Namíbia): A Lei do Petróleo (Exploração e Produção) nº 2 de 1991 incentiva a contratação de cidadãos da Namíbia, o treinamento de cidadãos da Namíbia e a utilização de produtos nacionais. Tal constatação está confirmada no Acordo do Petróleo (*Petroleum Agreement*).

- Mudanças Propostas: As Diretrizes para Transformação e Desenvolvimento Econômico e Social (*Transformation, Economic and Social Empowerment Framework* - "TESEF") foram elaboradas em maio de 2006, a pedido do Departamento do Primeiro-Ministro e ainda não entraram em vigor. Alguns dos objetivos do TESEF são: (i) identificação de barreiras à participação, ao controle e à posse de ativos econômicos por parte de cidadãos da Namíbia que não têm poder na sociedade devido à discriminação do passado; (ii) elaboração de diretrizes para o desenvolvimento que incentivem a inclusão de todos e sejam transparentes e sustentáveis; e (iii) desenvolvimento das diretrizes para o desenvolvimento de cidadãos da Namíbia em desvantagem, devido à discriminação passada, com base no princípio da justiça social, crescimento econômico e transformação.

b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental:

Política ambiental no Brasil

A fim de proteger o meio ambiente, a ANP, o IBAMA e os Órgãos Ambientais Estaduais analisam todas as áreas disponíveis antes de decidir quais blocos serão ofertados nas rodadas de licitação. As exigências ambientais para os blocos a serem licitados são então publicadas, permitindo aos interessados efetuar uma avaliação mais objetiva dos riscos ambientais associados para determinar quais projetos estarão dispostos a executar.

Os custos envolvidos no atendimento da conformidade legal ambiental são decorrentes da elaboração dos estudos prévios que subsidiam a emissão da licença, custos com a licença em si, bem como, aqueles decorrentes do atendimento das condicionantes, tais como a implementação dos controles ambientais operacionais: padrões de descarte, gerenciamento dos resíduos, monitoramento ambiental e o pagamento da denominada "compensação ambiental". Tendo em vista que as atividades de E&P da Companhia encontram-se em fase pré-operacional, não incorremos em gastos relacionados ao cumprimento da regulamentação ambiental nos últimos exercícios sociais.

As atividades de E&P a serem desenvolvidas pela Companhia se encontram em fase pré-operacional. A Companhia já adotou medidas com vistas à obtenção de todas as licenças e autorizações necessárias para a implementação de seus projetos no Brasil.

Em relação ao licenciamento ambiental na Namíbia, a operação de sísmica será terceirizada, sendo que a solicitação das licenças necessárias para as atividades da Companhia será realizada oportunamente, conforme a legislação ambiental aplicável.

Em suas atividades a serem desenvolvidas nas bacias brasileiras, a Companhia e demais empresas de serviços contratadas seguem tanto a regulamentação local quanto as práticas internacionais da indústria.

Responsabilidade Ambiental no Brasil

As atividades desenvolvidas pela Companhia estão sujeitas a abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, bem como pelo Ministério Público, que podem impor sanções administrativas contra a Companhia por eventual inobservância da legislação.

De acordo com as leis ambientais brasileiras, os danos ambientais representam responsabilidade direta e indireta, objetiva e solidária. Isso significa que a obrigação de recuperar ou indenizar pelos danos

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

ambientais poderá afetar a todos que, direta ou indiretamente, são responsáveis por tais danos, independentemente de culpa. Dessa forma, caso qualquer dano ambiental seja causado devido às atividades que realizamos, diretamente ou por meio de companhias ou pessoas terceirizadas, incluindo a remoção de vegetação ou a inclusão de instalações em áreas protegidas, poderemos ser responsáveis pela recuperação de tais danos. A legislação ambiental também prevê a possibilidade de ultrapassar o vínculo corporativo com a controladora, sempre que representar um obstáculo para a recuperação dos danos causados à qualidade do meio ambiente.

As violações à legislação ambiental podem ainda caracterizar crime ambiental, atingindo tanto os administradores da Companhia, que podem até ser presos, como a própria pessoa jurídica. Podem, ainda, acarretar penalidades administrativas, como multas de até R$50 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência) e suspensão temporária ou definitiva de atividades. Ressalte-se que tais sanções serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente e a terceiros afetados.

Licenciamento Ambiental

As atividades potencialmente poluidoras, tais como aquelas relacionadas à extração de óleo e gás estão sujeitas à obtenção de licenças ambientais. O processo regular para obter uma licença ambiental no Brasil compreende três etapas: (i) a Licença Prévia - LP, que é concedida durante o estágio preliminar de planejamento do empreendimento e fornece (a) aprovação para localização e concepção do empreendimento, (b) a viabilidade ambiental do empreendimento, e (c) os requisitos básicos a serem atendidos durante as fases subseqüentes de implementação do empreendimento; (ii) a Licença de Instalação - LI, que autoriza a instalação do empreendimento, de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados pelas autoridades; e (iii) a Licença de Operação - LO, que autoriza a operação do empreendimento, após o efetivo cumprimento das condicionantes estabelecidas nas licenças descritas acima e confirmação pelas autoridades de que as medidas de controle ambiental requeridas para a operação tenham sido cumpridas.

O licenciamento ambiental das atividades concernentes ao setor de óleo e gás está sujeito à elaboração de Relatório de Controle Ambiental, para a solicitação de licença prévia (LP), licença de instalação (LI) e teste de longa duração (TLD) e Estudo Prévio de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental ("EIA/RIMA"), este subsidiando a emissão da licença de operação (LO), bem como à adoção de medidas de mitigação e compensação de impactos causados pelo empreendimento. Para compensação, a regulamentação ambiental impõe ao empreendedor a obrigação de alocar fundos para a implementação e manutenção de unidades de conservação em um montante, no máximo, 0,5% dos custos estimados para a implantação do empreendimento.

Além da responsabilidade penal e da obrigação de reparar possíveis danos ambientais ou de indenizar por tais danos, a não obtenção das licenças ambientais necessárias ou o não cumprimento das leis e regulamentações ambientais aplicáveis, poderá sujeitar os infratores à penalidades administrativas, de acordo com as legislações federal, estaduais e municipais, que podem incluir notificações, multas, interdição temporária ou permanente da atividade, embargo, demolição, suspensão de subsídios de agências públicas e fechamento temporário ou permanente do empreendimento.

Antes da 7ª Rodada de Licitações, quando os Blocos do Solimões foram levados a leilão, a Agência Nacional de Petróleo fez uma consulta formal ao IBAMA e as OEMAS, com base na Resolução CNPE n° 008 de 21.07.03, que preconiza, de acordo com seu "Art. 2° - A Agência Nacional do Petróleo - ANP, deverá: Inciso V - Selecionar áreas para licitação, adotando eventuais exclusões por restrições ambientais, sustentadas em manifestação conjunta da ANP, do IBAMA e de Órgãos Ambientais Estaduais".

Foram, dessa forma, incorporadas ao processo de concessão dos blocos, as diretrizes do Ministério do Meio Ambiente no que concerne o Programa de Zoneamento Ecológico Econômico da Amazônia, bem como as diretrizes especificas do IBAMA para os Blocos do Solimões. A

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Coordenação Geral de Petróleo e Gás/DILIC definiu as “Diretrizes técnicas para o planejamento e licenciamento de atividades petrolíferas na Amazônia” visando:

- Subsidiar decisão sobre oferta de blocos para as Rodadas da ANP.
- Identificar preliminarmente incompatibilidades em nível estratégico; minimizar conflitos no licenciamento.
- Adequar as atividades de E&P de Petróleo e Gás às políticas públicas de conservação e desenvolvimento sustentável.

Especificamente sobre os Blocos da 7ª Rodada, foram solicitadas as seguintes medidas a Agencia Nacional do Petróleo:

Bacia do Solimões: setor SSOL-C

- Solicitada adequação do setor, excluindo-se as áreas sobrepostas às Unidades de Conservação de Proteção Integral e Reservas Extrativistas e entornos; áreas de preservação permanente; e área do polígono AM-110 - biodiversidade (MMA, 2003). Exclusão das áreas alagáveis e demais corpos d`água continentais.

Dessa forma, o mapa abaixo reflete as adequações feitas pela Agência, sob as orientações do IBAMA, no que concerne a retirada de algumas áreas dos blocos da 7ª Rodada.

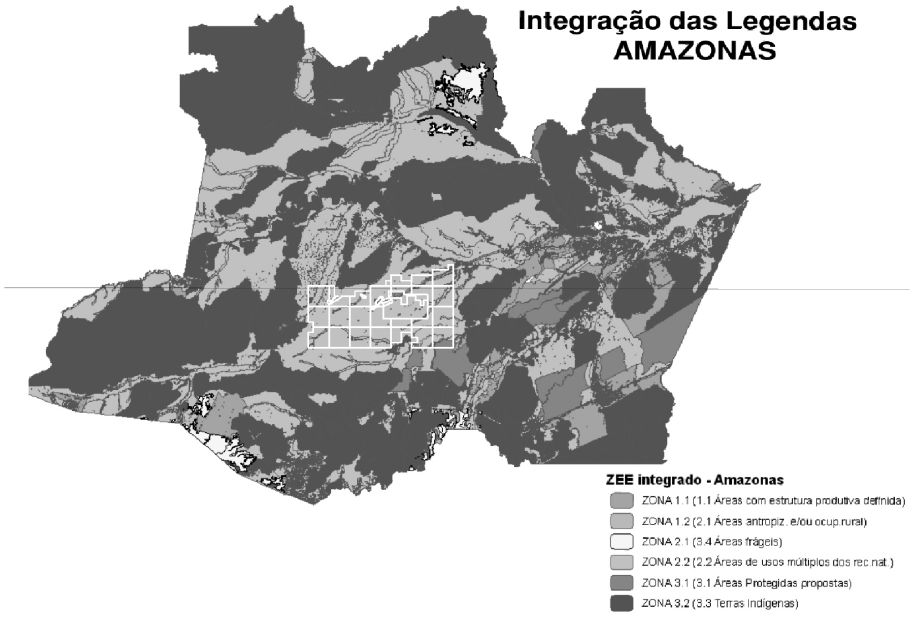


Figura - Blocos da HRT O&G em relação a áreas indígenas e protegidas após adequação às diretrizes do IBAMA.

Visando minimizar impactos, a ANP definiu, a partir dessa estreita cooperação com as agências ambientais, universidades e instituições de pesquisa e o setor empresarial, um conjunto de

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

diretrizes especificas para a orientação da atividade de E&P na Amazônia, que garantam o compromisso com a preservação ambiental e a responsabilidade social.

Cabe ressaltar que, conforme indicado no gráfico abaixo, nos blocos com participação da HRT O&G encontram-se, em princípio, aprovadas as operações de exploração e produção de óleo e gás no que concerne o MMA e o IBAMA, após consulta aos órgãos estaduais, mas não isentam a Companhia, como operadora do consórcio, de realizar os estudos requeridos e de buscas as licenças ambientais específicas para as atividades operacionais em andamento.

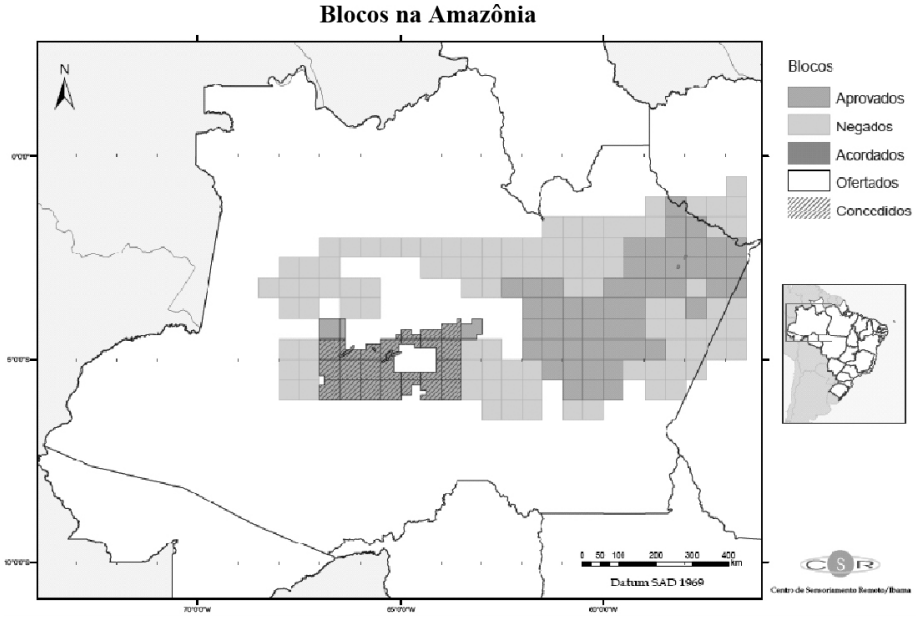


Figura - Detalhe dos blocos localizados na Amazônia.

Até o presente momento, no que tange ao licenciamento ambiental de suas atividades, a Companhia procedeu à solicitação das licenças prévias para aquisição sísmica 2-D, de licenças de instalação para perfuração de oito poços e de licença de instalação para a base de apoio de Manaus. Em 30 de setembro de 2010, as autoridades ambientais já nos tinham concedido 7 licenças para aquisição sísmica para 7 blocos e 5 licenças de perfuração para 5 blocos e licença de infraestrutura para uma base em Manaus.

Regulamentação ambiental na Namíbia

A Namíbia é um dos poucos países do mundo que estabelece proteção aos seus recursos naturais em sua constituição. Essa proteção, que se estende tanto aos recursos naturais onshore quanto offshore, é exercida pelo Ministério de Meio Ambiente e Turismo ("MMAT") da Namíbia. O MMAT iniciou a implementação de reformas das políticas e legislação ambientais com o objetivo de melhorar e desenvolver a proteção ambiental nesse país.

As nossas operações na Namíbia estão sujeitas a regulamentação ambiental, incluindo o Decreto de Prevenção à Poluição Atmosférica nº 11, de 1976 (Atmospheric Pollution Prevention Ordinance 11 of 1976) e à Lei de Prevenção e Combate à Poluição Marítima por Óleo nº 6, de 1981 (Prevention and Combating of Pollution of the Sea by Oil Act 6 of 1981). Essa regulamentação cobre uma gama extensa de matérias, que incluem prevenção contra poluição, descarte de emissões, regulamentação de assuntos trabalhistas, de segurança e saúde. Por força dessa regulamentação, podemos estar sujeitos, também, a custos para limpeza e responsabilidade por substâncias perigosas ou tóxicas que possam existir nas

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

nossas áreas de concessão ou que possam ser produzidas como resultado de nossas operações nessas áreas.

Além de possuir sua própria legislação ambiental, a Namíbia também é signatária de diversos acordos internacionais sobre regulamentação ambiental.

A nova Lei de Administração Ambiental (Environmental Management Act), de 2007, vai se tornar eficaz em breve. Essa lei deve impactar nas nossas operações, na medida em que ela estabelece maior controle governamental, requisitos ambientais mais rígidos e maiores penalidades pecuniárias por inadimplemento.

De acordo com esta nova lei, o Ministério competente poderá listar atividades (tais como extração de fontes naturais, geração e distribuição de energia e eliminação de resíduos e esgoto) que não poderão ser prestadas sem a apresentação de uma certidão negativa de passivos ambiental (*environmental clearance certificate*).

Finalmente, há nova legislação e regulamentação sendo preparadas em relação ao controle de poluição e ao gerenciamento de resíduos, mas ainda não há previsão de quando se tornarão eficazes.

Licenciamento ambiental na Namíbia

Em relação ao licenciamento ambiental da Namíbia, as exigências de proteção ambiental estão descritas no Acordo de Petróleo *(Petroleum Agreement)* e incluem:

- a Companhia deve conduzir as suas operações de modo a conservar os recursos naturais da Namíbia e proteger o meio ambiente;

- aplicar as melhores práticas da indústria para evitar danos ao meio ambiente;

- implementar propostas no Plano de Desenvolvimento, de forma a evitar a poluição, a prover o tratamento de esgotos e a salvaguarda dos recursos naturais e sua recuperação no caso de quaisquer perturbações; e

- no caso de qualquer dano ao meio ambiente, a Companhia deve tomar medidas adequadas de remediação dos danos.

O órgão responsável pela fiscalização das atividades operacionais é o Ministério de Minas e Energia, que estabelece as exigências para a emissão das devidas licenças e as emite.

A legislação local exige a apresentação, por parte das empresas que requeiram uma licença de exploração ou a renovação de tais licenças, de uma estimativa dos efeitos que a exploração objeto da licença irá provocar ao meio-ambiente. O Ministério competente poderá exigir, ainda, que se apresente um estudo de impacto ambiental de tal exploração.

Atividades como a aquisição sísmica, perfuração de poços e desenvolvimento da produção requerem estudos de impacto ambiental para a emissão das devidas licenças.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades:

A ANP é responsável por licenciar direitos de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, através de processo de licitação.

A identificação e definição dos blocos são baseadas na disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que indiquem a possível presença de hidrocarbonetos.

Para participar das rodadas de licitação realizadas pela ANP, as empresas precisam habilitar-se junto à agência e, uma vez qualificadas, apresentar suas propostas individualmente ou em consórcios, por

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

ocasião dos leilões públicos. Na hipótese da formação de consórcios, a ANP exige a designação de uma empresa líder, designada como “operador”.

1. O processo de habilitação inicia-se com a apresentação de um conjunto de documentos chamado “manifestação de interesse”.

2. Após manifestação de interesse, a empresa adquire um pacote com todos os dados relevantes das áreas em licitação, contendo informações técnicas e sumários geológicos.

3. Caso a empresa decida prosseguir, ela participará da rodada de habilitação, respondendo a certas questões técnicas, legais e financeiras.

4. Caso todas as exigências sejam satisfeitas, a empresa é considerada habilitada a participar da licitação e a apresentar propostas para as áreas em leilão.

Com a vigência da Lei do Petróleo e das regulamentações promulgadas pela ANP, exige-se que as concessionárias paguem ao Tesouro Nacional:

- Bônus de assinatura
- Pagamento pela ocupação ou retenção das áreas
- Royalties
- Participação especial

O valor mínimo dos bônus de assinatura é estabelecido nas regras da licitação para as concessões a serem leiloadas, bem como, um valor mínimo para o programa exploratório a ser ofertado.

Adicionalmente, a Lei do Petróleo também exige que as concessionárias de campos *onshore* paguem ao proprietário das terras uma participação especial, que varia entre 0,5% (zero vírgula cinco por cento) e 1,0% (um por cento) da receita operacional líquida derivada da produção no campo.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor:

A receita considerada nos itens 7.6 “a”, 7.6 “b” e 7.6 “c”, se refere apenas à IPEX (uma vez que a HRT O&G encontra-se em fase pré-operacional) e abrange apenas o período em que a IPEX passou a ser controlada pela Companhia.

Em 2009, a Companhia obteve receita total de serviços no mercado brasileiro no valor de R$12,8 milhões, equivale a 83,9% do total da receita líquida auferida pela Companhia. No período até 30.06.2010, a Companhia obteve receita total de serviços no mercado brasileiro no valor de R$ 4,9 milhões, equivale a 74,3% do total da receita líquida auferida pela Companhia.

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor:

Abaixo receitas provenientes dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total na Companhia em 2009:

	Período encerrado em 31 de dezembro de 2009	
Concentração de Receita por País	**Receita Líquida (R$ mil)**	**Proporção na Receita Líquida Total**
Colômbia	1.265	8,3%
Estados Unidos	1.152	7,5%
Países do continente africano	52	0,3%
Total Mercado Estrangeiro	**2.469**	**16,1%**
Total Companhia	**15.305**	**100,00%**

Abaixo receitas provenientes dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total na Companhia no período encerrado em 30.06.2010:

	Período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010	
Concentração de Receita por País	**Receita Líquida (R$ mil)**	**Proporção na Receita Líquida Total**
Uruguai	649	9,83%
Espanha	648	9,81%
Inglaterra	401	6,07%
Total Mercado Estrangeiro	**1.698**	**25,71%**
Total Companhia	**6.605**	**100,00%**

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor:

No período encerrado em 31 de dezembro de 2009, a IPEX obteve receita total de serviços no mercado externo no valor de R$ 2.469 mil, correspondentes a 16,1% do total da receita líquida auferida no período.

No período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010, a IPEX obteve receita total de serviços no mercado externo no valor de R$ 1.698 mil, correspondentes a 19,67% do total da receita líquida auferida no período.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Na data deste Formulário de Referência, a sujeição à regulação desses países é pequena na medida em que a prestação de serviços se dá, em sua maioria, a partir do território brasileiro e a Companhia e suas controladas não possuem estabelecimentos permanentes nos referidos países.

A HRT O&G detém blocos para exploração de óleo e gás na Namíbia que estão em fase pré-operacional. Quando a HRT O&G passar a produzir óleo e gás na Namíbia esta atividade estará sujeita de forma relevante à legislação da Namíbia. Para mais informações sobre a legislação sobre petróleo da Namíbia veja o quadro 7.5 “a” acima desse Formulário de Referência.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

Não aplicável, considerando que as relações de longo prazo relevantes da Companhia estão descritas nas seções 7.1 e 7.2 deste Formulário de Referência.

7.9 - Outras informações relevantes

A Companhia e suas controladas pretendem continuar conduzindo as suas atividades segundo as melhores práticas da indústria brasileira e internacional, seguir estritamente a legislação brasileira e dos países aonde venham se instalar ou exercer atividades, em especial a lei ambiental e trabalhista, assim como todas as regulações e leis do Brasil e dos países aonde venha a operar.

Responsabilidade Social e Ambiental

Somos uma empresa socialmente responsável, entendemos os riscos de nosso negócio nos locais e países em que atuamos e acreditamos que esta circunstância nos torne mais respeitada no mercado e melhor avaliada por nossos investidores e pela sociedade de uma forma geral. Nesse sentido, enfatizamos a transparência em nossas relações com entidades governamentais, bem como pela forma como interagimos com as comunidades onde operamos e planejamos operar. Procuramos cumprir de forma rigorosa a legislação a nós aplicável, sempre buscando a preservação do ambiente e o respeito pelas pessoas nas áreas abrangidas pelos nossos atuais e futuros projetos.

Cientes de que as atividades de exploração e produção de óleo e gás natural podem apresentar riscos associados ao ambiente, riscos associados à segurança das pessoas (sejam nossos empregados, de empresas contratadas ou de populações locais), dos equipamentos e mesmo de nossos reservatórios na subsuperfície, assim como riscos vinculados à saúde, priorizamos a condução de nosso negócio de forma sustentável, sempre realizando o devido planejamento de todas as atividades de exploração e perfuração, precedidas de estudos ambientais, em estrita consonância com os órgãos responsáveis nos países em que atuamos.

Nesse sentido, pretendemos obter, até 2011, a certificação integrada dos nossos processos de gestão, sendo que o Sistema de Gestão de Saúde, Meio Ambiente e Segurança já esta sendo implementado. Adicionalmente, estamos implantando normas para resposta a emergências, armazenamento de produtos químicos, mobilização e desmobilização de sondas de perfuração, movimentação de cargas e gerenciamento de empresas de serviços terceirizados, todas como parte de nossos planos de gerenciamento de emissões das operações. Ressaltamos que essas atividades serão constantemente monitoradas por nossa administração por meio de indicadores utilizados pela indústria, sendo que a sua implementação será feita através da contratação de universidades e empresas locais.

Destaca-se, ainda, que os nossos projetos exigem uma avaliação específica da influência que exercem na população local. Assim, temos como política a realização de visitas às comunidades que, eventualmente, poderão sofrer algum tipo de interferência em razão de nossas atividades, pelo que sempre buscamos a melhor orientação para o desenvolvimento de nossas atividades e o melhor relacionamento com a população local (não obstante a considerável distância das nossas operações da cidade mais próxima – aproximadamente uma hora de helicóptero). Dessa forma, assinamos um contrato com a Universidade Federal da Amazônia para execução de um “diagnóstico social” nas comunidades de Carauari, Coari, Tefé e Tapauã, que se encontram na área de influência de nossas operações. Com esse diagnóstico, pretendemos orientar nossas atividades na área, para que possamos monitorar os efeitos de nossas atividades nas comunidades, bem como, servir como base solida para subsidiar projetos sociais efetivos.

Temos em fase final de negociação um contrato com a Universidade Estadual da Amazônia para capacitação de mão de obra local e avaliação da composição florística das áreas onde vamos trabalhar, com manutenção da camada superficial das áreas que terão a vegetação suprimida, para manutenção em viveiros e posterior recuperação das mesmas. Tudo isso será realizado com a anuência e fiscalização dos órgãos ambientais.

Contratamos o Instituto de Pesquisas da Amazônia (INPA) para realizar pesquisa, para identificar os principais vetores de doenças endêmicas em nossas áreas de atuação, visando identificar e controlar a disseminação de doenças nas comunidades vizinhas as nossas atividades, bem como, nos trabalhadores dos nossos projetos. A primeira campanha de campo será em agosto de 2010, e contribuiremos para a

7.9 - Outras informações relevantes

melhoria das instalações do poder público local para que essas ações não fiquem apenas restritas às nossas operações.

Para evitar efeitos adversos das nossas operações, realizamos, ainda, através de procedimento documentado, uma análise preliminar de perigos e análise de risco de todas as operações, subsidiando o nosso Plano de Emergência Individual desenvolvido para cada uma das atividades do programa de trabalho (levantamento sísmicos, perfuração de poços, transporte de cargas etc.) com base na Resolução CONAMA 398/08, abrangendo procedimentos nas locações e nas bases de apoio que operamos. O Plano define responsabilidades e procedimentos para derrames de óleo, bem como estabelece tempos de resposta e equipamentos que deverão estar no local das operações, de forma a atender os prazos de atendimento estabelecidos pela lei e pela sensibilidade do ambiente local. Nossos profissionais de SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança) possuem o curso de *On Scene Commander* especifico para emergência em rios que possuem uma hidrodinamica diferenciada, com o objetivo de estarmos prontos e treinados durante todas as nossas atividades para atender a emergências, sejam elas de natureza ambiental ou médica.

Finalmente, nossos empregados das equipes de SMS possuem treinamento específico para emergências em rios, com o objetivo de orientar os demais empregados no campo. Estamos, desta forma, nos preparando e treinando para executar todas as nossas atividades seguindo as melhores práticas da indústria, inclusive para atender a emergências operacionais, sejam elas de natureza ambiental, médicas ou de segurança.

Seguros

Possuímos cobertura de seguros contra os principais riscos a que estamos sujeitos, tais como danos materiais, lucros cessantes e bens do ativo fixo.

A Companhia é tomadora de seguros-garantia em favor da Agência Nacional do Petróleo, que figura como segurada. Tais seguros referem-se a parte dos blocos objeto do Contrato de Concessão nº 48610.009147/2005-26A e asseguram o compromisso de se perfurar pelo menos 1 (um) poço em cada um dos blocos que ingressaram no 2º Período de Exploração, variando a importância segurada em função das particularidades geológicas de cada bloco, da seguinte forma: R$5,0 milhões para os Blocos SOL-T-194 e SOL-T-195; R$10,0 milhões para os Blocos SOL-T-148, SOL-T-149 e SOL-T-172; e R$15,0 milhões para os Blocos SOL-T-168, SOL-T-170 e SOL-T-191.

Os seguros vigentes em 2009 cobriam a importância de R$23,7 milhões, e o valor total do prêmio é de R$109 mil.

Os seguros vigentes para o exercício de 2010 cobrem a importância de R$25,8 milhões, e o valor total do prêmio é de R$116 mil.

Ademais, possuímos uma apólice de seguros de D&O com cobertura “A” (indenização em nome dos administradores) e “B” (reembolso à sociedade) no valor de R$20 milhões pelo prazo de ano, com vencimento em 17 de dezembro de 2010. Em 1º de julho de 2010 foi acrescentada a cobertura “C” que é a extensão de cobertura da Companhia para reclamações diretamente relacionadas ao mercado de capitais.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

a) controladores diretos e indiretos:

A tabela abaixo apresenta a totalidade de acionistas da Companhia na data deste Formulário de Referência, dentre os quais estão incluídos certos membros do Conselho de Administração, que detêm ações ordinárias em caráter fiduciário, tal como exigido pela Lei 6.404/76. Na data deste Formulário de Referência, com exceção dos referidos conselheiros (que possuem ações em caráter fiduciário), todos os acionistas da Companhia haviam celebrado um Acordo de Acionistas Pré-IPO em 8.10.2009 ou Termo de Adesão ao Acordo de Acionistas em datas subsequentes, com o objetivo de regular seus direitos e obrigações perante a Companhia e o exercício do poder de controle no âmbito da Companhia e de suas subsidiárias.

Acionista	Ações Ordinárias[1]	% Capital Social
MSD Energy Investments Private I, LLC.	318.700	12,46%
Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.	317.020	12,40%
Libra Fund LP.	141.660	5,54%
Perella Weinberg Partners Xerion Holding, LLC.	141.640	5,54%
Passport HRT, LLC	141.630	5,54%
Senator HRT, LLC.	114.720	4,49%
Succinite Investment, LLC.	113.130	4,42%
Highfields Capital IV, LP.	111.140	4,35%
Michael Stephen Vitton	107.340	4,20%
Senator Global Opportunity Fund, LP.	97.740	3,82%
CCA Event Driven Master Fund LLC	77.900	3,05%
Marcio da Rocha Mello	73.860	2,89%
Highfields Capital II, LP.	72.190	2,82%
US Global Investors Funds – Global Resources Fund.	70.830	2,77%
Mathew Todd Goldsmith	69.750	2,73%
Ironbound Partners Brazil, LLC.	54.620	2,14%
CD Capital (UK) Ltd	53.250	2,08%
Highfields Capital I, LP.	43.220	1,69%
John Milne Albuquerque Forman	43.060[2]	1,68%
Hilcrest Investors Limited	42.580	1,67%
Yvoire Investments Limited	35.420	1,39%
Rovida Strategic Investments, LLC	35.420	1,39%
St Peter Port Capital Limited	35.420	1,39%
Front Street Investment Management INC.	35.410	1,38%
DCF Partners, LP.	25.000	0,98%
North Pole Capital Master Fund	21.250	0,83%
Antonio Carlos Sobreira Agostini	14.170[2]	0,55%
Eduardo de Freitas Teixeira	14.170[2]	0,55%
Brazil Investments, LLC.	14.170	0,55%
Brant Investments Limited ITF: RBC Asset Management Inc. as manager and trustee for RBC Global Resources Fund	14.160	0,55%
Anaconda Capital LLC	8.720	0,34%
Ignatius Charles Rinaldi	8.500	0,33%
Fred George	7.250	0,28%
O-Cap Brazil Trading, LLC	7.090	0,28%
Enso Global Equities Master Partnership, LP.	7.090	0,28%
Daniel Kenneth Geren	7.000	0,27%
Ironbound Partners, LP.	5.580	0,22%

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

BMO Nesbitt Burns Inc. Itf Raffles Associates, LP.	5.320	0,21%
Carmel Daniele	3.750	0,15%
Osiris Investment Partners, LP	3.540	0,14%
Steamboat Ventures, LLC	3.000	0,12%
Kenneth Anthony Clements	2.840	0,11%
CSL Energy Fund, LP	2.830	0,11%
Eric Lee Brandenburg	2.810	0,11%
Kathleen Anna Clements	2.480	0,10%
Black Sheep Partners, LLC	2.330	0,09%
Anthony Benno Low-Beer	1.500	0,06%
ALB Private Investments, LLC	1.500	0,06%
Rosário Sal Ilacqua	1.420	0,06%
William Henry Martin	1.420	0,06%
Peter Leland Getz	1.420	0,06%
Caesar Michael Pollexfen Bryan	1.400	0,05%
Jonathan Nils Hollander	1.270	0,05%
Black Sheep Partners II, LLC	1.170	0,05%
Brian C. Black Trust Dated September 25, 2007	1.100	0,04%
Vincent Paul Marie Hugonnard Roche	1.100	0,04%
Amy G. Berminham	1.080	0,04%
William Schwartz Schreier	1.000	0,04%
Blake Andrew Myers	900	0,04%
Albert Curtis Sebastian	830	0,03%
Arthur Norman Field	710	0,03%
Craig Robert Kaisand	710	0,03%
Darin Todd Milmeister	710	0,03%
David Nathan Diamond	710	0,03%
Vivien Haughton	710	0,03%
Canaccord Capital Corp Itf Graham Edward Saunders	710	0,03%
George Lee Hanseth	710	0,03%
Meridian Global Energy and Resources Funds LTD.	710	0,03%
Charles William Vitton	700	0,03%
Petra Maria Robson	700	0,03%
Phylis Marie Esposito	700	0,03%
Canaccord Capital Corp Itf Simon George Akit	700	0,03%
Canaccord Capital Coorp Itf Mathew Gaasenbeek	700	0,03%
Alexander Mathew Klabin	10	0,00%
Brian Lakes Frank	10[3]	0,00%
Daniel Jay Arbess	10	0,00%
Laurance Elliot Narbut	10	0,00%
Derrick Queen	10[3]	0,00%
John Anderson Willott	10[3]	0,00%
William Lawrence Fisher	10[3]	0,00%
TOTAL	**2.557.060**	**100,00%**

(1) Ajustado para considerar o desdobramento de ações da Companhia.
(2) Inclui 10 ações recebidas em caráter fiduciário.
(3) Ações recebidas em caráter fiduciário.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

b) controladas e coligadas:

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia possui participação nas seguintes sociedades:

- Integrated Petroleum Expertise Company Ltda.: 99,99%;
- HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda.: 99,99%;
- HRT Netherlands B.V.: 100,00%;
- Ranger Participações Ltda: participação, direta e indireta, totalizando 100,00% do capital social da Ranger; e
- Lábrea Petróleo S.A.: participação indireta, sendo que a Ranger possui 99,99% do capital da Lábrea.

c) participações do emissor em sociedades do grupo:

As participações em sociedades do grupo estão descritas no organograma incluído no item 8.2.

d) participações de sociedades do grupo no emissor:

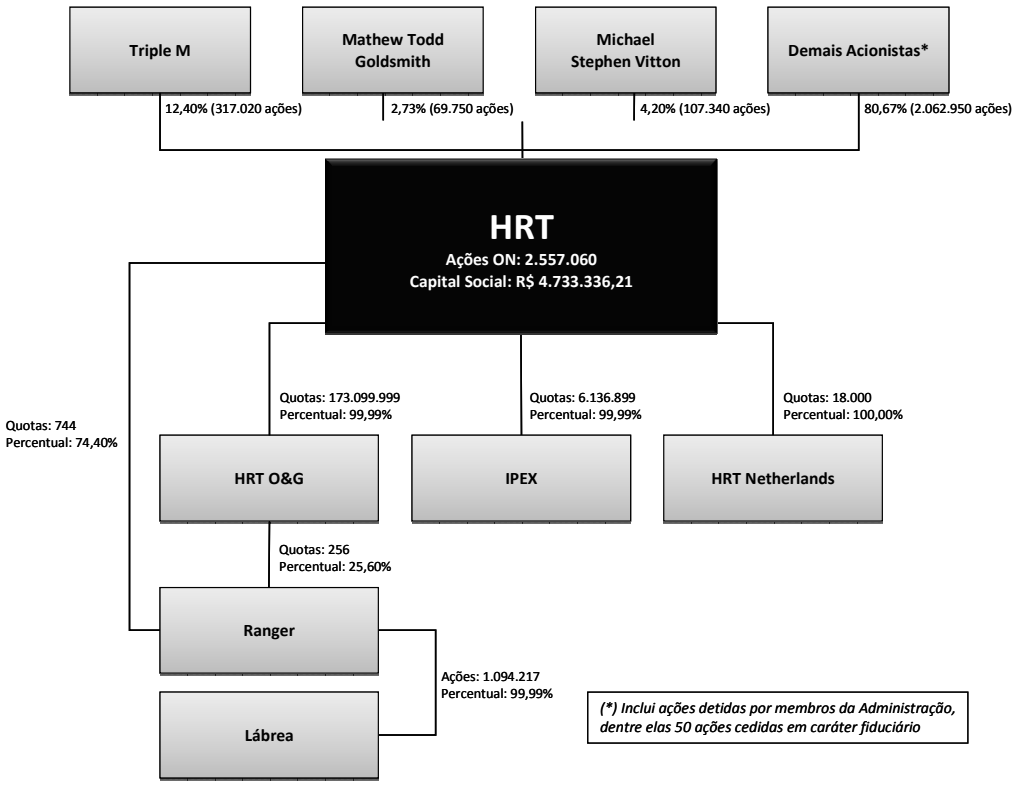
Na data deste Formulário de Referência, não há outros acionistas da Companhia além dos identificados no item “a” acima.

e) sociedades sob controle comum:

Não há.

8.2 - Organograma do Grupo Econômico

Abaixo, o atual organograma do grupo HRT:



Nota: A Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda. é controlada pelo Sr. Marcio Rocha Mello (66,68%). Em 15 de setembro de 2010, os Srs. Michael Stephen Vitton e Mathew Todd Goldsmith receberam, cada um, 6.975 ações ordinárias de emissão da Companhia em função da redução do capital social da Malaquias Participações Ltda. Como consequência, a Malaquias deixou de integrar o quadro acionário da Companhia. Triple M e Malaquias são considerados os acionistas fundadores da Companhia.

8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	**24/08/2010**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Em agosto de 2010, adquirimos da Petra, por meio de nossa controlada HRT O&G, participação adicional de 4% nos Blocos do Solimões. Já pagamos, por essa aquisição, US$ 31,8 milhões. Adicionalmente, pagaremos à Petra, em até 60 dias após a oferta pública inicial de distribuição primária, eventual diferença entre o montante já pago e o valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia, considerando que os ativos do Solimões corresponderão a, no mínimo, 50% dos ativos da Companhia na sua valoração total. No entanto, caso esse valor proporcional não ultrapasse o montante já pago, não será devido qualquer pagamento adicional pela a HRT O&G à Petra. Com a aprovação dessa operação pela ANP, a HRT O&G passará a deter uma participação de 55% nos Blocos do Solimões e a Petra, por sua vez, passará a deter 45% dos referidos blocos. Adicionalmente, à HRT O&G foi concedida uma opção não exclusiva de compra, ou de venda a terceiros, dos 45% de participação da Petra em tais blocos, exercíveis em até seis meses após a oferta pública inicial de distribuição primária de ações conduzida pela Companhia, pelo valor proporcional desses ativos em função da valoração da Companhia após a referida oferta pública.

Data da operação	**10/05/2010**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Em maio de 2010, a Companhia passou a deter, direta e indiretamente, 94,70% das quotas representativas do capital social da Ranger Participações Ltda. (“Ranger”), então de titularidade dos Srs. Marcio Rocha Mello (Presidente do nosso Conselho de Administração e nosso Diretor de Relações com Investidores) e John Milne Albuquerque Forman (membro do nosso Conselho de Administração), da seguinte forma: (i) em 10 de maio de 2010, a HRTP permutou 9.546 ações de sua emissão por 691 quotas da Ranger, representativas de 69,10% do capital social da Ranger; (ii) em 19 de maio de 2010, a HRT O&G adquiriu 256 quotas representativas do capital social da Ranger, representativas de 25,60% do capital social da Ranger, mediante o pagamento em dinheiro. Adicionalmente a HRTP e a HRTO&G assumiram certas dívidas da Ranger/Labrea, no montante de R$18 milhões, dos quais R$9,23 milhões foram liquidados em junho de 2010 pela HRT O&G. Em julho de 2010, o restante da referida dívida foi liquidado. Em 31 de agosto de 2010, a Companhia incorporou a BN 31 Participações Ltda., detentora de 53 quotas de emissão da Ranger, representativas de 5,30% do seu capital social. Dessa forma, a Companhia concluiu a aquisição da Ranger e passou a deter, direta e indiretamente, 100% das quotas representativas do capital social da Ranger. A Ranger é uma sociedade limitada constituída sob as leis brasileiras em 14 de setembro de 2007, com sede na cidade do Rio de Janeiro, Brasil. Seu objeto social é a participação em outras sociedades, sendo certo que seu único investimento é a titularidade de 99,99% da Lábrea Petróleo S.A. (“Lábrea”) que, por sua vez, opera e detém 100% de participação em 2 blocos exploratórios situados na bacia offshore de Walvis, na Namíbia, bem como 10% de participação em 4 blocos exploratórios nas bacias sedimentares onshore do Espírito Santo, do Recôncavo e do Rio do Peixe, em parceria com a empresa Cowan Petróleo e Gás S.A., que detém os 90% remanescentes e os opera. Para maiores informações ver quadro "6.5".

Data da operação	**06/11/2009**
Evento societário	Alienação e aquisição de controle societário

8.3 - Operações de reestruturação

Descrição da operação	Em 6 de novembro de 2009, a Companhia realizou a segunda colocação privada de ações (“Segunda Colocação”), mediante novo aumento de capital social no valor de R$1.891.767,16 (um milhão, oitocentos e noventa e um mil, setecentos e sessenta e sete reais, e dezesseis centavos), mediante a emissão de 108.411 novas ações ordinárias, ao preço de emissão global de R$264.285.617,44, o que corresponde ao preço de emissão por ação de R$2.437,82. Tais ações foram integralmente subscritas e integralizadas por investidores estrangeiros com ágio. O fundamento econômico do ágio é o valor que nos foi atribuído pelos referidos investidores, conforme avaliação própria preparada por tais investidores. A Malaquias e a Triple M não subscreveram o aumento de capital e sua participação na Companhia foi diluída para 5,47% (cinco vírgula quarenta e sete por cento) e 17,84% (dezessete vírgula oitenta e quatro por cento) do capital social da Companhia, respectivamente, passando os novos investidores a deter, aproximadamente, 76,69% (setenta e seis vírgula sessenta e nove por cento) do capital social da Companhia. Para maiores informações ver quadro "6.5".
Data da operação	**19/10/2009**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Em reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada no dia 19 de outubro de 2009, deliberou-se implementar o Plano de Recompra de Ações da Triple M pela Companhia, conforme já havia sido aprovado pelos acionistas por ocasião da celebração do Acordo de Acionistas Pré-IPO (“Recompra”). Foi concedido à Triple M o direito de vender parte de suas ações detidas no capital social da Companhia para a própria Companhia, pelo valor correspondente, em moeda corrente nacional, a US$15.000.000,00 (quinze milhões de dólares norte-americanos). No dia 23 de novembro de 2009, a Recompra foi efetivada mediante a aquisição, pela Companhia, de 13.794 (treze mil, setecentas e noventa e quatro) ações de sua emissão detidas pela Triple M, para permanência em tesouraria. Pela Recompra, a Companhia realizou o pagamento do valor total de R$26.028.726,24 (vinte e seis milhões, vinte e oito mil, setecentos e vinte e seis reais e vinte e quatro centavos), equivalente aos US$15.000.000,00 (quinze milhões de dólares norte-americanos) já acordados, convertido conforme a média das taxas de compra e venda (PTAX-800), publicada pelo Banco Central do Brasil em 20 de novembro de 2009. Para maiores informações ver quadro "6.5".
Data da operação	**08/10/2009**
Evento societário	Alienação e aquisição de controle societário

8.3 - Operações de reestruturação

Descrição da operação	Em 8 de outubro de 2009, a Companhia realizou uma colocação privada de ações ("Primeira Colocação"), aprovando um aumento de capital social no valor total de R$1.520.156,75 (um milhão, quinhentos e vinte mil, cento e cinquenta e seis reais, e setenta e cinco centavos), mediante a emissão de 87.115 (oitenta e sete mil, cento e quinze) novas ações ordinárias, ao preço de emissão global de R$214.646.133,10 (duzentos e quatorze milhões, seiscentos e quarenta e seis mil, cento e trinta e três reais e dez centavos), o que corresponde ao preço de emissão por ação de R$2.463,94 (dois mil, quatrocentos e sessenta e três reais e noventa e quatro centavos). Tais ações foram integralmente subscritas e integralizadas por investidores estrangeiros com ágio. O fundamento econômico do ágio é o valor que nos foi atribuído pelos referidos investidores, conforme avaliação própria preparada por tais investidores. Uma vez que a Malaquias e a Triple M não subscreveram ações emitidas em razão da Primeira Colocação, suas participações na Companhia foram diluídas, respectivamente, para 9,52% e 31,04% do capital social da Companhia. Para maiores informações ver quadro "6.5".
Data da operação	**05/10/2009**
Evento societário	Alienação e aquisição de controle societário
Descrição da operação	No dia 5 de outubro de 2009, a Companhia realizou aumento de capital social no valor de R$306.900,00 (trezentos e seis mil e novecentos reais), através da emissão de 13.950 (treze mil, novecentas e cinquenta) novas ações ordinárias, que foram integralmente subscritas e integralizadas, em moeda corrente nacional, por uma empresa denominada Malaquias Participações Ltda. (“Malaquias”), tendo aos demais acionistas da Companhia, dentre os quais a Triple M, renunciado ao seu direito de preferência para subscrever as novas ações proporcionalmente à sua participação. Após tal aumento de capital da Companhia, a Malaquias passou a deter, diretamente, posição equivalente a 23,47% (vinte e três vírgula quarenta e sete por cento) no capital social da Companhia e a Triple M posição equivalente a 76,53% (setenta e seis vírgula cinquenta e três por cento) no capital social da Companhia. Para maiores informações ver quadro "6.5".
Data da operação	**01/10/2009**
Evento societário	Alienação e aquisição de controle societário
Descrição da operação	Em 1 de outubro de 2009, o capital social da Companhia foi aumentado mediante a emissão de 44.500 (quarenta e quatro mil e quinhentas) novas ações ordinárias da Companhia, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas mediante a conferência da totalidade de quotas de emissão da IPEX (então denominada High Resolution Technology & Petroleum Ltda.) detidas por seus sócios. Em razão deste aumento de capital, a Companhia passou a deter, diretamente, posição equivalente a aproximadamente 99,99% (noventa e nove vírgula noventa e nove por cento) no capital social da IPEX. Para maiores informações ver quadro "6.5".
Data da operação	**01/10/2009**
Evento societário	Alienação e aquisição de controle societário

8.3 - Operações de reestruturação

Descrição da operação	Em 1 de outubro de 2009, os acionistas titulares de 100% (cem por cento) do capital social da Companhia subscreveram e integralizaram 1.000.000 (um milhão) de quotas emitidas em razão do aumento do capital social da sociedade Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda. (“Triple M”), no valor de R$1.000.000,00 (um milhão de reais). A integralização foi efetuada mediante a conferência da totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia. Desta forma, após o referido aumento de capital, a Triple M passou a deter aproximadamente 99,99% (noventa e nove vírgula noventa e nove por cento) do capital social da Companhia. Para maiores informações ver quadro "6.5".

8.4 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Máquinas e Equipamentos	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Própria
Móveis e Utensílios	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Própria
Computadores	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Própria
Veículos	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Própria
Outros	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Própria
Benfeitorias em imóveis de terceiros	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Território atingido	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Licenças	Acordo de Licenciamento e Colaboração com Taxon Biosciences Inc.	América Latina, Namíbia, Angola e Congo.	5/11/2008 até 5/11/2018	Possibilidades de término de contrato caso a Companhia não consiga atingir o equivalente a US$100.000,00 em vendas por período de 2 anos consecutivos.	No caso da perda da licença, a Companhia teria que utilizar outro tipo de tecnologia para realizar as análises de DNA e PROBE DNA para amostras de geoquímica de superfície e amostras de pistoncore, já que a Taxon Biosciences Inc. possui a patente deste tipo de tecnologia. Tais outras tecnologias seriam capazes de substituir adequadamente a tecnologia da Taxon hoje utilizada e estão disponíveis de fornecedores diversos, a preços de mercado. Dessa forma, a Companhia entende que a perda da licença da Taxon não causaria um impacto adverso relevante de ordem financeira, econômica ou patrimonial.
Licenças	Contrato de licença de uso de equipamentos da Isotech Laboratories Inc.	América do Sul.	11/9/2009 até 11/9/2011	Ambas as partes têm direito a resilir o contrato mediante previa notificação de 60 dias.	A Isotech Laboratories Inc. é fornecedora de análise química, de isótopos e cromatografia de gás (“bulk composition and isotube analysis for composition gas”) da Companhia. No caso de o contrato com a Isotech ser rescindido, a Companhia teria que utilizar outro laboratório que possua essa tecnologia ou enviar as amostras para análises na sede da Isotech nos EUA. Em qualquer desses casos, a Companhia entende que não haveria um impacto adverso relevante de ordem financeira, econômica ou patrimonial.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		
HRT Netherlands B.V.	00.000.000/0000-00	-	Controlada	Holanda			Exploração de óleo e gás, desenvolvimento e refino; comercialização, importação e exportação de óleo, gás e combustíveis; geração, distribuição e comercialização de energia; e associação com outras companhias.	100,000000
30/06/2010	0,000000	0,000000	0,00	**Valor mercado**				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	30/06/2010	193.262,00		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

A HRT Netherlands B.V. será o veículo principal do Grupo HRT no setor pretrolífero na Namíbia.

HRT O&G Exploração e Produção Ltda.	11.058.804/0001-68	-	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Exploração de óleo e gás, desenvolvimento e refino; comercialização, importação e exportação de óleo, gás e combustíveis; geração, distribuição e comercialização de energia; e associação com outras companhias.	99,990000
30/06/2010	0,000000	0,000000	0,00	**Valor mercado**				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	30/06/2010	339.229.421,81		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

A HRT O&G Exploração e Produção Ltda. será o veículo principal do Grupo HRT no setor petrolífero.

Integrated Petroleum Expertise Company - Serviços em Petróleo Ltda.	06.940.354/0001-00	-	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Serviços de Geologia; Geofísica; Modelagem de Sistemas Petrolíferos; Geoquímica; Bioestratigrafia; Monitoramento e Licenciamento Ambientais; Análises Químicas; Sensoriamento Remoto; Testemunho de Fundo Marinho (Piston Core) e Fluxo Térmico; Sistema de Detecção de Derramamento de Óleo; Banco de Dados.	99,990000
30/06/2010	0,000000	0,000000	0,00	**Valor mercado**				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	30/06/2010	5.269.837,46		

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	**Valor contábil - variação %**	**Valor mercado - variação %**	**Montante de dividendos recebidos (Reais)**		**Data**	**Valor (Reais)**		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

A manutenção da IPEX como parte do Grupo HRT prende-se ao objetivo maior de assegurar a manutenção interna ao grupo do controle de tecnologias vitais para a descoberta de novas reservas de hidrocarbonetos.

Ranger Participações Ltda.	09.097.465/0001-87	-	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	A Ranger Participações Ltda. tem como objeto a participação em outras sociedades na qualidade de sócia quotista ou acionista.	69,100000
30/06/2010	0,000000	0,000000	0,00	**Valor mercado**				
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	**Valor contábil**	30/06/2010	-18.563.854,75		

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

A Ranger Pariticipações Ltda. será o principal veículo do Grupo HRT no setor petrolífero na região da Namíbia e Espírito Santo.

9.2 - Outras informações relevantes

Em função de a controlada HRT O&G estar em fase de pré-operacional e de identificação de potenciais novos ativos para E&P de óleo e gás natural, a Companhia avalia continuamente oportunidades de associação e/ou aquisição de novos blocos exploratórios e demais ativos relevantes.

A tabela abaixo indica o valor contábil da participação da Companhia em suas controladas em 31 de dezembro de 2009:

Controlada	**Valor contábil da participação em**
	31 de dezembro de 2009
	(em R$ mil)
HRT Netherlands B.V.	0[1]
HRT O&G Exploração e Produção Ltda.	137.040
Integrated Petroleum Expertise Company - Serviços em Petróleo Ltda.	12.721
Ranger Participações Ltda.	0[1]

[1] A Companhia passou a deter participação na controlada apenas em 2010.

E 30 de junho de 2010, a Companhia detinha diretamente 69,1% do capital social da Ranger, participação essa que, somada ao quinhão pertencente à HRT O&G, conferia à Companhia participação direta e indireta equivalente a 94,7% do capital social da Ranger. Em 31 de agosto de 2010, a Companhia incorporou a BN 31 Participações Ltda., detentora de 53 quotas de emissão da Ranger, representativas de 5,30% do seu capital social. Dessa forma, a Companhia concluiu a aquisição da Ranger e passou a deter, direta e indiretamente, 100% das quotas representativas do capital social da Ranger.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

a) condições financeiras e patrimoniais gerais:

As atividades relacionadas à exploração e produção de óleo e gás natural, assim como as aquisições de nossos blocos exploratórios, foram suportadas por recursos aportados pelos acionistas que fazem parte do nosso grupo de controle.

Fizemos duas captações privadas ("*Private Placements*") em 8 de outubro de 2009 e 6 de novembro de 2009, que resultaram no ingresso de recursos total de R$478,9 milhões. Para maiores informações, ver quadro 6.5 deste Formulário de Referência.

Em 30 de junho de 2010, a estrutura de capital permanecia baseada integralmente em capital proveniente dos nossos acionistas que fazem parte do nosso grupo de controle.

b) estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas: (i) hipóteses de resgate; e (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate:

Não há hipóteses de resgate de ações de nossa emissão além das legalmente previstas.

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos:

Temos cumprido todas as nossas obrigações referentes a nossos compromissos financeiros e, até a data deste Formulário de Referência, como esperado, temos mantido a assiduidade dos pagamentos dos referidos compromissos.

Considerando a nossa posição de liquidez, acreditamos ter liquidez e recursos de capital suficientes para cobrir os investimentos, despesas, dívidas e outros valores a serem pagos nos próximos anos, embora não possamos garantir que tal situação se manterá.

Em 30 de junho de 2010, o total do nosso passivo, incluindo fornecedores, obrigações trabalhistas, tributos, entre outros, era de R$20,1 milhões, ao passo que nosso Caixa e Equivalentes totalizava R$251,6 milhões na mesma data.

d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas:

Até a presente data, não captamos recursos de forma relevante por meio de contratos financeiros. Porém, caso necessário, poderemos celebrar no futuro contratos financeiros para obtenção de recursos a serem empregados no financiamento de nossas necessidades de capital de giro e investimentos de curto e longo prazo, bem como na manutenção de nossas disponibilidades de caixa no nível que considerarmos apropriado para o desempenho de nossas atividades.

Em 30 de junho de 2010, possuíamos empréstimos e financiamentos que somavam R$2,4 milhões, todos de curto prazo (conta garantida e empréstimo junto a bancos).

O nosso endividamento total em 30 de junho de 2010, no valor de R$20,1 milhões, representou um aumento de R$9,1 milhões ou 83%, em comparação ao endividamento em 31 de dezembro de 2009, no valor total de R$11,0 milhões, atingindo, em 30 de junho de 2010, percentual de 5% em relação ao total do passivo, em comparação com 3% em 31 de dezembro de 2009. O aumento do valor nominal desta rubrica é decorrente principalmente de assunção de dívidas da Lábrea no valor de R$18,0 milhões, dos quais R$9,2 milhões tinham sido liquidados à época.

Em 30 de junho de 2010, não possuíamos qualquer obrigação relevante em dólares americanos, com exceção da garantia prestada em favor do Ministério de Minas e Energia da Namíbia, no valor de US$212,5 milhões referentes a compromissos assumidos com relação aos blocos 2813A, 2814B e 2914A.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez:

Não aplicável a nós. Não pretendemos utilizar outras fontes de financiamento para cobertura de deficiências de liquidez, uma vez que possuíamos disponibilidades no valor de R$251,6 milhões em 30 de junho de 2010.

f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes; (ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras; (iii) grau de subordinação entre as dívidas; (iv) eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário:

Não possuíamos endividamento relevante em 30 de junho de 2010. Naquela data, os contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia somavam R$2,4 milhões, todos eles vencíveis em curto prazo. Tal endividamento provém em sua totalidade da IPEX e se refere, basicamente, a compromissos assumidos com conta garantida.

Em 30 de junho de 2010, não havia qualquer financiamento sujeito à variação cambial.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados:

Em 30 de junho de 2010, possuíamos linha de financiamento (conta garantida) no valor de R$2,6 milhões, dos quais havíamos utilizado R$1,6 milhão.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras:

Demonstrações consolidadas do resultado

	Período encerrado em 31 de Dezembro de 2009	AV	Período de seis meses encerrado em 30 de Junho de 2010	AV
	(em milhares de R$)			
Receita bruta de serviços	16.656	109%	7.737	117%
Deduções da Receita Bruta	(1.351)	-9%	(1.132)	-17%
Receita Líquida de Serviços	**15.305**	**100%**	**6.605**	**100%**
Custo dos Serviços	(1.885)	-12%	(7.162)	-108%
Resultado Bruto	**13.420**	**88%**	**(557)**	**-8%**
Despesas /Receitas Operacionais	**(24.730)**	**-162%**	**(36.428)**	**-552%**
Gerais e Administrativas	**(30.447)**	**-199%**	**(44.853)**	**-679%**
Geologia e Geofísica	(11.713)	-77%	(5.255)	-80%
Pessoal e Honorários de Administradores	(3.308)	-22%	(23.256)	-352%
Serviços de Terceiros	(10.384)	-68%	(10.558)	-160%
Tributárias	(2.331)	-15%	(326)	-5%
Depreciação e Amortização	(206)	-1%	(694)	-11%
Gerais e Administrativas	(2.505)	-16%	(4.764)	-72%
Financeiras	**5.715**	**37%**	**12.444**	**188%**
Receitas Financeiras	5.770	38%	13.492	204%
Despesas Financeiras	(55)	0%	(1.048)	-16%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Período encerrado em 31 de Dezembro de 2009	AV	Período de seis meses encerrado em 30 de Junho de 2010	AV
	(em milhares de R$)			
Outras Receitas Operacionais	**2**	**0%**	**672**	**10%**
Outras Despesas Operacionais	**-**	**0%**	**(4.691)**	**-71%**
Resultado Operacional	**(11.310)**	**-74%**	**(36.985)**	**-560%**
Resultado Não Operacional	**-**	**0%**	**-**	**0%**
Resultado Antes Tributação/Participações	**(11.310)**	**-74%**	**(36.985)**	**-560%**
Provisão para IR e Contribuição Social	(1.325)	-9%	(1.629)	-25%
IR Diferido	-	0%	-	0%
Participações/Contribuições Estatutárias	-	0%	-	0%
Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	-	0%	-	0%
Participações dos Minoritários	-	0%	54	1%
Prejuízo do Período	**(12.635)**	**-83%**	**(38.560)**	**-584%**

Considerando que (i) a Companhia foi transformada em S.A. em 17.07.2009; (ii) a Companhia passou a ter a IPEX como subsidiária (e consolidá-la em seus resultados) a partir de outubro de 2009; e que (iii) a HRT O&G é uma empresa pré-operacional, não é possível realizar comparações das linhas da demonstração de resultados da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009.

Balanços Patrimoniais Consolidados

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2009 e 30 de junho de 2010.

	Em 31 de Dezembro de 2009	AV	Em 30 de Junho de 2010	AV	AH
			(em milhares de R$)		
Ativo circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	344.759	83%	251.622	60%	-27%
Contas a receber	8.019	2%	4.789	1%	-40%
Estoques	-	0%	-	0%	0%
Impostos a recuperar	1.172	0%	4.781	1%	308%
Créditos tributários diferidos	-	0%	-	0%	0%
Despesas antecipadas	-	0%	2.456	1%	0%
Outros créditos	1.920	0%	2.867	1%	49%
Total do ativo circulante	**355.870**	85%	**266.515**	63%	-25%
Ativo não circulante					
Realizável a longo prazo					
Depósitos em Garantia	-	0%	35.677	8%	0%
Contas a receber	-	0%	-	0%	0%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Em 31 de Dezembro de 2009	AV	Em 30 de Junho de 2010	AV	AH
			(em milhares de R$)		
Impostos a recuperar	-	0%	-	0%	0%
Créditos tributários diferidos	-	0%	-	0%	0%
Partes relacionadas	4.556	1%	-	0%	0%
Outros créditos	-	0%	1	0%	0%
Total do ativo realizável a longo prazo	**4.556**	1%	**35.678**	8%	683%
Investimento	**-**	0%	**-**	0%	0%
Imobilizado	**4.485**	1%	**7.530**	2%	68%
Intangível	**52.950**	13%	**112.707**	27%	113%
Total do ativo não circulante	**61.991**	15%	**155.915**	37%	152%
		0%			
Total do ativo	**417.861**	100%	**422.430**	100%	1%
Passivo circulante					
Fornecedores	156	0%	11.285	3%	7134%
Obrigações trabalhistas	1.338	0%	2.706	1%	102%
Imposto, taxas e contribuições	8.502	2%	3.732	1%	-56%
Contas a pagar e adiantamentos de clientes	-	0%	-	0%	0%
Outros passivos	999	0%	2.387	1%	139%
Total do passivo circulante	**10.995**	3%	**20.110**	5%	83%
Participações de minoritários	**-**	0%	**(946)**	0%	0%
Patrimônio líquido					
Capital social	4.720	1%	4.720	1%	0%
Reservas de Capital	415.084	99%	415.084	98%	0%
Ações em tesouraria	(303)	0%	-	0%	0%
Ajustes de Avaliação Patrimonial	-	0%	34.657	8%	0%
Prejuízos Acumulados	(12.635)	-3%	**(51.195)**	-12%	305%
Total do Patrimônio Líquido	**406.866**	97%	**403.266**	95%	-1%
Total do passivo e Patrimônio Líquido	**417.861**	100%	**422.430**	100%	1%

Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2009 e 30 de junho de 2010

Ativo

Em 30 de junho 2010, o total do ativo manteve-se praticamente estável, passando de R$417,8 milhões em 31 de dezembro 2009 para R$422,4 milhões em 30 de junho de 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e Valores Mobiliários (curto e longo prazo)

Nossas disponibilidades diminuíram R$93,1 milhões, ou 27%, passando de R$344,7 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R$251,6 milhões, em 30 de junho de 2010. As principais saídas de caixa, no período, referem-se aos investimentos realizados na aquisição da Ranger Participações Ltda., de cerca de R$18,2 milhões, às garantias outorgadas à ANP no valor de R$34,5 milhões, e o restante com despesas operacionais.

Contas a Receber (curto e longo prazo)

As contas a receber diminuíram R$3,2 milhões, ou 40%, passando de R$8,0 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R$4,8 milhões em 30 de junho de 2010, devido a uma redução no faturamento da IPEX em relação ao último semestre do ano passado.

Estoques

A Companhia não possuía saldo na conta de estoques em 31 de dezembro de 2009 e 30 de junho de 2010.

Impostos a recuperar (curto e longo prazo)

Os impostos a recuperar aumentaram R$3,6 milhões, ou 308%, passando de R$1,2 milhão em 31.12.2009, para R$4,8 milhões mil em 30.06.2010 devido, principalmente, às antecipações de imposto de renda na fonte recolhidos sobre aplicações financeiras, bem como contribuição sobre lucro líquido (CSLL) incidentes sobre o resultado do período.

Créditos tributários diferidos (curto e longo prazo)

Não possuíamos saldo na conta de créditos tributários diferidos de curto e longo prazo em 31 de dezembro de 2009 e 30 de junho de 2010.

Outros créditos (curto e longo prazo)

Os outros créditos diversos aumentaram R$0,9 milhão, ou 49%, passando de R$1,9 milhão em 31.12.2009 para R$2,9 milhões em 30.06.2010. A variação decorre basicamente de adiantamento a fornecedores, realizado por ocasião de pedidos de equipamentos e mercadorias produzidos com exclusividade, entre eles destaca-se: (i) Lavaredo Serviços e Representações: R$0,5 milhão; (ii) Absolut Technologies Proj. Cons.: R$0,9 milhão; (iii) American Power Conversion Brasil: R$0,2 milhão; e (iv) Santa Monica Ind. Com.Tapetes: R$0,1 milhão.

Despesas do exercício seguinte

As despesas do exercício seguinte representaram R$2,5 milhões em 30.06.2010. Não é possível a comparação, já que o saldo, nesta rubrica, em 31 de dezembro de 2009 era zero. O valor de R$2,3 milhões refere-se a despesas pagas à J. Malucelli para obtenção de garantias outorgadas à ANP.

Partes relacionadas

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O contrato de mútuo firmado entre a IPEX e a Triple M em 2 de outubro de 2009 no valor de R$4,6 milhões foi liquidado no segundo trimestre de 2010 não restando, portanto, nenhum valor remanescente nesta rubrica em 30 de junho de 2010.

Imobilizado líquido

O imobilizado líquido aumentou R$3,0 milhões, ou 68%, passando de R$4,5 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R$7,5 milhões em 30 de junho de 2010, em decorrência, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) móveis e utensílios: R$0,9 milhões; (ii) equipamentos de informática: R$1,4 milhões; e (iii) benfeitorias em imóveis de terceiros: R$0,7 milhões.

Passivo

Empréstimos e financiamentos (curto e longo prazo)

Os empréstimos e financiamentos aumentaram R$1,5 milhão passando de R$0,9 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R$2,4 milhões em 30 de junho de 2010, totalmente utilizados pela IPEX. Os valores de empréstimos e financiamentos estão considerados na linha “Outros passivos”.

Leasing a pagar (curto e longo prazo)

Não possuíamos saldo nesta conta em 31 de dezembro de 2009 e 30 de junho de 2010.

Fornecedores

Em 30 de junho de 2010, possuíamos obrigações de curto prazo junto a fornecedores no valor de R$11,3 milhões, ao passo que em 31 de dezembro de 2009 o saldo era de R$0,1 milhão, representando uma variação de 7.134%. Tal variação decorreu principalmente da consolidação dos resultados da Ranger, ocorrida no período.

Obrigações trabalhistas

As obrigações trabalhistas aumentaram R$1,4 milhão ou 102%, passando de R$1,3 milhão em 31 de dezembro de 2009 para R$2,7 milhões em 30 de junho de 2010, devido principalmente ao aumento do quadro efetivo de empregados.

Obrigações tributárias (curto e longo prazos)

Não havia obrigações dessa natureza nem em 31 de dezembro de 2009 ou 30 de junho de 2010.

Impostos, taxas e contribuições

Tributos e contribuições sociais diminuíram R$4,8 milhões, passando de R$8,5 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R$3,7 milhões em 30 de junho de 2010, devido à redução do faturamento da IPEX bem como na redução na contratação de alguns prestadores de serviços que foram contratados como funcionários pelo regime de CLT.

Contas a Pagar e adiantamento de clientes (curto e longo prazo)

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Não temos outras contas a pagar além daquelas já mencionadas junto a fornecedores.

Provisão para contingências

A Companhia não possuía tal provisão em 31 de dezembro de 2009 tampouco em 30 de junho de 2010.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido diminuiu R$3,6 milhões ou -0,9% passando de R$406,9 milhões em 31 de dezembro de 2009 para R$403,3 milhões em 30 de junho de 2010, principalmente em decorrência de ajustes de avaliação patrimonial pela aquisição da Lábrea Petróleo S.A. e dos resultados apurados no período.

Demais contas patrimoniais

As contas patrimoniais não discutidas acima não apresentam variações significativas na comparação entre seus saldos em 31 de dezembro de 2009 e 30 de junho de 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Fluxo de Caixa

	Em 31 de Dezembro de 2009	Em 30 de Junho de 2010
	(em milhares de R$)	
Fluxo de Caixa das atividades operacionais		
Resultado do exercício	(12.635)	(38.560)
Ajustes por:		
Depreciações e amortizações	206	800
Remuneração Baseada em Ações	0	10.605
Outras	0	22
Subtotal	**(12.429)**	**(27.133)**
(Aumento) Redução nos ativos		
contas a receber	(8.019)	3.230
Adiantamento a fornecedores	0	(2.237)
Tributos a recuperar	(1.172)	(3.609)
Partes relacionadas	(4.556)	0
Despesa do exercício seguinte	0	(2.197)
Depósitos em garantia	0	(35.610)
Outros ativos circulantes	(1.920)	72
(Aumento) Redução nos passivos		
Obrigações tributárias	7.452	(3.719)
Obrigações trabalhistas	1.338	1.368
fornecedores	156	(8.840)
Imposto de Renda e Contribuição Social	1.050	(1.050)
Outros passivos circulantes	999	1.271
Caixa líquido das atividades operacionais	**(17.101)**	**(78.454)**
Fluxo de Caixa das atividades de investimentos		
Recompra de ações	(26.029)	0
Investimento no imobilizado	(4.691)	(3.743)
Ativos intangíveis	(52.950)	(6.560)
Aquisição da Ranger Participações Ltda (Ranger)		(9.020)
Caixa líquido das atividades de investimentos	**(83.670)**	**(19.323)**
Fluxo de Caixa das atividades de financiamentos		
Opções de ações exercidas	0	21
Perdão de mútuo ativo com parte relacionada	0	4.619
Integralização de Capital	445.530	0
Caixa líquido das atividades de financiamentos	**445.530**	**4.640**
Variação líquida do exercício	**344.759**	**(93.137)**

Demonstração da Variação Líquida

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	0	344.759
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	344.759	251.622
Variação líquida do exercício	**344.759**	**(93.137)**

Geral

Até 30 de junho de 2010, as entradas de recursos no fluxo de caixa foram oriundas, principalmente, da prestação de serviços de G&G da IPEX bem como das receitas financeiras da Companhia e da HRT O&G, enquanto que as saídas se referem às suas despesas operacionais como o pagamento de pessoal, fornecedores, impostos e, na realização de novos investimentos/aquisições.

Atividades operacionais

Os fluxos de caixa decorrentes das atividades operacionais são basicamente derivados das principais atividades geradoras de resultado da entidade. Dentre as atividades operacionais da companhia destacam-se:

- Recebimentos de caixa de cerca de R$2,7 milhões provenientes da prestação de serviços de interpretação do projeto de Geoquímica da Superfície da Bacia do Parnaíba para a ANP;
- Recebimentos de caixa de R$0,8 milhão referentes a serviço de Auditoria CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente) para a Petrobras;
- Assunção de dívidas da Ranger no montante de R$18 milhões, dos quais R$9,2 milhões já haviam sido liquidados em junho de 2010 pela HRT O&G (o restante da dívida foi liquidado em julho de 2010);
- Pagamento de obrigações tributárias no primeiro semestre de 2010 referentes ao ISS de serviços de Geologia e Geofísica.

Atividades de investimento

Os fluxos de caixa decorrentes das nossas atividades de investimento representam dispêndios de recursos feitos com a finalidade de gerar receitas e fluxos de caixa no futuro. Dentre as nossas atividades de investimento destacam-se:

- Desembolsos de caixa para aquisição de equipamentos de informática, os quais estão concentrados na aquisição de microcomputadores, notebooks e servidores;
- Desembolsos de caixa para aquisição de móveis e utensílios para as instalações da sede na cidade do Rio de Janeiro e da filial em Manaus;
- Desembolso para pagamento de custos administrativos e serviços de Geologia e Geofísica relacionados diretamente com o Projeto de Exploração na Bacia de Solimões.

Atividades de financiamento

Os fluxos de caixa decorrentes das atividades de financiamento sinalizam as exigências sobre futuros fluxos de caixa pelos fornecedores de capital à entidade. Dentre as atividades de financiamento da companhia destaca-se o recebimento da IPEX de empréstimo de curto prazo exclusivamente de conta garantida no montante de R$1,6 milhão.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Liquidez e Recursos de Capital e Investimentos de Capital

As nossas principais exigências de caixa estão nas atividades de investimentos, que variaram de R$83,4 milhões negativos para R$19,3 milhões negativos.

Apesar da melhoria de R$64,4 milhões, as atividades de investimento ainda representam as mudanças mais significativas que ocorreram com as disponibilidades.

Destacam-se no fluxo dos investimentos os desembolsos feitos pela subsidiária HRT O&G, referentes ao compromisso de executar o Programa Exploratório Mínimo ("PEM") firmado com a ANP, que compreende o programa de trabalho a ser cumprido pelo concessionário durante a fase de exploração. Tal programa envolve uma gama de gastos com os projetos exploratórios na Bacia de Solimões. Este compromisso está sendo cumprido dentro do período exploratório firmado no contrato de concessão.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

a) resultados das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita.

A Companhia é uma holding e consolida o resultado de suas subsidiárias, além de obter receitas financeiras próprias, derivadas das aplicações financeiras de suas disponibilidades no mercado financeiro brasileiro. Até de junho de 2010, a receita operacional da Companhia se referia exclusivamente aos serviços de G&G prestados pela sua subsidiária IPEX.

A subsidiária HRT O&G está em fase pré-operacional e, até o momento, possui apenas receitas financeiras de suas aplicações. No entanto, com base no atual Plano de Negócios, a HRT O&G pretende iniciar em 2011 a produção e comercialização de hidrocarbonetos.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009

Em relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, os principais fatores que afetaram de forma relevante os nossos resultados operacionais foram: (i) as despesas com as captações privadas *(private placements)*; e (ii) as receitas financeiras auferidas por nós.

Despesas com as captações privadas

Em razão das colocações privadas realizadas em 8 de outubro de 2009 e 6 de novembro de 2009, quando captamos R$478.932 mil, desembolsamos R$34.711 mil para pagamento de despesas com bancos, advogados e prestadores de serviços, bem como, impostos e taxas relacionadas a estas operações, conforme abaixo detalhado:

Descrição dos Serviços	Valores (em milhares de R$)
Honorários advocatícios no Brasil	2.810
Honorários advocatícios no exterior	2.476
Comissões[1] [2]	28.598
Outros[3]	827
TOTAL	**34.711**

1 Inclui impostos e taxas pagos pela Companhia, no valor de R$9.425,9 mil, em função das comissões atribuídas às instituições financeiras sediadas no exterior envolvidas nas captações privadas.
2 A Companhia não efetuou desembolsos a título de corretagem.
3 Inclui reembolsos de despesas incorridas por instituições financeiras sediadas no exterior envolvidas nas captações privadas.

Receitas Financeiras

Em razão das aplicações dos recursos captados nas colocações privadas, auferimos receitas financeiras consolidadas que totalizaram R$5.770 mil.

Período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010

Em relação ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010, os principais fatores que afetaram de forma relevante nossos resultados operacionais foram: (i) perdão do mútuo celebrado com uma de nossas principais acionistas, Triple M, no valor de R$4,6 milhões e; (ii) pagamento de R$10,6 milhões como Honorários de Administradores, decorrentes da conferência de três opções de compras detalhadas no item 13. Adicionalmente, o crescimento das receitas financeiras, que passaram de R$5.770 mil em 2009 para R$13.492 mil no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010, deveu-se, principalmente, ao maior período de aplicação dos recursos captados nas colocações privadas de ações por nós realizadas (novembro e dezembro de 2009 em oposição aos seis primeiros meses de 2010).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços:

Não aplicável.

c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor:

Efeitos da Inflação, Taxas de Juros e Variação Cambial sobre nossos Resultados

Geral

A situação financeira e o resultado de nossas operações são influenciados pelo cenário macroeconômico brasileiro. A conjuntura macroeconômica brasileira melhorou significativamente nos últimos anos. Com efeito, o boletim Focus do Banco Central - mediana das projeções de mais 100 economistas-chefes de Instituições Financeiras - vem seguidamente, há semanas, elevando as projeções para o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro para o ano 2010. A autoridade monetária considera em seu cenário de referência um avanço de 7,3% na economia brasileira, ao invés dos 5,5% previstos no relatório de março.

Por outro lado, o BACEN vem detectando, uma pressão nos índices de preços que medem a inflação reagindo com elevações na taxa de juros de curto prazo e, acenando com uma série de ajustes ao longo do ano.

O desempenho da economia, evidentemente, afeta a demanda por nossos produtos e a inflação afeta nossas receitas, os custos e as margens. Variações dos índices de inflação afetam nossos custos e despesas dado que diversos serviços e insumos que utilizamos podem ser reajustados, como é o padrão do mercado, tendo por base índices de preços, tais como o IGP-M e o IPCA. No exercício de 2009 e no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010, essas alterações não foram relevantes nos resultados da Companhia.

Inflação e taxas de juros

A inflação e as taxas de juros podem influenciar os nossos resultados, pois podem gerar maior ou menor disponibilidade de renda, reduzir ou expandir a atividade econômica ou afetar o volume de investimentos na economia.

A variação dos índices de inflação também afeta as nossas despesas, na medida em que diversos serviços e insumos que utilizamos são reajustados com base em indicadores atrelados à inflação.

O Banco Central prevê inflação acima do centro da meta em 2010, embora dentro da margem de 2%, considerando uma consolidação do atual ciclo de expansão da economia brasileira. A estimativa é de que o IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo) registre alta de 5% no ano de 2010, isto é, 0,5% acima da meta estabelecida pelo CMN (Conselho Monetário Nacional) que é de 4,5%. Em julho de 2010, o IPCA, ficou praticamente estável em relação ao mês anterior. Por outro lado, o Comitê de Política Monetária (Copom) do Banco Central decidiu aumentar a taxa de juros de curto prazo (SELIC), na última reunião em julho de 2010, para 10,75%, ou seja, aumento de 0,50% pontos percentuais em relação à reunião anterior de 21 de julho de 2010. Posteriormente, na reunião de 1º de setembro de 2010, o Copom decidiu manter a taxa de juros básica no nível estabelecido em sua última reunião, em julho.

Câmbio

O nosso risco cambial, no momento, está limitado às receitas e despesas da IPEX, uma vez que os nossos recursos são basicamente provenientes de capital próprio e a HRT O&G encontra-se em fase pré-operacional, não tendo assumido compromissos relevantes em moedas estrangeiras. O risco da taxa de

10.2 - Resultado operacional e financeiro

câmbio ao qual poderemos estar expostos no futuro seria derivado de eventual descasamento que pode ocorrer entre receitas e despesas em moedas diferentes, como no caso da contratação do aluguel e operação de sondas.

Efeitos da Política Macroeconômica sobre os Setores em que atuamos

Atualmente, o nosso resultado financeiro decorre principalmente da taxa de juros ou de fatores que influenciam direta ou indiretamente tal indicador. A nossa disponibilidade de caixa é alocada em aplicações financeiras de renda fixa atreladas a um dado percentual do CDI e em instituições financeiras de primeira linha. As operações são pactuadas nas seguintes modalidades: CDBs, operações compromissadas (operações lastreadas em debêntures emitidas, obrigatoriamente, por sociedades integrantes do grupo econômico das instituições financeiras envolvidas, com garantia de recompra a qualquer momento (liquidez diária), com rentabilidade fixada em um percentual do CDI), pós-fixada em percentual de CDI, com a cláusula de liquidez diária e prazo determinado. Diante do contexto acima, as receitas financeiras aumentaram de R$ 5.770 mil em 31 de dezembro de 2009 para R$ 13.493 mil em 30 de junho de 2010, representando um aumento de 134% no semestre.

O COPOM estabelece a taxa de juros básica do sistema financeiro brasileiro. Nesse contexto, variações nas taxas de juros poderão acarretar em efeitos adversos nas nossas aplicações, e, consequentemente, no nosso negócio. Por estarmos no estágio inicial de nossos negócios, não temos histórico operacional e, portanto, somos dependentes do suporte dos recursos financeiros, atualmente aplicados até que as nossas operações se tornem rentáveis.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

a) introdução ou alienação de segmento operacional:

Não houve a introdução ou alienação de segmento operacional após o início das atividades da Companhia. O segmento de exploração e produção de óleo e gás é conduzido pela subsidiária HRT O&G, que se encontra em fase pré-operacional.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária:

A HRT Netherlands B.V. foi constituída em 15.06.2010 com capital autorizado de €90.000 ao preço de €1,00 cada ação. Está previsto em seu estatuto uma gama de atividades relacionada ao petróleo, gás natural e biocombustíveis, tais como a compra/venda, importação/ exportação, aluguel de máquinas, equipamentos, prestação de serviços, obtenção de licenças entre outros.

Em maio de 2010, passamos a deter, direta e indiretamente, 94,7% das quotas representativas do capital social da Ranger Participação Ltda., que por sua vez detém o controle de 100% do capital da Lábrea Petroleo S.A., detentora de campos nas bacias do Recôncavo Baiano, do Espírito Santo e Rio do Peixe bem como de dois blocos (2212A 2112B), localizados na Sub-bacia do Walvis, na Namíbia.

Em 31 de agosto de 2010, a Companhia incorporou a BN 31 Participações Ltda., detentora de 53 quotas de emissão da Ranger, representativas de 5,30% do seu capital social. Dessa forma, a Companhia concluiu a aquisição da Ranger e passou a deter, direta e indiretamente, 100% das quotas representativas do capital social da Ranger.

c) eventos ou operações não usuais:

Não há eventos ou operações não usuais praticadas pela Companhia.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

a) mudanças significativas nas práticas contábeis:

As Leis n° 11.638 e n° 11.941, promulgadas em 2007 e 2009, respectivamente, alteraram, revogaram e introduziram novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações. As alterações promovidas visam, principalmente, atualizar a legislação societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das Práticas Contábeis Adotadas no Brasil com aquelas constantes das normas internacionais de contabilidade (IFRS) e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pelos órgãos reguladores em consonância com os padrões internacionais de contabilidade.

Adotamos como base para a apresentação e elaboração das nossas demonstrações contábeis os pronunciamentos contábeis emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis aprovados pelos órgãos reguladores e as alterações das Leis 11.638 e 11.941.

A Companhia não espera efeitos relevantes na posição patrimonial e financeira da Companhia em decorrência dessas alterações nas práticas contábeis.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis:

A Companhia, no melhor do seu julgamento, não espera alterações significativas na posição patrimonial e financeira em razão da adoção no conjunto de normas contábeis.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor:

Não há ressalvas ou ênfases nos pareceres dos auditores independentes.

10.5 - Políticas contábeis críticas

As demonstrações contábeis da Companhia foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, nas normas estabelecidas pelos órgãos reguladores e nos pronunciamentos, nas orientações e nas interpretações emitidas pelo CPC.

A Administração entende que adota políticas contábeis condizentes com as melhores práticas de mercado e com a indústria de exploração e produção de petróleo e gás. Nossas políticas contábeis são definidas com o propósito de prover os usuários das demonstrações financeiras com informações úteis na tomada de decisão, visam representar as transações da Companhia com neutralidade, prudência e integridade e consideram as seguintes principais características qualitativas: compreensibilidade, relevância, confiabilidade e comparabilidade.

As práticas contábeis mais críticas para a Companhia são aquelas que envolvem o exercício de julgamento sobre questões incertas ou relevantes e incluem o registro e mensuração dos ativos ligados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, das quais destacamos o método dos esforços bem-sucedidos e a política para identificação de desvalorização do valor de ativos e determinação de provisão para perda do seu valor recuperável.

Imobilizado

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição e deduzido da depreciação acumulada, pelo método linear ou pelo método das unidades produzidas para os ativos de óleo e gás (quando em operação), e da provisão para redução ao seu valor recuperável, quando aplicável. As benfeitorias em imóveis de terceiros são amortizadas com base no prazo do contrato de aluguel ou expectativa de vida útil do imóvel, dos dois o menor.

Os gastos com exploração, avaliação e desenvolvimento da produção são contabilizados utilizando o método dos esforços bem-sucedidos ("*successful efforts method of accounting*").

Custos incorridos antes da obtenção das concessões e gastos com estudos e pesquisas geológicas e geofísicas são lançados ao resultado.

Os gastos com a exploração e avaliação diretamente associado com o poço exploratório são capitalizados como ativos de exploração e avaliação, até que a perfuração do poço é completada e seus resultados avaliados. Esses custos incluem salários de funcionários, materiais e combustíveis utilizados, custo com aluguel de sonda e outros custos incorridos com terceiros.

Caso reservas comerciais não sejam encontradas, o poço exploratório será baixado ao resultado. Quando reservas são encontradas, o custo será mantido no ativo até que avaliações adicionais quanto à comercialidade da reserva de hidrocarbonetos, que podem incluir a perfuração de outros poços, seja concluída.

Os ativos exploratórios estão sujeitos a revisões técnicas, comerciais e financeiras pelo menos anualmente para confirmar a intenção da administração de desenvolver e produzir hidrocarbonetos na área. Caso essa intenção não venha a ser confirmada, esses custos são baixados ao resultado. Quando são identificadas reservas provadas e o desenvolvimento é autorizado, os gastos exploratórios da área são transferidos para "ativos de óleo e gás".

Na fase de desenvolvimento, as inversões para construção, instalação e infra-estrutura (como plataforma, dutos e perfuração de poços de desenvolvimento, incluindo poços de delimitação ou poços de desenvolvimento mal-sucedidos) são capitalizadas como "ativos de óleo e gás".

Os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas de produção serão estimados e registrados como parte dos custos desses ativos em contrapartida à provisão que suportará tais gastos, tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área. Essa provisão será apresentada como

10.5 - Políticas contábeis críticas

ativo imobilizado em contrapartida ao passivo exigível a longo prazo. As estimativas dos custos com abandono serão contabilizadas levando-se em conta o valor presente dessas obrigações, descontadas a uma taxa de juros livre de risco. As estimativas de custos com abandono serão revistas pelo menos anualmente ou quando houver indicação de mudanças relevantes, com a conseqüente revisão de cálculo do valor presente, ajustando-se os valores de ativos e passivos. A provisão será atualizada mensalmente em base *pro-rata* considerando-se a taxa de desconto livre de risco com a qual terá sido descontada em contrapartida a uma despesa financeira.

Os ativos de óleo e gás, incluindo os custos para futuro abandono e desmantelamento das áreas, serão depreciados pelo método das unidades produzidas, com base na razão entre a produção de óleo e gás de cada campo no período e suas respectivas reservas provadas desenvolvidas. Para os ativos que beneficiarão toda a vida útil econômica do campo, como gasodutos e oleodutos, a depreciação será calculada considerando-se a produção do período e as reservas provadas totais.

Instalações e infra-estrutura cuja vida útil econômica é inferior a vida econômica das reservas do campo serão depreciados pelo método linear.

Provisão para recuperação de ativos

A administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas, e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, será constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Essas perdas serão classificadas em rubrica específica (“perdas no valor recuperável de ativos”) na demonstração do resultado.

O valor recuperável de uma determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Em ambos os casos, serão utilizadas estimativas e premissas consideradas razoáveis pela administração. É possível que a cotação do preço do óleo no mercado internacional varie negativamente, o que pode impactar a economicidade de uma determinada concessão. A administração monitora periodicamente os indicadores internos e externos que possam resultar em redução do valor recuperável dos seus ativos.

Provisão para contingências

Em 30 de junho de 2010, a Companhia não apresentou nenhuma provisão, em função de não existir nenhuma ação com expectativa de perda provável. Igualmente, não há divulgação de nenhum passivo contingente, decorrente de perdas possíveis que possam fluir para a Companhia.

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las:

Nossos procedimentos de controles internos são um conjunto de processos que visam a fornecer uma garantia razoável sobre a confiabilidade da informação contábil e financeira, bem como a elaboração de demonstrações contábeis para fins externos em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos. Os principais objetivos dos nossos controles internos são; (i) manutenção de registros que, em detalhe razoável, de forma rigorosa e justa, registra transações e disposições dos ativos da empresa, (ii) fornecimento de segurança razoável de que transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação das demonstrações contábeis de acordo com as praticas contábeis adotadas no Brasil, e que as receitas e despesas da empresa estão sendo reconhecidas somente de acordo com autorizações da nossa administração, e (iii) fornecimento de uma garantia razoável relativas à prevenção ou detecção e impedimento de alienação não autorizada, de ativos da companhia que poderia ter um efeito significativo nas demonstrações contábeis.

b) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente:

Nas demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e ao período de seis meses encerrado em 30.06.2010, não houve quaisquer ressalvas realizadas pelos auditores independentes da Companhia.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados:

Não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários de nossa emissão.

b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição:

Não aplicável a nós.

c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios:

Não aplicável a nós.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

(a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como: (i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos; (ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos; (iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços (iv) contratos de construção não terminada; e (v) contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

Não mantemos qualquer operação, contrato, obrigação ou outros tipos de compromissos em sociedades cujas demonstrações financeiras não sejam consolidadas com as nossas ou outras operações passíveis de gerar um efeito relevante, presente ou futuro, nos nossos resultados ou em nossa condição patrimonial ou financeira, receitas ou despesas, liquidez, investimentos, caixa ou quaisquer outras não registradas em nossas demonstrações financeiras. Da mesma forma, não foram identificados até o momento quaisquer passivos ambientais nos blocos em que a Companhia possui participação.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras:

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor:

Não existem ativos ou passivos que não são evidenciados em nossas demonstrações contábeis, balanços patrimoniais e demonstrações de resultado.

b) natureza e o propósito da operação:

Não existem ativos ou passivos que não são evidenciados em nossas demonstrações contábeis, balanços patrimoniais e demonstrações de resultado.

c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação:

Não existem ativos ou passivos que não são evidenciados em nossas demonstrações contábeis, balanços patrimoniais e demonstrações de resultado.

10.10 - Plano de negócios

a) investimentos, incluindo: (i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos.

Os principais investimentos previstos no nosso Plano de Negócios para o período de 2010 a 2014 são descritos a seguir:

	2010	2011	2012	2013	2014	Total
			(em US$ milhões)			
HRT O&G (*)	**113**	**407**	**478**	**567**	**761**	**2.325**
Bacia de Solimões	**59**	**298**	**386**	**542**	**686**	**1.971**
Investimentos Exploratórios	59	158	127	122	114	581
Investimentos no Desenvolvimento	-	140	259	420	572	1.390
Namibia	**52**	**104**	**89**	**24**	**73**	**342**
Investimentos Exploratórios	52	104	89	24	73	342
Investimentos no Desenvolvimento	-	-	-	-	-	-
Outras Bacias no Brasil	**2**	**4**	**2**	**2**	**2**	**12**
IPEX (**)	**2**	**3**	**4**	**6**	**7**	**23**
Total	**115**	**410**	**482**	**573**	**768**	**2.348**

Notas:
(*) Inclui investimentos de exploração, investimentos de produção, serviços gerais, salários, remuneração de diretores, treinamento e outros custos.
(**) Inclui salários, manutenção de laboratórios, equipamentos novos, taxas e outros custos.

10.10 - Plano de negócios

A tabela abaixo resume os percentuais aproximados das destinações que pretendemos dar aos recursos líquidos (após a dedução de comissões e despesas estimadas da Oferta) provenientes da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais:

Destinação		Percentual Estimado (%)	Valor Estimado [1]
			em R$ milhões
Desembolsos de capital relacionados ao nosso programa exploratório	Bacia do Solimões, no Brasil (*onshore*)	29,0	R$539,8
	Sub-bacia de Walvis e Sub-bacia de Orange, na Namibia (*offshore*)	12,0	R$223,4
	Bacias maduras, no Brasil (Recôncavo, Espírito Santo e Rio do Peixe - *onshore*)	1,0	R$18,6
Desembolsos relacionados ao nosso programa de desenvolvimento e infraestrutura	Bacia do Solimões, no Brasil (*onshore*)	46,0	R$856,2
	Sub-bacia de Walvis e Sub-bacia de Orange, na Namíbia (*offshore*)	3,0	R$55,8
	Bacias maduras, no Brasil (Recôncavo, Espírito Santo e Rio do Peixe - *onshore*)	1,0	R$18,6
	Outros projetos	8,0	R$148,9
	Total	**100,0%**	**R$1.861,4**

[1] Com base no preço por ação de R$1.200,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa do prospecto preliminar da oferta pública inicial de distribuição de ações conduzida pela Companhia.

Ressaltamos que as informações apresentadas neste item refletem exclusivamente o nosso Plano de Negócios para o período de 2010 a 2014, o qual foi elaborado com base em projeções, estimativas e considerações prospectivas as quais podem vir a não se concretizar. Qualquer alteração não prevista em tais projeções, estimativas e considerações, implicaria em uma revisão parcial ou total de nosso Plano de Negócios para os próximos anos.

Adicionalmente, a condição pré-operacional da nossa subsidiária HRT O&G faz com que quaisquer projeções ou estimativas sejam particularmente mais sujeitas a revisões. Para maiores informações acerca dos fatores que podem impactar nossas estimativas, veja os itens item 4 e 5 (“Fatores de Risco” e “Risco de Mercado”) deste Formulário de Referência.

Custos

Os custos da Companhia somam cerca de US$2,0 milhões por ano e incluem:

- Salários dos diretores e empregados;
- Custos administrativos vinculados a viagens e estadias, entre outros;
- Despesas financeiras; e
- Serviços contratados a terceiros tais como assessorias legais.

Investimentos da HRT O&G

10.10 - Plano de negócios

Os investimentos programados pela HRT O&G, empresa do grupo dedicada à exploração e produção, nos blocos em concessão, para atender os compromissos com os órgãos reguladores assim como para descobrir, certificar, desenvolver e produzir óleo e gás, são:

- Investimentos exploratórios nos 21 blocos em concessão na Bacia do Solimões, num total de US$581,0 milhões nos cinco anos do Plano, em parceria com a empresa Petra, incluindo a aquisição de dados de geologia e geofísica, seu processamento, interpretação e certificação, a perfuração de 48 poços exploratórios, custos de pessoal e custos administrativos;

- Investimentos no desenvolvimento da produção nos pólos de Aruã, Tefé e Juruá na Bacia de Solimões, num total de US$1.390 milhões, em parceria com a empresa Petra, incluindo estudos de reservatórios, perfuração de poços de produção, de injeção de água, de injeção de gás, sistemas de coleta da produção, plantas de gás natural, pequenos dutos de interligação dos campos e sistemas de estocagem da produção de óleo e condensado;

- Investimentos na exploração de dois blocos na Sub-bacia de Walvis e três blocos na Sub-bacia de Orange, na Namíbia, num total de US$342 milhões, no caso da Sub-bacia de Orange em parceria com a empresa Universal Power, incluindo a aquisição de dados sísmicos (2D e 3D), seu processamento, interpretação e certificação, a perfuração de cinco poços exploratórios, sendo dois na Sub-bacia de Walvis e 3 na Sub-bacia de Orange, custos de pessoal e administrativos;

- Investimentos no desenvolvimento da produção dos dois blocos na Sub-bacia de Walvis, incluindo estudos de reservatórios e projetos de engenharia e a instalação de um sistema antecipado de produção, no caso de descoberta significativa em um dos poços exploratórios a serem perfurados;

- Investimentos nas bacias maduras brasileiras do Recôncavo, Espírito Santo e Rio do Peixe, num total de US$12 milhões, em parceria com a empresa Cowan, incluindo a perfuração de poços e desenvolvimento da produção no caso de uma descoberta se revelar comercialmente produtora; e

- Finalmente, outros investimentos em treinamento de pessoal, contratação de novos empregados e contratação de consultorias especializadas.

Investimentos da IPEX

Estimamos que os investimentos desta empresa nos cinco anos do plano somarão cerca de US$23 milhões, dedicados especialmente a estudos multiclientes que serão posteriormente comercializados pela empresa junto às companhias de petróleo assim com à aquisição de equipamentos laboratoriais que sejam requeridos no andamento dos seus projetos.

Investimentos consolidados das empresas do Grupo HRT

Estimamos que os investimentos consolidados do grupo HRT somarão cerca de US$2.348 milhões, no período de cinco anos do plano.

ii. fontes de financiamento dos investimentos

Para financiar nosso plano de investimentos, pretendemos contar com as seguintes fontes de recursos, além da produção esperada:

Recursos em caixa:

Estes recursos são advindos de dois processos de tomada de capital no mercado ("*Private Placements*"), no valor de R$478,9 milhões, e parcialmente aplicados nos investimentos que estão sendo conduzidos desde o quarto trimestre de 2009 até julho de 2010. Os recursos disponíveis em conta, ao final do Segundo Trimestre de 2010 somavam R$251,6 milhões.

10.10 - Plano de negócios

Recursos advindos do IPO:

A Companhia, em seus preparativos para o IPO pretende levantar recursos para conduzir os seus investimentos previstos no nosso Plano de Negócio de 2010-2014.

Adicionalmente, podemos recorrer a fontes alternativas de recursos, de acordo com a disponibilidade de crédito e das condições de mercado.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

A Companhia não possui processo de desinvestimento de ativos em andamento.

Cabe ressaltar, no entanto, que são práticas da indústria do petróleo a realização de contratos de *farm-in* e *farm-out*. Podemos, eventualmente, assinar tais tipos de contratos no futuro, caso isso represente benefícios para nossos negócios e acionistas. A assinatura destes contratos, se houver, poderá representar investimentos e desinvestimentos relevantes.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Para realização do nosso Plano de Negócios e adicionalmente aos projetos mencionados no item “a”, pretendemos apresentar ofertas nos leilões futuros da ANP para a aquisição de direitos de concessão de blocos que nossa administração tenha definido como áreas potenciais favoráveis para as atividades de exploração e produção.

Estimamos investir na 11ª Rodada de Licitações de blocos, prevista para 2010.

c) novos produtos e serviços, indicando: i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; iii. projetos em desenvolvimento já divulgados; iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

Não aplicável a nós.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Conjuntura Econômica Brasileira

A nossa situação financeira e o resultado de nossas operações podem ser influenciados pelo desenvolvimento macroeconômico brasileiro. A conjuntura macroeconômica brasileira melhorou significativamente nos últimos anos. A inflação permaneceu dentro da meta estipulada pelo BACEN nos últimos cinco anos, as taxas de juros diminuíram, de acordo com os dados fornecidos pelo BACEN e o crescimento médio anual do PIB foi de 4,9% no período entre 2006 e 2008, segundo o IBGE. O desempenho da economia brasileira afeta nossas receitas, os custos e as margens.

Em 2007, o Real manteve sua tendência e teve apreciação frente ao Dólar de 17,0%. A taxa média anual de desemprego diminuiu de 10,0% em 2006 para 9,3% em 2007 nas principais regiões metropolitanas do Brasil, de acordo com o IBGE. Neste ano, a taxa de inflação, medida pelo IPCA, foi de 4,5%,a taxa de juros (CDI) do período foi de 11,8% e o PIB cresceu 5,7%.

Em 2008, a taxa de inflação medida pelo IPCA foi 5,9%. Esse percentual ficou dentro da meta estabelecida pelo BACEN, que compreendia a faixa entre 2,5% e 6,5%. A manutenção da inflação nesse patamar pode ser atribuída à política monetária que resultou na elevação da taxa SELIC ao longo do ano de 11,25% em janeiro de 2008 para 13,75% ao ano em dezembro de 2008. O PIB apresentou crescimento de 5,1%.

Em 30 de abril de 2008, o Brasil obteve a classificação de grau de investimento concedida pela agência de avaliação de risco Standard & Poor's, entrando no grupo de países considerados de baixo risco de inadimplência. Em 29 de maio de 2008, a Fitch Ratings, outra agência de avaliação de risco de crédito, também concedeu a classificação de grau de investimento ao Brasil. Em 22 de setembro de 2009, a Moody's, também uma agência de avaliação de risco de crédito, concedeu a classificação de grau de investimento ao Brasil. A elevação da classificação de risco de crédito reforça o cenário favorável no médio prazo para a economia brasileira, refletindo a maturidade das instituições financeiras e da estrutura política do país, bem como o avanço de políticas fiscais e de controle da dívida pública.

O ano de 2008 também foi marcado por um agravamento da crise financeira internacional originada no sistema financeiro norte-americano. O principal impacto dessa crise sobre a economia brasileira foi a deterioração das expectativas em relação à atividade econômica em 2009 e, com menor relevância, em 2010. Essa mudança nas expectativas provocou, principalmente a partir de outubro de 2008, elevação do custo de capital de terceiros, depreciação cambial, queda da cotação das ações na BM&FBOVESPA e retração na produção industrial.

Ao longo do ano de 2009, o BACEN iniciou a redução da taxa SELIC, que atingiu o patamar de 8,75% ao ano, em 30 de dezembro de 2009. A taxa de inflação acumulada em 2009, foi de 4,3%, medida pelo IPCA. A apreciação acumulada do Real frente ao Dólar, em 2009, foi de 25,3%, alcançando R$1,741/US$, de acordo com informações do BACEN. As reservas internacionais aumentaram significativamente entre 2006 e 2009, passando de US$52,3 bilhões em janeiro de 2006 para US$228,6 bilhões em dezembro de 2009 e a dívida pública líquida em relação ao PIB diminuiu de 47,9% para 43,0% no mesmo período.

As expectativas para a economia brasileira melhoraram em 2010. De acordo com o relatório Focus do BACEN divulgado em 3 de setembro de 2010, o mercado espera uma variação de 7,3% do PIB para 2010 e inflação, medida pelo IPCA, de 5,07% para o mesmo período.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

De acordo com o IBGE, em 2008 o consumo das famílias aumentou 5,4%, em termos reais, caracterizando o quinto ano consecutivo de expansão, sendo que entre 2006 e 2008 o crescimento foi de 17,9%. Em 2008, o nível de emprego formal cresceu 5,0% e no acumulado do ano até setembro de 2009, o crescimento foi de 2,9%, de acordo com dados do Ministério do Trabalho e Emprego. A disponibilidade da renda familiar e o aumento do emprego formal são fatores que contribuem para que os nossos negócios cresçam de maneira efetiva.

A tabela abaixo apresenta o crescimento do PIB, inflação, taxas de juros e taxa de câmbio para o Dólar nos períodos indicados:

	31 de dezembro de		
	2007	2008	2009
Crescimento do PIB[1]	6,1%	5,1%	(0,2%)
Inflação (IGP-M)[2]	7,8%	9,8%	(1,7%)
Inflação (IPCA)[3]	4,5%	5,9%	4,3%
CDI[4]	11,8%	12,4%	9,9%
TJLP[5]	6,2%	6,2%	6,0%
Valorização (desvalorização) do Real frente ao Dólar	20,7%	(24,2%)	34,2%
Taxa de câmbio (fechamento) – R$ por US$1,00	R$1,77	R$2,34	R$1,74
Taxa média de câmbio – R$ por US$1,00[6]	R$1, 95	R$1, 83	R$2,00

(1) Fonte: IBGE.
(2) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preço do mercado medido pela FGV, representando os dados acumulados para o período apresentado.
(3) A inflação (IPCA) é um índice de preços ao consumidor medido pelo IBGE, representando os dados acumulados para o período apresentado.
(4) A Taxa DI é a média das taxas dos depósitos interfinanceiros praticados durante o dia no Brasil (acumulada nos últimos 12 meses de cada período).
(5) Representa a taxa de juros anual aplicada pelo BNDES para financiamento de longo prazo (fim do período).
(6) Média das taxas de câmbio durante o período.
Fonte: BACEN, FGV, IBGE, CETIP.

Ressalte-se, no entanto, que como a Companhia e sua controlada HRT O&G ainda não iniciaram suas atividades de exploração e produção, os indicadores econômicos mencionados na tabela acima não impactaram de forma significativa o resultado da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro 2009 e no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010.

Adicionalmente, no mesmo período, referidos indicadores econômicos também não impactaram de forma significativa os resultados de nossa controlada IPEX, que já se encontra em fase operacional.

Neste contexto, vale destacar apenas a influência da Taxa DI em nossos resultados, uma vez que 100% de nossas aplicações financeiras estão atreladas a esse indicador. A Taxa DI se manteve estável durante o último trimestre do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, período em que a Companhia iniciou suas aplicações. No período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010, a Taxa DI seguiu a tendência da taxa de juros básica da economia (SELIC) e apresentou uma tendência de alta, subindo 2,0 pontos percentuais.

Descrição das Linhas de Nosso Resultado

Receita Bruta

As receitas de vendas de produtos ou de prestação de serviços são apresentadas brutas, ou seja, incluem os impostos e os descontos incidentes sobre as mesmas, os quais estão apresentados como contas redutoras das receitas, e são reconhecidas no resultado quando seu valor pode ser mensurado de forma confiável. Todos os riscos e benefícios inerentes ao produto são transferidos para o comprador ou quando o serviço é prestado, e é provável que os benefícios econômicos sejam gerados à favor da Companhia. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa da sua realização.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

A IPEX é a principal fonte de receita operacional da Companhia, visto que as demais controladas ainda se encontram nos estágio iniciais de suas atividades. Assim, a receita atual da Companhia é proveniente de trabalho de consultoria geoquímica e geológica para a indústria de E&P. Dentre seus principais clientes encontram-se a Devon, a Petrobras e a ANP.

Deduções da Receita Bruta

Sobre a nossa Receita Bruta incidem os tributos ISS, PIS e COFINS.

ISS

O ISS é um tributo municipal incidente sobre os serviços, cuja alíquota, por disposição legal è 5% no município do Rio de Janeiro, cidade na qual estamos estabelecidos.

PIS e COFINS

O PIS e a COFINS são contribuições sociais federais incidentes sobre o faturamento das empresas. Atualmente, existem dois regimes para o cálculo, quais sejam: (i) o regime não cumulativo, no qual as alíquotas de 1,65% para o PIS e de 7,6% para a COFINS são aplicadas sobre o faturamento, compensando-se, com as mesmas alíquotas, o valor de créditos sobre aquisição de insumos; e (ii) o regime cumulativo, destinado basicamente às empresas tributadas pelo lucro presumido, no qual as alíquotas, de 0,65% para PIS e 3,0% para COFINS são aplicadas diretamente sobre o faturamento mensal, sem considerar eventuais créditos.

Somos tributados pelo regime não cumulativo na Companhia e na HRT O&G e pelo lucro presumido na IPEX.

Custos de Prestação de serviços

Nosso custo de prestação de serviços é composto de custos com pessoal, de terceiros, entre outros itens necessários para a prestação de serviços da nossa controlada IPEX.

Pessoal

Os custos com pessoal são compostos pela remuneração dos empregados (incluindo benefícios), reajustados anualmente, com base em índices negociados junto aos sindicatos dos nossos empregados, bem como encargos incidentes sobre a nossa folha de pagamento.

Terceiros

Os custos com serviços prestados de pessoas jurídicas referem-se aos custos com diversos serviços de consultorias especializadas, principalmente financeira, legal, técnica (laboratório, informática e meio ambiente).

Destacam-se as despesas com o COFINS e ISS. No caso do ISS, tem como fato gerador a prestação de serviços por pessoas jurídicas. Sua base de cálculo é o preço do serviço prestado, e as alíquotas utilizadas variam em cada município.

Outros Gastos Gerais

Nesta rubrica está incluída, custos com aluguéis e taxas, treinamentos e seminários, materiais químico para o laboratório bem como eventos entre outros.

Resultado Bruto

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Resultado bruto é a receita líquida deduzida dos custos diretos com pessoal, terceiros, insumos, depreciação, custo de venda de ativos utilizados na prestação de serviços, dentre outros custos dos serviços prestados.

Despesas e Receitas Operacionais

Despesas Administrativas

As Despesas Administrativas correspondem, principalmente, aquelas com aluguéis e taxas, inclusive condomínio, gastos com viagens e estadia, basicamente, aqueles com passagens aéreas, hospedagem e alimentação.

Despesas Tributárias

As Despesas Tributárias englobam os principais tributos, principalmente IOF, CIDE, IPTU, emolumentos e, em menor valor, multas fiscais.

Despesas Financeiras

Nessa rubrica estão registradas somente despesas referentes à utilização de eventual necessidade de caixa, via conta garantida, de nossa controlada IPEX.

Receitas Financeiras

As Receitas Financeiras são oriundas de aplicações financeiras em operações de renda fixa colocadas em instituições financeiras de 1ª linha. As operações são pactuadas, basicamente, nas modalidades de CDB`s e operações compromissadas, com rendimento pós-fixado baseado em um percentual de CDI, com prazo determinado mas com cláusula de liquidez diária.

Resultado Operacional

Refere-se ao resultado bruto, deduzido das Despesas Administrativas, das Receitas Financeiras, e Outras Receitas (Despesas) Operacionais.

Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social

Nas empresas tributadas pelo lucro real, como a Companhia e a HRT O&G, o imposto de renda e a contribuição social são calculados tomando-se como base o lucro tributável às alíquotas de 25% (15% acrescido de adicional de 10% sobre o lucro anual excedente a R$240 mil) e 9%, respectivamente. A legislação permite compensar prejuízos fiscais de exercícios anteriores com lucros de exercícios correntes, sem prazo de prescrição, porém com utilização limitada a 30% do lucro tributável de cada exercício social. Outro procedimento de deferimento destes tributos se refere a diferenças temporárias, que não são reconhecidas como dedutíveis na apuração do lucro tributável no momento da contabilização, mas sim no momento de definição da realização financeira.

Na controlada IPEX, o imposto de renda e a contribuição social são apurados pelo regime de tributação com base no lucro presumido. A base de calculo é de 32% sobre a receita bruta, a apuração dos impostos com base no lucro presumido foi determinada mediante a aplicação dos percentuais estabelecidos na legislação especifica, ou seja: alíquota do imposto de renda sobre o lucro presumido de 15% mais 10% sobre a parcela que exceder ao valor resultante da multiplicação de R$ 20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração. A alíquota da contribuição social aplicada foi de 9% sobre a mesma base.

Lucro Líquido

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Refere-se ao lucro operacional após deduzidas as Provisões para Imposto de Renda e Contribuição Social do exercício.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Exceto pelas projeções contidas neste Formulário de Referência elaboradas pela D&M, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

Não aplicável a nós.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê:

i. Conselho de Administração

O Conselho de Administração tem a função primordial de orientação geral dos negócios da Companhia, assim como de controlar e fiscalizar o seu desempenho, cumprindo-lhe, especialmente além de outras atribuições que lhe sejam conferidas por lei ou pelo Estatuto:

I. Definir as políticas e fixar as diretrizes orçamentárias para a condução dos negócios, bem como propor a implementação da estratégia de crescimento e orientação geral dos negócios da Companhia;

II. Aprovar o orçamento anual, o plano de negócios e suas alterações, bem como quaisquer planos de investimento, anuais e/ou plurianuais e projetos de expansão da Companhia;

III. Eleger e destituir os Diretores da Companhia;

IV. Distribuir a remuneração global fixada pela assembleia geral entre os membros do Conselho de Administração e da Diretoria;

V. Deliberar sobre a convocação da assembleia geral, quando julgar conveniente, ou no caso do artigo 132 da Lei das Sociedades por Ações;

VI. Fiscalizar a gestão dos Diretores, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, e solicitar informações sobre contratos celebrados ou em vias de celebração e quaisquer outros atos;

VII. Apreciar os resultados trimestrais das operações da Companhia;

VIII. Escolher e destituir os auditores independentes, observando-se, nessa escolha, o disposto na legislação aplicável;

IX. Apreciar o Relatório da Administração e as contas da Diretoria e deliberar sobre sua submissão à assembleia geral;

X. Apreciar a proposta da administração de distribuição anual de dividendos, cabendo sua aprovação final à assembleia geral;

XI. Aprovar a distribuição de dividendos intercalares ou intermediários, e/ou pagamento de juros sobre o capital próprio com base em balanços semestrais, trimestrais ou mensais;

XII. Deliberar sobre a constituição de subsidiárias e a associação com outras sociedades para a formação de parcerias, consórcios ou *joint ventures*;

XIII. Autorizar a emissão de ações da Companhia, desde que no limite autorizado pelo Estatuto Social da Companhia, fixando as condições de emissão, inclusive preço, forma e prazo de integralização, podendo, ainda, excluir (ou reduzir prazo para) o direito de preferência nas emissões de ações e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou por subscrição pública ou em oferta pública de aquisição de controle, nos termos estabelecidos em lei;

XIV. Deliberar sobre a aquisição pela Companhia de ações de sua própria emissão para manutenção em tesouraria e/ou posterior cancelamento ou alienação;

XV. Deliberar sobre a emissão de bônus de subscrição, dentro do limite do capital autorizado, fixando as condições de sua emissão, inclusive preço e prazo de integralização;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

XVI. Aprovar a outorga de opção de compra ou de subscrição de ações de emissão da Companhia, sem direito de preferência para os acionistas, em favor dos administradores da Companhia, seus empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, podendo essa opção ser estendida aos administradores ou empregados das sociedades controladas pela Companhia, direta ou indiretamente, nos termos e condições do(s) plano(s) previamente aprovado(s) pela assembleia geral;

XVII. Deliberar, independentemente do valor, sobre (a) a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real; (b) as condições das debêntures (exceto aquelas mencionadas no item "a" deste item) e a oportunidade de sua emissão que lhes sejam delegadas pela assembleia geral na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações; e (c) a emissão de notas promissórias comerciais (*commercial papers)*, *bonds*, *notes* e quaisquer outros instrumentos de crédito para captação de recursos, de uso comum no mercado, inclusive sobre suas condições de emissão e resgate;

XVIII. Deliberar sobre qualquer investimento ou despesa não prevista no orçamento anual, mediante a assinatura, modificação ou prorrogação de quaisquer documentos, contratos ou compromissos para assunção de responsabilidade, dívidas ou obrigações, observado o disposto no parágrafo 2º do artigo 27 do Estatuto Social da Companhia;

XIX. Aprovar a criação de ônus reais sobre os bens da Companhia;

XX. Autorizar a Companhia a prestar garantias a obrigações de suas controladas e/ou subsidiárias integrais, sendo expressamente vedada a outorga de garantias a obrigações de terceiros e prestação de aval ou fiança em benefício de terceiros;

XXI. Deliberar sobre a alienação, compra, venda, locação, doação ou oneração, direta ou indiretamente, a qualquer título e por qualquer valor, de participações societárias pela Companhia cujo valor patrimonial total seja igual ou superior a R$ 30.000.000,00 (trinta milhões de reais), bem como a constituição de subsidiárias;

XXII. Aprovar a obtenção de qualquer linha de crédito, financiamento ou empréstimo, incluindo operações de leasing, em nome da Companhia, não prevista no orçamento anual. Fica desde já autorizado, no entanto, sem a necessidade de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, o aumento do endividamento total da Companhia, nos termos previstos em seu orçamento anual, até o montante total de R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), em uma única transação ou em um conjunto de transações. Os diretores deverão informar ao Conselho de Administração a ocorrência de tal fato na reunião do Conselho de Administração seguinte a tal transação;

XXIII. Definir a lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas, para a preparação de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta e saída do Novo Mercado;

XXIV. Aprovar qualquer operação ou conjunto de operações envolvendo a Companhia e qualquer parte relacionada, direta ou indiretamente, observado as demais disposições do Estatuto Social da Companhia. Para fins deste inciso, entende-se como parte relacionada qualquer administrador ou empregado da Companhia, subsidiária da Companhia, sociedade coligada ou afiliada, ou acionista que detenha, direta ou indiretamente, mais de 5% do capital social da Companhia;

XXV. Apresentar à assembleia geral proposta de distribuição de participação nos lucros anuais aos empregados e aos administradores;

XXVI. Autorizar a realização de operações envolvendo qualquer tipo de instrumento financeiro derivativo, assim considerados quaisquer contratos que gerem ativos e passivos financeiros para suas partes, independente do mercado em que sejam negociados ou registrados ou da forma de realização, e exclusivamente para fins de proteção patrimonial (*hedge*); qualquer proposta envolvendo as operações aqui descritas deverá ser apresentada ao Conselho de Administração pela Diretoria da Companhia,

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

devendo constar da referida proposta, no mínimo, as seguintes informações: (i) avaliação sobre a relevância dos derivativos para a posição financeira e os resultados da Companhia, bem como a natureza e extensão dos riscos associados a tais instrumentos; (ii) objetivos e estratégias de gerenciamento de riscos, particularmente, a política de proteção patrimonial (*hedge*); e (iii) riscos associados a cada estratégia de atuação no mercado, adequação dos controles internos e parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos. Não obstante as informações mínimas que devem constar da proposta, os membros do Conselho de Administração poderão solicitar informações adicionais sobre as tais operações, incluindo, mas não se limitando, a quadros demonstrativos de análise de sensibilidade;

XXVII. Eleger os membros dos comitês técnicos e consultivos instituídos pelo Conselho de Administração, nos termos do artigo 36 do Estatuto Social da Companhia, e os membros do Comitê de Auditoria instituído nos termos do artigo 37 do Estatuto Social da Companhia; e

XXVIII. Aprovar a obtenção de qualquer linha de crédito, financiamento ou empréstimo atrelado ou de qualquer outra forma baseado em moeda estrangeira, incluindo operações de *leasing*, em nome da Companhia, não prevista no orçamento anual, cujo valor, convertido para Reais, seja igual ou superior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais).

ii. Diretoria

Compete à Diretoria a administração dos negócios sociais em geral e a prática, para tanto, de todos os atos necessários ou convenientes, ressalvados aqueles para os quais, por lei ou pelo Estatuto Social da Companhia, seja atribuída a competência à Assembleia Geral ou ao Conselho de Administração. No exercício de suas funções, os Diretores poderão realizar todas as operações e praticar todos os atos necessários à consecução dos objetivos de seu cargo, observadas as disposições do Estatuto Social da Companhia quanto à forma de representação, à alçada para a prática de determinados atos, e a orientação geral dos negócios estabelecida pelo Conselho de Administração, incluindo deliberar sobre e aprovar a aplicação de recursos, transigir, renunciar, ceder direitos, confessar dívidas, fazer acordos, firmar compromissos, contrair obrigações, celebrar contratos, adquirir, alienar e onerar bens móveis e imóveis, prestar caução, emitir, endossar, caucionar, descontar, e sacar títulos em geral, assim como abrir, movimentar e encerrar contas em estabelecimentos de crédito, observadas as restrições legais e aquelas estabelecidas no Estatuto Social da Companhia.

Compete ainda à Diretoria:

I. Cumprir e fazer cumprir o Estatuto Social da Companhia e as deliberações do Conselho de Administração e da assembleia geral de Acionistas;

II. Submeter, anualmente, à apreciação do Conselho de Administração, o relatório da administração e as contas da Diretoria, acompanhados do relatório dos auditores independentes, bem como a proposta de aplicação dos lucros apurados no exercício anterior;

III. Submeter ao Conselho de Administração orçamento anual, o plano anual de negócios, bem como quaisquer planos de investimento, anuais e/ou plurianuais e projetos de expansão da Companhia;

IV. Apresentar trimestralmente ao Conselho de Administração o balancete econômico-financeiro e patrimonial da Companhia e suas controladas; e

V. Aprovar toda e qualquer operação ou conjunto de operações que seja de sua competência, nos termos previstos no Plano Alçadas.

Dentro do orçamento anual aprovado pelo Conselho de Administração, um percentual de até 10% (dez por cento) dos gastos de exploração, avaliação e outras medidas operacionais poderá ser remanejado por decisão da Diretoria, que deverá informar o Conselho de Administração acerca do ajuste realizado.

b) data de instalação do Conselho Fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês:

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Na data deste Formulário de Referência, não há conselho fiscal nem comitês instalados.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê:

Na data deste Formulário de Referência, não há mecanismos de avaliação de desempenho de nossa Diretoria e Conselho de Administração.

d) em relação aos membros da Diretoria, suas atribuições e poderes individuais:

Compete ao Diretor Presidente, coordenar a ação dos Diretores e dirigir a execução das atividades relacionadas com o planejamento geral da Companhia, além das funções, atribuições e poderes a ele cometidos pelo Conselho de Administração, e observadas a política e orientação previamente traçadas pelo Conselho de Administração, bem como:

I. Convocar e presidir as reuniões da Diretoria;

II. Superintender as atividades de administração da Companhia, coordenando e supervisionando as atividades dos membros da Diretoria; e

III. Representar a Companhia ativa e passivamente, em juízo ou fora dele, observado o previsto no Estatuto Social da Companhia.

Compete ao Diretor de Assuntos Corporativos, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração (i) substituir o Diretor Presidente em caso de ausência ou afastamento temporário deste, hipótese em que incumbirão as funções, atribuições e poderes àquele cometidos pelo Conselho de Administração, bem como as atribuições indicadas no artigo 28; (ii) coordenar as atividades internas da Companhia, incluindo, mas não se limitando a política de pessoal, organizacional, gerencial, operacional e de marketing da Companhia; (iii) determinar as regras e regulamentos necessários ao funcionamento e à organização interna da sociedade; (iv) supervisionar atividades de planejamento e desenvolvimento empresariais e de suporte à consecução do objeto social; (v) executar outras atividades delegadas pelo Diretor Presidente; e (vi) auxiliar o Diretor Presidente em suas atribuições, incluindo, mas sem limitar, na coordenação da ação dos Diretores e direção da execução das atividades relacionadas com o planejamento geral da Companhia.

Compete ao Diretor Financeiro, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) substituir o Diretor Presidente em caso de ausência ou afastamento temporário deste e do Diretor de Assuntos Corporativos, hipótese em que lhe incumbirá as funções, atribuições e poderes àquele cometidos pelo Conselho de Administração, bem como as atribuições indicadas no artigo 28 do Estatuto Social da Companhia; auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (ii) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (iii) propor alternativas de financiamento e aprovar condições financeiras dos negócios da Companhia; (iv) administrar o caixa e as contas a pagar e a receber da Companhia; e (v) dirigir as áreas contábil, de planejamento financeiro e fiscal/ tributária.

Compete ao Diretor Técnico, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; e (ii) avaliar, coordenar e gerir a implementação de todos os trabalhos e planos técnicos da Companhia no que tangem à sua atividade social.

Compete ao Diretor de Operações, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; e (ii) coordenar a execução das operações e dos investimentos aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia.

Compete ao Diretor de Relações com Investidores, dentre outras atribuições que lhe venham a ser cometidas pelo Conselho de Administração: (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (ii) representar a Companhia perante os órgãos de controle e demais instituições que atuam no mercado de

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

capitais; (iii) prestar informações ao público investidor, à CVM, às Bolsas de Valores em que a Companhia tenha seus valores mobiliários negociados e demais órgãos relacionados às atividades desenvolvidas no mercado de capitais, conforme legislação aplicável, no Brasil e no exterior; e (iv) manter atualizado o registro de companhia aberta perante a CVM. A função de Diretor de Relações com Investidores poderá ser exercida cumulativamente por qualquer outro Diretor.

e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do Conselho de Administração, dos comitês e da Diretoria:

Na data deste Formulário de Referência, não possuímos mecanismos formais de avaliação de desempenho dos membros do nosso Conselho de Administração e da nossa Diretoria.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

a) prazos de convocação:

As Assembleias Gerais da Companhia são convocadas com, no mínimo, 15 dias corridos de antecedência em primeira convocação e com 8 dias corridos de antecedência no caso de segunda convocação, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Adicionalmente, a Companhia aderiu ao sistema "Assembleias Online", o que possibilita que seus acionistas exerçam o direito de voto a partir da data de publicação do edital de convocação, inclusive antes do início de cada Assembleia Geral.

b) competências:

Compete à Assembleia Geral:

a) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

b) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração, bem como definir o número de cargos a serem preenchidos no Conselho de Administração da Companhia;

c) eleger e destituir os membros do Conselho Fiscal, quando for o caso, bem como fixar-lhes a remuneração;

d) fixar a remuneração global anual dos administradores da Companhia, cabendo ao Conselho de Administração, deliberar sobre a sua distribuição;

e) aprovar ou celebrar qualquer alteração ou modificação do Estatuto Social da Companhia;

f) aprovar a emissão de títulos da Companhia conversíveis em ações ou bônus de subscrição ou que de outra forma possuam um componente de participação no capital social da Companhia, observado o disposto no artigo 6 do Estatuto Social da Companhia;

g) deliberar sobre a dissolução, liquidação, fusão, cisão, transformação ou incorporação (inclusive incorporação de ações) da Companhia, ou de qualquer sociedade na Companhia, bem como qualquer requerimento de autofalência ou recuperação judicial ou extrajudicial;

h) atribuir bonificações em ações;

i) aprovar planos de outorga de opção de compra de ações aos seus administradores e empregados e a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, assim como aos administradores e empregados de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia;

j) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio, com base nas demonstrações financeiras anuais;

k) deliberar, de acordo com proposta apresentada pela administração, sobre a distribuição de dividendos, ainda que intercalares ou intermediários, que excedam o dividendo obrigatório estabelecido no artigo 39, parágrafo 3º, do Estatuto Social;

l) aprovar qualquer regaste, recompra, amortização ou outra redução do capital de qualquer ação ou bônus de subscrição ou outros títulos conversíveis em ação da Companhia;

m) aprovar o plano de alçadas da Companhia que deverá estabelecer diferentes instâncias de aprovação de matérias que não estão incluídas entre as atribuições privativas da assembleia de acionistas, conselho de administração e diretoria, nos termos da Lei de Sociedades por Ações e do

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

Estatuto Social ("Plano de Alçadas"). A assembleia geral poderá deliberar sobre eventuais alterações no referido plano;

n) deliberar sobre qualquer emissão de ações ou outros títulos e valores mobiliários, bem como qualquer alteração nos direitos, preferências, vantagens ou restrições atribuídos às ações, títulos ou valores mobiliários, observadas as exceções previstas no Estatuto Social e na Lei das Sociedades por Ações;

o) deliberar sobre a venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação, através de uma única operação ou série de operações relacionadas, pela Companhia, da totalidade ou de praticamente todos seus ativos operacionais; ou a venda ou alienação (seja através da incorporação, consolidação ou outra forma) de uma ou mais subsidiárias da Companhia, caso praticamente todos ativos operacionais da Companhia forem detidos pela subsidiária ou subsidiárias em questão, salvo casos em que a venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação seja para outra subsidiária integral da Companhia;

p) eleger o liquidante, bem como o Conselho Fiscal que deverá funcionar no período de liquidação;

q) deliberar o cancelamento do registro de companhia aberta perante a CVM;

r) deliberar a saída do Novo Mercado, a qual deverá ser comunicada à BM&FBOVESPA por escrito, com antecedência prévia de 30 (trinta) dias;

s) autorizar a emissão de debêntures, ressalvado o disposto no parágrafo 1º do art. 59 da Lei das Sociedades por Ações;

t) escolher empresa especializada responsável pela elaboração de laudo de avaliação previsto no artigo 49 do Estatuto, dentre as empresas indicadas em lista tríplice formulada pelo Conselho de Administração; e

u) demais atribuições previstas no Estatuto Social e na Lei das Sociedades por Ações.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise:

Os documentos relativos à Assembleia Geral estarão disponíveis na sede da Companhia na Avenida Atlântica, n° 1130, Entrada 1, Avenida Princesa Isabel, 10º andar (parte), Copacabana, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, CEP 22021-000.

Adicionalmente, tais documentos estarão disponíveis (nos idiomas português e inglês) a partir da publicação do edital de convocação na página de relações com investidores da Companhia (www.hrt.com.br), assim como no sistema "Assembleias Online" (www.assembleiasonline.com.br).

d) identificação e administração de conflitos de interesses:

Nos termos da legislação societária vigente, os conflitos de interesse são identificados e administrados pelo Conselho de Administração.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto:

A solicitação de procurações segue os requisitos legais e/ou regulatórios aplicáveis, sendo que a Companhia admite que, desde que o representante esteja validamente constituído e que a procuração contenha o voto a ser proferido, este representante pode votar em nome do acionista.

Adicionalmente, como a Companhia aderiu ao sistema "Assembleias Online", a solicitação de procurações pela administração é realizada diretamente nesse sistema.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico:

Nossos acionistas dispõem do sistema "Assembleias Online" para votar nas Assembleias Gerais da Companhia sem necessidade de locomoção ao local de realização da Assembleia física, pessoalmente ou por intermédio de representante legal. O processo de cadastramento no sistema "Assembleias Online" é tal que uma vez cadastrado os acionistas poderão votar não apenas nas Assembleias da Companhia como nos eventos de outras empresas disponíveis naquela plataforma de voto.

Alternativamente, nossos acionistas podem comparecer pessoalmente ou podem ser representados na Assembleia Geral por seu representante legal, bem como por procurador constituído há menos de 1 (um) ano, que seja acionista, administrador da Companhia, advogado, instituição financeira ou administrador de fundo de investimento que represente os condôminos.

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, para tomar parte fisicamente (pessoalmente ou por meio de representante legal) em assembleia geral da Companhia, o acionista deverá apresentar, em até 48 (quarenta e oito) horas antes do dia da realização da respectiva assembleia, em conjunto, os seguintes documentos: (i) comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de sua titularidade ou em custódia, na forma do artigo 126 da Lei das Sociedades por Ações, e/ou relativamente aos acionistas participantes da custódia fungível de ações nominativas, o extrato contendo a respectiva participação acionária, emitido pelo órgão competente datado de até 2 (dois) dias úteis antes da realização da Assembleia Geral; (ii) documento que comprove sua identidade e poderes; e, na hipótese de representação do acionista por procurador, (iii) instrumento de mandato devidamente regularizado na forma da lei e do Estatuto Social da Companhia. Sem prejuízo do disposto acima, o acionista que comparecer à Assembleia Geral munido dos documentos mencionados, até o momento da abertura dos trabalhos em Assembleia, poderá participar e votar, ainda que tenha deixado de depositá-los previamente.

Para fins de participação em assembleia geral através de plataforma eletrônica implantada pela Companhia, os acionistas ficam dispensados de apresentação de comprovante de participação acionária fornecida por instituição financeira escrituradora de ações.

Adicionalmente, os acionistas constituídos sob a forma de fundos de investimento, nacionais ou estrangeiros, deverão apresentar à Companhia, no mesmo prazo e pela mesma forma previstos acima, com entrega de cópias simples até o início dos trabalhos de (i) comprovação da qualidade de administrador do fundo (ou seu equivalente no exterior) conferida à pessoa física ou jurídica que o represente na Assembleia, ou que tenha outorgado os poderes ao procurador; e (ii) cópias simples do ato societário do administrador (ou seu equivalente no exterior) que outorgue poderes ao representante que compareça a Assembleia Geral ou que tenha outorgado poderes ao procurador. No caso dos fundos de investimento constituídos no exterior, exige-se, ainda, a respectiva tradução para o idioma português dos documentos acima mencionados.

g) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias:

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não administra diretamente qualquer fórum e/ou página na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias. Não obstante, a Companhia aderiu ao sistema "Assembleias Online" que pode disponibilizar, caso a caso e a critério da Companhia, plataforma de fórum onde poderão ser compartilhados comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias:

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não realiza transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio de suas assembleias. Não obstante, a Companhia aderiu ao sistema "Assembleias Online" que pode

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

disponibilizar, caso a caso e a critério da Companhia, plataforma de transmissão ao vivo das suas assembleias, sem que haja votação concomitante (a votação pelo sistema “Assembleias Online” se encerra antes do início da assembleia).

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas:

Mediante unanimidade dos acionistas da Companhia, a pauta das reuniões poderá sofrer alterações e inclusões.

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76

Exercício Social	Publicação	Jornal - UF	Datas
31/12/2009	Demonstrações Financeiras	Valor Econômico - RJ	06/04/2010
			06/04/2010
	Convocação da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	06/04/2010
		Valor Econômico - RJ	06/04/2010
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado - RJ	24/05/2010
		Valor Econômico - RJ	24/05/2010

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

a) frequência das reuniões:

O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, 4 (quatro) vezes por ano, ao final de cada trimestre e, extraordinariamente, sempre que convocado por seu Presidente mediante notificação escrita entregue com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, e com apresentação da pauta dos assuntos a serem tratados. As convocações poderão ser feitas por carta com aviso de recebimento ou por qualquer outro meio, eletrônico ou não, que permita a comprovação de recebimento.

As reuniões do Conselho de Administração serão realizadas, preferencialmente, na sede da Companhia. Será admitida a presença dos conselheiros através de teleconferência ou vídeo-conferência, admitida gravação das mesmas. A participação através de teleconferência ou vídeo-conferência será considerada como presença pessoal, devendo os membros do Conselho de Administração que participarem remotamente da reunião encaminhar, imediatamente após o encerramento da reunião, a manifestação dos votos declarados no conclave por meio de carta ou correio eletrônico.

b) se existirem, as disposições do Acordo de Acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho:

Acordo de Acionistas Pré-IPO

Conforme previsto no Acordo de Acionistas Pré-IPO, além das atribuições gerais estabelecidas na legislação brasileira e regulamentos em vigor, caberá ao Conselho de Administração a aprovação das matérias abaixo descritas, mediante o voto afirmativo da maioria dos conselheiros, até a ocorrência de eventual oferta pública de ações:

(i) plano anual de negócios, plano anual de trabalho e orçamento anual da Companhia e de suas Subsidiárias, bem como as alterações dos mesmos;

(ii) qualquer acordo que resultar em passivo ou obrigações para a Companhia ou para quaisquer de suas Subsidiárias superior a montante em reais equivalente a US$15.000.000,00 (quinze milhões de dólares norte-americanos), em uma única operação ou em uma série de operações correlatas, a menos e na medida em que as operações em questão tenham sido especificamente previstas no plano anual de negócios;

(iii) quaisquer bônus de entrada igual ou acima de montante em reais equivalente a US$500.000,00 (quinhentos mil dólares norte-americanos), contratos de retenção para profissionais chave, outorga opção de compra de ações, qualquer espécie de programa de incentivo a empregados ou prestadores de serviços ou direito de valorização de ações; e

(iv) qualquer compra de ações detidas por administradores ou profissionais chave, em caso de demissão por justa causa ou em caso de demissão voluntária,mediante valor justo de mercado.

Caberá ainda ao Conselho de Administração aprovar as matérias adiante descritas, mediante o voto afirmativo de, pelo menos, 2/3 (dois terços) dos Conselheiros:

(i) contratação de qualquer novo Diretor ou qualquer novo executivo chave da administração; e

(ii) dissolução, liquidação, reorganização societária, capitalização, cisão ou incorporação da Companhia ou de qualquer Subsidiária, ou de qualquer sociedade na Companhia.

Além das matérias que necessariamente precisam ser aprovadas por Assembleia Geral de Acionistas por força de Lei, as matérias descritas abaixo exigirão o voto afirmativo de acionistas detentores de, pelo menos, 2/3 (dois terços) das ações emitidas e em circulação, não incluindo as ações de tesouraria:

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

(i) aprovação ou celebração de qualquer alteração ou modificação dos Estatutos Sociais e/ou contratos sociais relacionados a quaisquer aumentos de capital (salvo para eventual oferta pública inicial de ações da Companhia), modificação do objeto social ou outro documento constitutivo da Companhia ou de qualquer Subsidiária;

(ii) criação de uma nova classe de ações da Companhia ou emissão de títulos conversíveis em ações ou bônus de subscrição, ou que de outra maneira possuam um componente de participação acionária;

(iii) aprovação do protocolo de um pedido voluntário de liquidação ou dissolução da Companhia, distrato, ou pedido de recuperação judicial ou extrajudicial envolvendo a Sociedade ou qualquer Subsidiária;

(iv) aprovação de qualquer resgate, recompra, amortização ou outra redução do capital, mediante qualquer alteração no número de ações, bônus de subscrição ou outros títulos conversíveis em ações da Companhia ou de qualquer Subsidiária (exceto pelo Programa de Recompra de Ações tratado no item “19” deste Formulário de Referência);

(v) aprovação da transformação do tipo societário da Companhia ou de quaisquer de suas Subsidiárias;

(vi) qualquer distrato, liquidação, dissolução, consolidação, reorganização societária, recapitalização, cisão ou incorporação da Companhia ou qualquer Subsidiária ou de qualquer sociedade na Companhia; e

(vii) venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação, através de uma única operação ou série de operações relacionadas, pela Sociedade ou qualquer Subsidiária, da totalidade ou de praticamente todos os ativos da Companhia e suas Subsidiárias tomadas como um todo; ou a venda ou alienação (seja através da incorporação, consolidação ou de outra forma) de uma ou mais Subsidiárias da Sociedade, caso praticamente todos ativos da Companhia e de suas Subsidiárias, tomadas como um todo, forem detidos pela Subsidiária ou Subsidiárias em questão, salvo casos em que a venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação seja para outra Subsidiária integral da Sociedade.

Ressalte-se, por fim, que o Acordo de Acionistas Pré-IPO deixará de vigorar mediante a realização de uma oferta pública inicial de ações da Companhia.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses:

Com relação às regras de identificação e administração de conflitos de interesses, aplica-se o disposto na Lei das Sociedades por Ações, inclusive no que tange à proibição de voto do administrador ou acionista conflitado e responsabilidade dos administradores e acionistas quando o voto é realizado de forma abusiva.

Ressalta-se, ainda, que conforme aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia em 19 de abril de 2010, incluem-se, dentre outras, nas obrigações dos seus membros: (i) abster-se de participar de qualquer ato do Conselho que, de qualquer forma, conflita com os interesses da Companhia. Nesses casos, o conselheiro deve evidenciar sua discordância dos demais, fazer constar em ata tal divergência e, ainda, abster-se de votar e participar, mesmo que como ouvinte, de qualquer discussão envolvendo tal matéria; e (ii) comunicar o Conselho de Administração da Companhia qualquer vínculo, assistência, participação ou colaboração, direta ou indireta, em quaisquer negócios ou atividades que sejam concorrentes com as praticadas pela Companhia e/ou suas subsidiárias, ressalvado que nenhum comunicado será exigido em razão do conselheiro, direta ou indiretamente, (a) deter 5% ou menos de participação acionária em tal sociedade concorrente; (b) possuir uma relação de consumo com o competidor.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Nosso Estatuto Social prevê que a Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei nº 6.404/76, neste Estatuto Social, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Ademais, qualquer das partes do procedimento arbitral terá o direito de recorrer ao Poder Judiciário com o objetivo de, se e quando necessário, requerer medidas cautelares de proteção de direitos, seja em procedimento arbitral já instituído ou ainda não instituído, sendo que, tão logo qualquer medida dessa natureza seja concedida, a competência para decisão de mérito será imediatamente restituída ao tribunal arbitral instituído ou a ser instituído.

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	**Profissão**	**Cargo eletivo ocupado**	**Data de posse**	**Foi eleito pelo controlador**
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Antonio Carlos Sobreira de Agostini	65	Pertence apenas ao Conselho de Administração	17/11/2009	30/4/2011
031.477.977-91	Engenharia	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	17/11/2009	Sim
O Sr. Sobreira de Agostini não exerce outra função ou cargo na Companhia.				
Brian Lakes Frank	36	Pertence apenas ao Conselho de Administração	17/11/2009	30/4/2011
061.042.367-31	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	17/11/2009	Sim
O Sr. Lakes Frank não exerce outra função ou cargo na Companhia.				
Derrick Queen	44	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2010	30/4/2011
061.126.007-73	Investidor	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	30/04/2010	Sim
O Sr. Queen não exerce outra função ou cargo na Companhia.				
John Anderson Willott	62	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	31/08/2012
061.300.657-79	Geólogo	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	31/08/2010	Sim
O Sr. Willott não ocupa nenhum outro cargo ou função na Companhia.				
John Milne Albuquerque Forman	72	Pertence apenas ao Conselho de Administração	17/11/2009	30/4/2011
030.922.917-00	Geólogo	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	17/11/2009	Sim
O Sr. Albuquerque Forman não exerce outra função ou cargo na Companhia.				
Michael Stephen Vitton	51	Pertence apenas ao Conselho de Administração	17/11/2009	30/4/2011
060.129.727-09	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	17/11/2009	Sim
O Sr. Stephen Vitton não exerce outra função ou cargo na Companhia.				
William Lawrence Fisher	78	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	31/08/2012
061.300.667-40	Geólogo	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	31/08/2010	Sim
O Sr. Fisher não exerce outro cargo ou função na Companhia.				
Eduardo de Freitas Teixeira	55	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	17/11/2009	30/4/2011
310.977.407-06	Economista	39 - Conselheiro Efetivo e Diretor Financeiro.	17/11/2009	Sim
O Sr. Freitas Teixeira não exerce outra função ou cargo na Companhia.				
Marcio R. Mello	56	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	17/11/2009	30/4/2011
146.282.101-44	Geólogo	39 - Presidente do C.A. e Diretor Presidente e de Relações com Investidores	17/11/2009	Sim
O Sr. Mello não exerce outra função ou cargo na Companhia.				

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

Antonio Carlos Sobreira de Agostini - 031.477.977-91

Engenheiro Mecânico pela Universidade de São Paulo em 1966. Trabalhou por 32 anos na PETROBRAS, onde ocupou diversas posições gerenciais, incluindo chefia de diversos projetos de construção de refinarias e plataformas. Esteve envolvido no programa de expansão da capacidade de refino da PETROBRAS e na implantação do Pólo Petroquímico da Bahia; foi Gerente Geral das Obras de Construção das Plataformas da Primeira Fase da Bacia de Campos; foi Superintendente do Empreendimento de Construção das Plataformas do Pólo Nordeste da Bacia de Campos, complexo envolvendo sete plataformas. Em 1987, foi nomeado Diretor da PETROBRAS Internacional S/A. – BRASPETRO e subsequentemente foi designado Vice-Presidente Executivo daquela Subsidiária, sendo responsável por todas as atividades internacionais da PETROBRAS a cargo da PETROBRAS Internacional S/A. – BRASPETRO. Nesse período exerceu cumulativamente as funções de Chairman da BRASPETRO Oil Service (Cayman), Chairman da PETROBRAS America Inc (U.S.A.) e Chairman da BRASOIL U.K. (Reino Unido). Em 1992, exerceu a função de Chefe da Assessoria de Análise Integrada de Projetos (ASINPRO), órgão encarregado de reavaliar e subsidiar a otimização dos investimentos da PETROBRAS. Em 1995 foi nomeado Diretor de E&P e também membro do seu Conselho de Administração e das suas Subsidiárias (PETROBRAS Distribuidora S/A. - BR; PETROBRAS Internacional S/A. - BRASPETRO; GASPETRO; PETROFÉRTIL; PETROQUISA). Deixou a Petrobras em 1999 e fundou a PETROAGO. Participou do Conselho de Administração da STARFISH Oil &Gas S/A. Atualmente, é Diretor de Operações da HRTOG e é Membro do Conselho de Administração da HRTP.

Brian Lakes Frank - 061.042.367-31

Graduado e pós-graduado em Administração de Negócios pela Universidade de Harvard. Atualmente, o Sr. Frank exerce a função de gestor de portfólio da MSD Capital, LP no segmento de energia. Antes de integrar a MSD Capital, o Sr. Frank foi sócio e gestor de portfólio na Cumberland Associates e gerenciou investimentos no segmento de private equity em WR Hambrecht + Co. O Sr. Frank iniciou sua carreira no segmento de fusões e aquisições de Lazard Freres. Atualmente, o Sr. Frank é membro do Conselho de Administração da Companhia.

Derrick Queen - 061.126.007-73

Bacharel pela Universidade da Pensilvânia em 1989 e graduado com honras no curso de MBA pela Universidade de Columbia em 1998. Anteriormente, o Sr. Queen atuou como gerente de carteira para Old Lane, um grande fundo de hedge de Nova York que foi adquirido pelo Citigroup, em 2007. Atuou em empresas de gestão de investimentos em Nova York desde 1993 e há dois anos trabalha como gestor de carteira no Citigroup. O Sr. Queen é um dos gestores do CAI Investment Strategies LLC. Em 30 de abril de 2010, o Sr. Queen assumiu o cargo de conselheiro efetivo da Companhia.

John Anderson Willott - 061.300.657-79

Geólogo pela University of California - Los Angeles (UCLA) em 1970, com ênfase em geologia estrutural, e mestre em Geologia pela University of California - Santa Barbara em 1972, tendo analisado em sua dissertação de mestrado as deformações modernas verticais nas cordilheiras transversais do oeste da California. Trabalhou na Exxon, tendo sido contratado, em 1972, como Geofísico. Iniciou sua carreira na Exxon no escritório de Los Angeles, tendo trabalhado também em Denver, New Orleans e Houston. Na Exxon exerceu, entre outros, o cargo de Vice-Presidente do Centro de Pesquisas Upstream, Vice-Presidente de Exploração para a América do Sul e Norte e Vice-Presidente de Geociência e Produção Mundial para a Exxon Mobil. Neste último cargo, foi responsável pelas apresentações aos investidores e à Securities and Exchange Commission - SEC de Oil and Gas Reserve and Resource da Exxon Mobil. Aposentou-se após 32 anos na Exxon Mobil como Executivo Sênior. Desde sua aposentadoria, em 2004, se tornou ativo em Jackson, onde é atualmente Presidente dos Geólogos de Jackson Hole e membro do Conselho Consultivo de Eficiência Energética da Cidade e Município. Também é membro do Conselho Consultivo da Escola de Ciências da Universidade de Stanford e participou do Departamento de Engenharia de Reservatórios da Universidade do Texas. Nos últimos cinco anos, além dos cargos ocupados nas associações e conselhos referidos acima, tem feito palestras sobre energia e economia, tratando da falta de políticas energéticas de longo prazo nos Estados Unidos da América. Nos últimos cinco anos, não ocupou nenhum cargo em companhias abertas brasileiras. O Sr. Willott integra o Conselho de Administração da Companhia desde 31/08/2010, quando foi eleito como membro independente.

John Milne Albuquerque Forman - 030.922.917-00

Geólogo pela Universidade do Brasil, Rio de Janeiro em 1961, é Mestre em Geologia pela Universidade de Stanford, Califórnia, EUA em 1967. Sua experiência profissional envolve cargos executivos e participações em Conselhos Administrativos em companhias do setor de energia nuclear (INB, NUCLEN, NUCLAM, NUCLEP, NUSTEP, Urânio do Brasil), no setor petroquímico (UNIPAR, CARBOCLORO, DETEN Química, OXYPAR, POLIOLEFINAS, PPH, TRIKEM, CAPUAVA Carbonos Industriais, PROPPET, Petroquímica União, COPESUL), em companhias de serviços (GEOMAG, PROSPEC) e companhias de mineração Geomineração e Unigeo. Anteriormente foi Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Dentre as posições por ele exercidas durante sua carreira estão Diretor Vice-Presidente da OPP-Petroquímica; Diretor Presidente e Vice-Presidente do Conselho de Administração da UNIPAR; Membro do Conselho de Administração das mais importantes companhias subsidiárias de ambas as companhias OPP e UNIPAR; Diretor e Sócio da Fivefor Consultoria; Presidente da INB e Subsidiárias; Diretor da Nuclebrás e membro do Conselho de Administração das Subsidiárias; Diretor da CBTN; Diretor e Presidente da Geomineração S.A. e Diretor do Centro das Indústrias do Estado de São Paulo-CIESP, além de cargos executivos exercidos na área acadêmica. Atualmente, é Diretor Vice-Presidente da HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda. e membro do Conselho de Administração da HRTP.

Michael Stephen Vitton - 060.129.727-09

Graduou-se pela University of Michigan Business School e foi Diretor Executivo e Executivo Chefe de U.S. Equity Sales da BMO Capital Market, atuando como investidor e fomentador e tendo participado de ofertas públicas e privadas, fusões e aquisições e outros negócios de empresas do setor de recursos naturais e outros setores, as quais, em conjunto, excederam US$ 200 bilhões em valor. Michael Vitton possui experiência em operações de obtenção de capital por meio de participação (equity) e na estruturação de operações importantes na área de mineração e óleo e gás, desde a definição do conceito inicial até o financiamento da produção, culminando em aquisições multimilionárias. Tais operações significaram as maiores conquistas de diversos empresários dedicados ao setor de mineração. Michael também foi um dos co-fundadores da MMX Mineração e Metálicos S.A. e da LLX Logística S.A., além de ser ex-membro do Conselho de Administração da MMX Mineração e Metálicos S.A., cargo ocupado desde a constituição daquela companhia. Anteriormente trabalhou na Akroyd and Smithers, PLC, antecessora da UBS Securities, e foi sócio da Burns Fry Ltda., sociedade adquirida pelo Banco de Montreal, além de ser afiliado à Bolsa de Nova York. Atualmente, Michael é co-fundador e atual membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia.

William Lawrence Fisher - 061.300.667-40

Geólogo pela Southern Illinois University em 1954 e mestre pela University of Kansas em 1958. Possui também diplomas (PhD) pela University of Kansas em 1961, (DSc) pela Southern Illinois University em 1986 e (D.Eng.) pela Colorado School of Mines em 2002. Recebeu uma Presidential Citation pela Universidade do Texas em Austin. É membro da Academia Nacional de Engenharia e atualmente faz parte do Conselho Nacional do Petróleo dos Estados Unidos da América. Entre 1992 e 2006, foi diretor do Pogo Producing Company e, entre 1987 e 1996, de Diamond Shramrock. Exerceu o cargo de Secretário Assistente de Energia e Minerais no mandato do Presidente Gerald Ford. Fez parte de inúmeros conselhos estaduais e federais, bem como comitês do Conselho Nacional de Pesquisa dos Estados Unidos da América e sociedades profissionais. Trabalhou no Conselho de Ciências da Presidência dos Estados Unidos da América no mandato de Ronald Reagan. As pesquisas que realizou focaram em estratigrafia, sedimentologia e avaliação de óleo e gás. Em 1967, ele introduziu o conceito de sistemas deposicionais, uma parte fundamental da estratigrafia e sedimentologia, sendo a base da avaliação moderna de recursos. Realizou trabalhos de consultoria em geologia do petróleo em todo o mundo, particularmente no Brasil, bem como na Argentina e Venezuela. Foi presidente da Associação Americana de Geólogos do Petróleo (1985-1986), Associação de Geólogos Estaduais Americanos (1981-1982), Instituto Geológico Americano (1990-1991), Instituto Americano de Geólogos Profissionais (1993), Associação de Sociedades de Geólogos do Gulf Coast (1993-1994) e Sociedade de Geólogos de Austin (1973-1974). Recebeu diversas medalhas e prêmios por sua contribuição à Geologia. É atualmente professor na Universidade do Texas, onde ocupa, desde 1969, a Leonidas T. Barrow Centennial Chair de Recursos Minerais no Departamento de Ciências Geológicas. Nos últimos cinco anos, o Sr. Fisher não ocupou nenhum cargo em companhias abertas brasileiras. O Sr. Fisher integra o Conselho de Administração da Companhia desde 31/08/2010, quando foi eleito como membro independente.

Eduardo de Freitas Teixeira - 310.977.407-06

Economista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1977 e Mestre em Economia pela mesma Universidade em 1990. Funcionário do Banco Central do Brasil (1977-1997), atuou como Secretário Adjunto de Assuntos Econômicos do Ministério da Fazenda (1985-1988) e Secretário Executivo do Ministério da Economia, Fazenda e Planejamento em 1990. Foi Presidente da Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS (1990-1991) e Ministro da Infra-Estrutura (1991). Em 1991, foi membro do Conselho Monetário Nacional. Atuou também como Membro do Conselho Fiscal da Caixa Econômica Federal (1986–1988), Conselheiro Fiscal do Banco do Brasil (1987–1988), Presidente do Conselho de Administração do Banco do Brasil S/A em 1990 e membro dos Conselhos de Administração da Itaipu Binacional e da PETROBRAS, BRASPETRO, PETROQUISA, BR – Distribuidora e Petrofértil (1990–1991). No período de 1987 a 1988 foi Consultor da Organização das Nações Unidas. Subsequentemente, exerceu as funções de Consultor da Secretaria de Planejamento do Estado de São Paulo (1988–1989) e Consultor da Fundação de Desenvolvimento Administrativo (FUNDAP) do Estado de São Paulo (1988–1990). Desde 1992, atua como Sócio-Gerente da Empresa Creta Planejamento S/C Ltda. Na HRT Participações em Petróleo S.A. exerce as funções de Diretor Financeiro e de membro do Conselho de Administração. O Sr. Teixeira exerceu o cargo de Diretor de Relações com Investidores até 26 de julho de 2010, quando renunciou ao cargo.

Marcio R. Mello - 146.282.101-44

Graduado em Geologia pela Universidade de Brasília em 1976 e Doutor em Geoquímica Molecular aplicada a Exploração de Petróleo pela Universidade de Bristol, Inglaterra em 1989. Dedicou 24 anos de sua experiência profissional à PETROBRAS, onde foi responsável pela elaboração de estudos de sistemas petrolíferos altamente especializados para a maioria das bacias sedimentares do Brasil, África e América Latina. Na PETROBRAS ocupou inúmeras posições gerenciais e técnicas, tais como Chefe da Seção Geoquímica Orgânica da PETROBRAS, no Centro de Pesquisas da PETROBRAS (1982-1995) e Chefe do Centro de Excelência de Geoquímica (1996-1999). Fundou e dirigiu o primeiro Centro de Excelência da PETROBRAS (CEGEQ), considerado um dos melhores laboratórios de geoquímica de petróleo do mundo. Em 2000, deixou a Petrobrás e fundou a Analytical Solutions (AS) e a Petroleum and Environment Geosciences (PEG), no Rio de Janeiro, consideradas as companhias líderes de serviços e laboratório G&G com mais de 500 profissionais. Em 2004, ambas foram vendidas. Ainda em 2004, ele criou a HRT-Petroleum, empresa que se tornou líder em serviços de consultoria e laboratório G&G no hemisfério sul. Marcio já publicou mais de 300 artigos, incluindo livros sobre a geologia e geoquímica ligados à exploração de petróleo em todo o mundo. Em 1998, ele recebeu o prêmio Distinguished AAPG Achievement Award e, em 2000, o “Prêmio Memória Robert H. Dott" (Robert H. Dott Sr. Memorial Award) pela publicação de Petroleum System from the South Atlantic Basin, considerada, pela AAGP, como a melhor publicação daquele ano. Atualmente é presidente da Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo (ABGP), da qual foi fundador, e ex-presidente da Associação Americana de Geólogos de Petróleo (AAPG), Seção da América Latina. Na HRT Participações em Petróleo S.A. exerce as funções de Diretor Presidente, além de membro do Conselho de Administração. Ainda, em 26 de julho de 2010, o Sr. Mello assumiu, também, o cargo de Diretor de Relações com Investidores.

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui comitês em funcionamento. Contudo o Estatuto Social da Companhia prevê a instalação de um comitê de auditoria permanente e a criação de comitês únicos e consultivos com a finalidade de assessorar o Conselho de Administração no acompanhamento das atividades da Companhia e proporcionar maior eficiência e qualidade às suas decisões, sendo de funcionamento permanente os Comitês de Compliance e Risco e o Comitê de Remuneração.

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Na data deste Formulário de Referência, não existe relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre administradores da Companhia.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2009

Administrador do Emissor

Marcio Rocha Mello	146.282.101-44	Controle	Controlada Direta

Presidente do Conselho de Administração e Diretor Presidente e de Relações com Investidores da Companhia. O Sr. Marcio Rocha Mello tornou-se Diretor de Relações com Investidores da Companhia em 26 de julho de 2010.

Pessoa Relacionada

HRT O&G Exploração e Produção Ltda.	11.058.804/0001-68

Quotista e Diretor Presidente da HRTOG.

Observação

Administrador do Emissor

Marcio Rocha Mello	146.282.101-44	Controle	Controlada Direta

Presidente do Conselho de Administração e Diretor Presidente e de Relações com Investidores da Companhia. O Sr. Marcio Rocha Mello tornou-se Diretor de Relações com Investidores da Companhia em 26 de julho de 2010.

Pessoa Relacionada

Ranger Participações Ltda.	09.097.465/0001-87

Acionista. Em 31 de julho de 2010, o Sr. Marcio Rocha Mello deixou de integrar o quadro de sócios da Ranger, conforme operação descrita no item 6.3 deste Formulário de Referência.

Observação

Administrador do Emissor

Marcio Rocha Mello	146.282.101-44	Controle	Controlador Direto

Presidente do Conselho de Administração e Diretor Presidente e de Relações com Investidores da Companhia. O Sr. Marcio Rocha Mello tornou-se Diretor de Relações com Investidores da Companhia em 26 de julho de 2010.

Pessoa Relacionada

Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.	11.134.162/0001-39

Acionista e administrador.

Observação

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Marcio Rocha Mello	146.282.101-44	Controle	Controlada Direta
Presidente do Conselho de Administração e Diretor Presidente e de Relações com Investidores da Companhia. O Sr. Marcio Rocha Mello tornou-se Diretor de Relações com Investidores da Companhia em 26 de julho de 2010.			
Pessoa Relacionada			
Integrated Petroleum Expertise Company - Serviços em Petróleo Ltda.	06.940.354/0001-00		
Acionista.			
Observação			
Administrador do Emissor			
John Milne Albuquerque Forman	030.922.917-00	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
HRT O&G Exploração e Produção Ltda.	11.058.804/0001-68		
Vice-Presidente.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Antonio Carlos Sobreira de Agostini	031.477.977-91	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
HRT O&G Exploração e Produção Ltda.	11.058.804/0001-68		
Diretor.			
Observação			
Administrador do Emissor			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Antonio Carlos Sobreira de Agostini	031.477.977-91	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
Ranger Participações Ltda.	09.097.465/0001-87		
Diretor.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Carlos Tersandro Fonseca Adeodato	337.770.397-72	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração da Companhia. Em 31 de agosto de 2010, o Sr. Carlos Tersandro deixou de integrar o Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
HRT O&G Exploração e Produção Ltda.	11.058.804/0001-68		
Diretor.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Carlos Tersandro Fonseca Adeodato	337.770.397-72	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração da Companhia. Em 31 de agosto de 2010, o Sr. Carlos Tersandro deixou de integrar o Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
Ranger Participações Ltda.	09.097.465/0001-87		
Diretor.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Nilo Chagas de Azmbuja Filho	160.656.460-91	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração da Companhia. Em 31 de agosto de 2010, o Sr. Nilo deixou de integrar o Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Ranger Participações Ltda.	09.097.465/0001-87		
Diretor.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Nilo Chagas de Azmbuja Filho	160.656.460-91	Controle	Controlada Direta
Membro do Conselho de Administração da Companhia. Em 31 de agosto de 2010, o Sr. Nilo deixou de integrar o Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
HRT O&G Exploração e Produção Ltda.	11.058.804/0001-68		
Diretor.			
Observação			
Administrador do Emissor			
Nilo Chagas de Azmbuja Filho	160.656.460-91	Controle	Controlada Indireta
Membro do Conselho de Administração da Companhia. Em 31 de agosto de 2010, o Sr. Nilo deixou de integrar o Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
Labrea Petróleo S.A.	05.495.044/0001-53		
Membro do Conselho de Administração.			
Observação			
Administrador do Emissor			
John Milne Albuquerque Forman	030.922.917-00	Controle	Controlada Indireta
Membro do Conselho de Administração da Companhia.			
Pessoa Relacionada			
Labrea Petróleo S.A.	05.495.044/0001-53		
Acionista. Em fevereiro de 2010, o Sr. John Forman deixou de ser acioista da Labrea.			
Observação			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

Os membros do Conselho de Administração e os Diretores da Companhia, assim como os administradores de nossas empresas controladas, estão segurados por uma apólice de seguro D&O, com abrangência em todo o território nacional. Referido seguro prevê o pagamento ou reembolso de despesas dos administradores caso seu patrimônio pessoal seja atingido em decorrência de atos praticados no exercício regular de seus respectivos cargos na Companhia e/ou nossas empresas controladas. A cobertura desta apólice está limitada ao valor de R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais).

12.12 - Outras informações relevantes

Mandato dos membros do Conselho de Administração

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de agosto de 2010, os Srs. John Anderson Willot e William Lawrence Fisher foram eleitos como membros independentes do Conselho de Administração da Companhia para um mandato de dois anos. A administração da Companhia planeja convocar nova assembleia geral de acionistas, a ser realizada antes da concessão do registro de companhia aberta da Companhia, para fazer constar que o mandato dos conselheiros recém-eleitos se encerrará em 30 de abril de 2011, data de término do mandato dos demais membros do Conselho de Administração da Companhia.

Relação entre John Forman e Ranger

Em abril de 2010, o Sr. John Forman, membro do Conselho de Administração, tornou-se acionista da Ranger, controlada da Companhia. Em maio de 2010, o Sr. Forman deixou de integrar o quadro acionário da Ranger em operação descrita no item 6.3 deste Formulário de Referência. Em 31 de dezembro de 2009, não havia qualquer relação de subordinação entre o Sr. Forman e a Ranger.

Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa

O "Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa", editado pelo IBGC objetiva indicar os caminhos para todos os tipos de sociedade visando a: (i) aumentar o valor da sociedade; (ii) melhorar seu desempenho; (iii) facilitar seu acesso ao capital a custos mais baixos; e (iv) contribuir para sua perenidade, sendo que os princípios básicos inerentes a esta prática são a transparência, a equidade, a prestação de contas e a responsabilidade corporativa.

Tais princípios se encontram refletidos na Política de Boa Governança para administradores aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia e, 19 de abril de 2010. Adicionalmente, a Companhia pretende instituir comitês técnicos e consultivos com a finalidade de assessorar o Conselho de Administração no acompanhamento das atividades da Companhia e conferir maior eficiência e qualidade às suas decisões.

Dentre as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em tal código, nós adotamos as seguintes:

- emissão exclusiva de ações ordinárias;
- política "uma ação igual a um voto";
- contratação de empresa de auditoria independente para a análise de balanços e demonstrativos financeiros;
- estatuto social claro quanto à (i) forma de convocação das assembleias gerais; (ii) competências do conselho de administração e da diretoria; (iii) sistema de votação, eleição, destituição e mandato dos membros do conselho de administração e da diretoria;
- transparência na divulgação dos relatórios anuais da administração;
- convocações de assembleias gerais e documentação pertinente disponíveis desde a data da primeira convocação, com detalhamento das matérias da ordem do dia, sem a inclusão da rubrica "outros assuntos" e sempre visando à realização de assembleias em horários e locais que permitam a presença do maior número possível de acionistas;
- utilização da plataforma "Assembleias Online", na qual (i) serão disponibilizados os documentos relativos às matérias a serem deliberadas nas assembleias gerais da Companhia; e (ii) será admitido o

12.12 - Outras informações relevantes

voto online de todos os acionistas da Companhia nas assembleias gerais, mediante certificação digital, e voto por procuração;

- fazer constar votos dissidentes nas atas de assembleias ou reuniões, quando solicitado;

- vedação ao uso de informações privilegiadas e existência de política de divulgação de informações relevantes;

- previsão estatutária de arbitragem como forma de solução de eventuais conflitos entre acionistas e Companhia;

- dispersão de ações (free float), visando à liquidez dos títulos;

- previsão estatutária de criação de um Comitê de Risco;

- conselheiros com experiência em questões operacionais e financeiras e experiência em participação em outros conselhos de administração; e

- disponibilidade de acesso aos termos de acordo de acionistas a todos os nossos acionistas.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

a) objetivos da política ou prática de remuneração:

O Hay Group nos apresentou uma proposta de política de remuneração contendo parâmetros e estratégias de mercado para a remuneração dos nossos administradores e colaboradores. A referida proposta foi aprovada pela Diretoria em julho de 2010.

A prática de remuneração que vem sendo adotada pela Companhia obedece os princípios e parâmetros constantes da referida política, tendo por finalidade atrair, reter e motivar nossos profissionais, bem como alinhar os interesses dos administradores aos objetivos de médio e longo prazo da empresa.

A Companhia está no processo de consolidar seus programas de bônus de entrada, bônus de desempenho, compensação em ações, opção de compra de ações (*stock options*) e outros planos de incentivo com vistas a atrair e motivar seus funcionários, administradores e outros colaboradores.

b) composição da remuneração, indicando: (i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles; (ii) qual a proporção de cada elemento na remuneração total; (iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração; (iv) razões que justificam a composição da remuneração.

A remuneração global da administração da Companhia é composta por uma remuneração fixa, somada a um componente variável, através da conferência de ações e outorga de opção de compra de ações *(stock options)*. A Companhia acredita que a conferência de ações e a outorga de opção de compra de ações *(stock options)* a administradores é uma forma de incentivá-los a conduzir com êxito os negócios da Companhia, maximizando o retorno aos seus acionistas e alinhando os profissionais com os objetivos de longo prazo da empresa.

Compensação em Ações

Por força do Acordo de Acionistas Pré-IPO, a Assembleia Geral aprovou em 8 de outubro de 2009 uma remuneração a certos administradores por meio de conferência de ações de emissão da Companhia, com o objetivo principal de atração e retenção desses profissionais estratégicos ("Compensação em Ações"). Tratou-se de uma outorga única, realizada em 05 de março de 2010. A Compensação em Ações não é um plano ou programa de opções. No total, foram conferidas 4.248 ações ao preço de exercício de R$5,00 por ação. Tal valor não resultou de um modelo de precificação. Foi arbitrado pela Companhia em função da necessidade e conveniência de retenção de determinados administradores beneficiados, que são essenciais para o desenvolvimento das atividades da Companhia, especialmente do negócio de exploração e produção de óleo e gás.

Para maiores informações, ver quadros 13.4 e seguintes deste Formulário de Referência.

Planos de outorga de opções de ações da Companhia (stock option plans)

Em 14 de maio de 2010, a Assembleia Geral aprovou os termos do primeiro plano de outorga de opções de compra ou subscrição de ações da Companhia, no âmbito da política de remuneração aprovada por assembleia realizada em 8 de outubro de 2009. O referido plano foi destinado a administradores da Companhia e profissionais estratégicos, com o objetivo principal de atração e retenção desses profissionais ("Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1"). O Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 encontra-se encerrado. Ao todo, foram outorgadas opções de compra ou subscrição representativas de até 10.342 ações de emissão da Companhia (103.420 ações após o desdobramento das ações de emissão da Companhia).

No âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, o preço de exercício por ação foi estabelecido em R$10,00. Tal valor não resultou de um modelo de precificação. Foi arbitrado pela Companhia em função da necessidade de retenção dos profissionais beneficiados. A Companhia entende que o preço de exercício de R$10,00 por ação alinha-se com os interesses dos acionistas pelo fato de que tais opções

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

foram fundamentais para a retenção dos profissionais e técnicos beneficiados nos quadros da Companhia. Em função do desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010, o preço de exercício das referidas opções foi ajustado para R$1,00 por ação.

Consideramos a adoção, no futuro, de eventuais novos planos de outorga de opções para compra ou subscrição de ações para nossos administradores e empregados. Tais novos planos serão divulgados, se e quando aprovados, nos termos da regulamentação vigente.

A remuneração total dos administradores em 2009 é 100% remuneração fixa. Sendo assim, não se deve falar em proporção entre remuneração fixa e remuneração variável.

Abaixo, a proporção de cada elemento na remuneração total de 2010, considerando as matérias aprovadas na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de agosto de 2010:

	Conselho de Administração	Diretoria	Total
Nº de Membros	8,00(1)	2	10,00
Prolabore	**1.050.000**(2)	**6.334.860**	**7.384.860**
% Total	4,80%	69,88%	23,91%
Bônus	**-**	**2.730.000**(3)	**2.730.000**
% Total	0%	30,12%	8,84%
Baseado em Ações	**20.833.223**(4)	**-**(5)	**20.833.223**(4)
% Total	95,20%	0%	67,32%
Total	**21.883.223**(6)	**9.064.860**(6)	**30.948.083**(6)

(1) Considera uma média de 8 membros, uma vez que tivemos 7 membros de janeiro a abril, 8 membros de maio a agosto e 9 membros a partir de setembro de 2010. Adicionalmente: (i) membros destituídos ou que renunciaram aos seus respectivos cargos até o dia 15 de cada mês, não são considerados para a determinação do número de conselheiros da Companhia no âmbito deste item 13; (ii) membros destituídos ou que renunciaram aos seus respectivos cargos após o dia 15 de cada mês são considerados no cômputo de conselheiros do mês em questão. Apenas os membros titulares do Conselho de Administração da Companhia foram considerados para fins da remuneração fixa paga pela Companhia. Com exceção de opções de compra de ações, não há remuneração atribuída aos membros suplentes do Conselho de Administração.

(2) Conforme aprovado em Reunião do Conselho de Administração realizada em 4 de outubro de 2010, os membros do Conselho de Administração passaram, a partir de setembro de 2010, a receber remuneração mensal equivalente a US$10,0 mil, montante a ser convertido em reais à taxa de R$1,75 por US$1,00, cotação do dólar norte-americano em 30 de agosto de 2010. Em 4 de outubro de 2010, a Companhia recebeu dos Srs. Marcio Rocha Mello, Eduardo de Freitas Teixeira, Antonio Carlos Sobreira de Agostini e John Milne Albuquerque Forman renúncia formal à totalidade da remuneração que tais conselheiros fazem jus em função dos cargos ocupados no Conselho de Administração da Companhia.

(3) Nos termos do plano de incentivo aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de agosto de 2010, os diretores da Companhia poderão receber bônus equivalente a até duas vezes a remuneração fixa anual, esta considerada como equivalente a 13 *pro-labores* mensais com base nos *pro-labores* pagos pela Companhia em julho de 2010. A variação do bônus a ser pago (entre zero e duas vezes) depende de certas condições da oferta pública inicial de distribuição de ações conduzida pela Companhia. Os valores expressos na tabela refletem a média aritmética dos montantes máximo e mínimo que poderão ser pagos aos diretores a título de bônus.

(4) Os valores da remuneração baseada em ações foram calculados a partir da diferença entre o valor justo das ações de emissão da Companhia e o preço de exercício das opções de compra de ações ou o preço de compra das ações objeto da compensação em ações, conforme o caso. O valor justo equivale a US$1.412,00 por ação, correspondentes ao preço por ação pago por investidores independentes na Segunda Colocação concluída em novembro de 2009, convertidos em R$2.513,36 com base na cotação do dólar norte-americano em 31 de março de 2010, data do encerramento do mês em que as ações objeto da compensação de ações foram conferidas aos administradores da Companhia. Tendo em vista que (i) as ações de emissão da Companhia não estão admitidas à negociação pública e (ii) a Segunda Colocação foi a última negociação com ações de emissão da Companhia ocorrida entre partes independentes (na qual o preço pago pelos investidores foi determinado por avaliação conduzida pelos referidos investidores), a Companhia entende que o referido preço consiste em critério hábil a refletir o valor justo por ação. No entanto, não há qualquer garantia de que as ações de emissão da Companhia atingirão valor de mercado semelhante.

(5) Considerando que todos os diretores da Companhia pertencem ao Conselho de Administração, a remuneração baseada em ações concedida tais diretores foi considerada no cálculo da remuneração paga ao Conselho de Administração.

(6) A remuneração dos administradores da Companhia poderá variar caso o Conselho de Administração delibere alterar a repartição do montante global anual aprovado pelos acionistas da Companhia em assembleia realizada em 31 de agosto de 2010.

Além disso, a metodologia de cálculo da remuneração dos administradores atuais se baseia em práticas de mercado atreladas à necessidade de atração e retenção de profissionais essenciais para a consecução dos objetivos sociais e atividades desenvolvidas pela Companhia. Não há metodologia de reajuste previamente definida pela Companhia.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

Maiores informações são apresentadas nos quadros 13.4, 13.6, 13.7, 13.8 e 13.9 deste Formulário de Referência.

c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração:

Na definição da parcela fixa da remuneração dos seus profissionais, a Companhia adotará valores de mercado, nos quartís superiores. Na remuneração variável, serão levados em conta os resultados obtidos pela Companhia bem como a participação dos colaboradores na obtenção dos mesmos.

d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho:

A Companhia está estruturando a sua política de recursos humanos considerando os princípios apontados no item "c", acima, de forma a permitir que a remuneração recebida por seus colaboradores reflita o desempenho dos mesmos em suas funções e os resultados da Companhia. Sendo o mercado petrolífero muito específico e competitivo, serão considerados na determinação da remuneração não apenas os resultados financeiros da Companhia, mas também, como é usual na indústria, o atingimento de metas operacionais, dentro do programa de trabalho aprovado anualmente.

e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo:

Considerando que a prática de remuneração da Companhia está vinculada a resultados, todos os nossos acionistas serão beneficiados direta ou indiretamente pelos resultados obtidos. A nossa prática de remuneração está estruturada de modo a estimular nossos diretores e técnicos a buscar a consecução das metas estabelecidas pelos acionistas, uma vez que proporciona compensação financeira aos administradores com base na concretização dessas metas. No longo prazo, ela busca o crescimento e rentabilidade dos nossos negócios, além de estimular a retenção de nossos administradores, favorecendo a continuidade da nossa Administração.

f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos:

Alguns membros do Conselho de Administração da Companhia também exercem cargos na administração de suas controladas, recebendo remuneração específica por cada função exercida.

Abaixo são listados os membros do conselho da Companhia que, em 31 de dezembro de 2009, faziam parte do quadro de colaboradores da controlada HRT O&G:

- Marcio Rocha Mello: Presidente da HRT O&G
- John Milne Albuquerque Forman: Vice-Presidente executivo da HRT O&G
- Nilo Chagas de Azambuja Filho: Diretor Técnico da HRT O&G
- Antonio Carlos Sobreira de Agostini: Diretor de Operações da HRT O&G
- Carlos Tersandro Fonseca Adeodato: Diretor Financeiro da HRT O&G
- Luiz Sguissardi do Carmo: Assessor de Relações Institucionais da HRT O&G
- Andre Adriano Bender: Gerente de Sistemas Petrolíferos da HRT O&G

Na data deste Formulário de Referência, tendo em vista a reformulação da composição do Conselho de Administração da Companhia, os seguintes conselheiros são colaboradores da controlada HRT O&G:

- Marcio Rocha Mello: Presidente da HRT O&G
- John Milne Albuquerque Forman: Vice-Presidente executivo da HRT O&G
- Antonio Carlos Sobreira de Agostini: Diretor de Operações da HRT O&G

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor:

Na data deste Formulário de Referência, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2010 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	8,00	2,00	0,00	10,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.050.000,00	6.334.860,00	0,00	7.384.860,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.730.000,00	0,00	2.730.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	20.833.223,00	0,00	0,00	20.833.223,00
Total da remuneração	21.883.223,00	9.064.860,00	0,00	30.948.083,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2009 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	6,17	2,00	0,00	8,17
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	306.000,00	0,00	0,00	306.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00	0,00	0,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00
Pós-emprego	0,00	0,00	0,00	0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações	0,00	0,00	0,00	0,00
Total da remuneração	306.000,00	0,00	0,00	306.000,00

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

No exercício de 2009, não foi realizado nenhum pagamento a título de remuneração variável a quaisquer membros da administração da Companhia.

Para o corrente ano, no entanto, a Companhia, considera realizar pagamentos dessa natureza no âmbito da sua política geral de remuneração.

Remuneração variável prevista para o exercício social corrente (2010):

	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal
Nº de Membros	8,00[1]	2,00	Não aplicável
Bônus	-	-	-
Valor mínimo individual previsto	0	0	Não aplicável
Valor máximo previsto	0	R$ 5.460.000 [2]	Não aplicável
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	0	R$ 5.460.000 [2]	Não aplicável
Valor efetivamente reconhecido no resultado	Não aplicável (para o exercício de 2010, ainda não foi reconhecido nenhum valor no resultado)	Não aplicável (para o exercício de 2010, ainda não foi reconhecido nenhum valor no resultado)	Não aplicável
Participação no Resultado	-	-	-
Valor mínimo individual previsto	Não há	Não há	Não aplicável
Valor máximo previsto	Não há	Não há	Não aplicável
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fossem atingidas	Não há	Não há	Não aplicável
Valor efetivamente reconhecido no resultado	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

(1) Considera uma média de 8 membros, uma vez que tivemos 7 membros de janeiro a abril, 8 membros de maio a agosto e 9 membros a partir de setembro de 2010. Adicionalmente: (i) membros destituídos ou que renunciaram aos seus respectivos cargos até o dia 15 de cada mês, não são considerados para a determinação do número de conselheiros da Companhia no âmbito deste item 13; (ii) membros destituídos ou que renunciaram aos seus respectivos cargos após o dia 15 de cada mês são considerados no cômputo de conselheiros do mês em questão. Apenas os membros titulares do Conselho de Administração da Companhia foram considerados para fins da remuneração fixa paga pela Companhia. Com exceção de opções de compra de ações, não há remuneração atribuída aos membros suplentes do Conselho de Administração.

(2) Nos termos do plano de incentivo aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de agosto de 2010, os diretores da Companhia poderão receber bônus equivalente a até duas vezes a remuneração fixa anual, esta considerada como equivalente a 13 *pro-labores* mensais com base nos *pro-labores* pagos pela Companhia em julho de 2010. A variação do bônus a ser pago (entre zero e duas vezes) depende de certas condições da oferta pública inicial de distribuição de ações conduzida pela Companhia. Os valores expressos na tabela refletem a média aritmética dos montantes máximo e mínimo que poderão ser pagos aos diretores a título de bônus.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

a) termos e condições gerais:

Compensação em Ações

Por força do Acordo de Acionistas Pré-IPO, a Assembleia Geral aprovou em 8 de outubro de 2009 uma remuneração a certos administradores por meio de conferência de ações de emissão da Companhia com o objetivo principal de atração e retenção desses profissionais estratégicos. Tratou-se de uma outorga única, realizada em 05 de março de 2010, não tendo constituído plano ou programa de opções. No total, foram outorgadas 4.248 ações ao preço de exercício de R$5,00 por ação. Tal valor não resultou de um modelo de precificação. Foi arbitrado pela Companhia em função da necessidade e conveniência de retenção de determinados administradores beneficiados. A Companhia entende que o preço de exercício de R$5,00 por ação alinha-se com os interesses dos acionistas pelo fato de que tais opções foram essenciais para a retenção dos administradores beneficiados nos quadros da Companhia, sendo que tais profissionais são de extrema importância para o desenvolvimento das atividades da Companhia, especialmente do negócio de exploração e produção de óleo e gás, objetivo principal da Companhia e suas subsidiárias.

Planos de outorga de opções de ações da Companhia (stock option plans)

Em 14 de maio de 2010, a Assembleia Geral aprovou os termos do primeiro plano de outorga de opções de ações da Companhia regulando inclusive opções de compra ou subscrição de ações que já haviam sido aprovadas por assembleia realizada em 08 de outubro de 2009. O referido plano foi destinado a administradores da Companhia e determinados profissionais, com o objetivo principal de atração e retenção desses profissionais estratégicos ("Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1"). As condições específicas para a outorga e exercício das opções pelos beneficiários foram estabelecidas em contratos de opção de compra de ações celebrados entre a Companhia e cada um dos beneficiários. A outorga de opções de compra de ações no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 foi encerrada. Ao todo, foram outorgadas opções de compra ou subscrição representativas de até 10.342 ações (103.420 ações após o desdobramento das ações de emissão da Companhia) de emissão da Companhia.

As opções outorgadas nos termos do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 devem ser exercidas ao longo de 3 anos e deverão observar os seguintes prazos de carência: (i) o primeiro 1/3 (um terço) das opções a partir de 12 meses contados da data de início da colaboração, nos termos dos respectivos contratos de opção; e (ii) os 2/3 (dois terços) remanescentes poderão ser exercidos proporcionalmente em 8 *tranches* a cada trimestre após o prazo de maturidade do 1/3 inicial.

Consideramos a adoção, no futuro, de eventuais novos planos de outorga de opções para compra ou subscrição de ações para nossos administradores e empregados. Tais novos planos serão divulgados, se e quando aprovados, nos termos da regulamentação vigente.

b) principais objetivos do plano:

Adicionalmente aos esforços da Companhia frente à competitividade e à dificuldade de identificar e contratar de profissionais qualificados no mercado de óleo e gás, os objetivos da outorga e dos planos descritos no quadro 13.4.a acima são os seguintes: (i) estimular o aprimoramento da administração e a expansão da Companhia a longo prazo, alinhando os interesses dos beneficiários com os interesses da Companhia e de seus acionistas; e (ii) atrair, motivar e reter na Companhia e em suas controladas profissionais altamente qualificados, incentivando-os a atingir as metas da Companhia e a ter um compromisso de longo prazo com o desempenho e o desenvolvimento da mesma.

c) forma como o plano contribui para esses objetivos:

Na medida em que o plano de remuneração em questão prevê a possibilidade dos colaboradores se tornarem acionistas da Companhia, entendemos que o mesmo funciona como um poderoso estímulo na busca de padrões mais elevados de eficiência.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor:

Conforme mencionado anteriormente, a implementação do plano confere alinhamento de interesses entre acionistas e administração, com vista aos objetivos de crescimento no curto, médio e longo prazos do grupo HRT.

e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo:

O plano permite à Companhia alinhar os interesses dos administradores, que são beneficiados de acordo com a performance das ações da Companhia, com os interesses dos investidores, que se beneficiam dos resultados alcançados pela Companhia. Há, ainda, o estímulo à constante melhoria na gestão e a permanência dos profissionais no longo prazo, resultando em ganhos com o comprometimento dos mesmos.

f) número máximo de ações abrangidas:

No âmbito da Compensação em Ações aprovada em outubro de 2009, o número de ações abrangidas foi de 4.248.

No âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, as opções outorgadas são representativas de até 10.342 ações (103.420 ações após o desdobramento das ações de emissão da Companhia) de emissão da Companhia, sendo que nenhuma opção, até a data do presente Formulário de Referência, foi exercida.

g) número máximo de opções a serem outorgadas:

No âmbito da Compensação em Ações aprovada em outubro de 2009, as três opções outorgadas eram representativas de 4.248 ações da Companhia.

No âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, todas as opções representativas de até 10.342 ações (103.420 ações após o desdobramento das ações de emissão da Companhia) de emissão da Companhia já foram outorgadas, porém nenhuma, até a data do presente Formulário de Referência, foi exercida.

h) condições de aquisição de ações:

Em relação às três opções de compra de ações outorgadas no âmbito da Compensação em Ações, a aquisição de ações foi implementada mediante a utilização de ações que se encontravam em tesouraria.

Em relação ao Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, as opções poderão ser exercidas desde que atendidas as exigências e condições previstas no plano e respectivos contratos de opção, e desde que respeitado o prazo máximo de 24 meses a contar da data de maturidade das opções. Para informações acerca dos prazos de exercício das opções de compra, veja item 13.4(j) deste Formulário.

i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício:

No âmbito da Compensação em Ações, o preço de exercício por ação foi estabelecido em R$5,00 e no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, preço de exercício por ação foi estabelecido em R$10,00. Em função do desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010, o preço de exercício das referidas opções conferidas no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 foi ajustado para R$1,00 por ação.

Os valores acima mencionados foram arbitrados tendo em vista o objetivo principal de atrair e reter determinados administradores e técnicos considerados estratégicos e essenciais para o desenvolvimento

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

das atividades da Companhia, especialmente do negócio de exploração e produção de óleo e gás, particularmente considerando a escassez de profissionais nessa indústria e a alta competição entre as empresas por bons profissionais com essa capacitação.

j) critérios para fixação do prazo de exercício:

No caso das opções de compra de ações outorgadas no âmbito da Compensação em Ações, estas poderiam ser exercidas a qualquer tempo, ao exclusivo critério dos beneficiados. As três opções outorgadas foram exercidas em 5 de março de 2010.

As opções outorgadas nos termos do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 devem ser exercidas ao longo de 3 anos e deverão observar os seguintes prazos de carência: (i) o primeiro 1/3 (um terço) das opções a partir de 12 meses contados da data de início da colaboração, nos termos dos respectivos contratos de opção; e (ii) os 2/3 (dois terços) remanescentes poderão ser exercidos proporcionalmente em 8 *tranches* a cada trimestre após o prazo de maturidade do 1/3 inicial.

k) forma de liquidação:

Quanto às opções outorgadas no âmbito da Compensação em Ações, a Companhia efetivou a transferência das ações imediatamente após a outorga ao beneficiário através do registro nos livros de registro e transferência de ações nominativas. A transferência foi realizada mediante o pagamento integral do preço de exercício por cada administrador.

No âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, as opções serão liquidadas mediante aumento de capital, ou transferência de ações em tesouraria aos beneficiários das opções.

l) restrições à transferência das ações:

Nos termos do Acordo de Acionistas e da Carta de Restrição ("*Lock-up Letter Agreement*") celebrados em oito de outubro de 2009, as ações detidas pelos administradores da Companhia signatários da referida Carta de Restrição somente poderão ser alienadas após seis meses a contar da realização de eventual oferta pública inicial de ações.

As opções, exercíveis ou não, outorgadas nos termos do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 são pessoais e intransferíveis, exceto no caso de sucessão ao morrer o Participante, sendo que, nesse caso, as referidas opções poderão ser exercidas pelos herdeiros ou sucessores de acordo com os termos do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1. As ações não possuem qualquer restrição para a sua transferência.

Adicionalmente, em função da oferta pública inicial de distribuição de ações conduzida pela Companhia, os Srs. Marcio Rocha Mello, Eduardo de Freitas Teixeira, Antonio Carlos Sobreira de Agostini, John Milne de Albuquerque Forman e Michael Stephen Vitton estão sujeitos a restrições à transferência de ações de emissão da Companhia, nos termos do regulamento do Novo Mercado, segmento diferenciado de governança corporativa mantido pela BM&FBOVESPA, e dos contratos de *lock up* assinados com os agentes de colocação internacional da referida oferta. As referidas restrições vigorarão pelo prazo de 180 dias, conforme disposto no regulamento do Novo Mercado e no contrato de *lock up* assinado pelo Sr. Michael Stephen Vitton, ou por 270 dias, conforme acordado nos contratos de *lock up* assinados pelos Srs. Marcio Rocha Mello, Eduardo de Freitas Teixeira, Antonio Carlos Sobreira de Agostini e John Milne de Albuquerque Forman.

m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano:

Em casos de fusão, cisão com ou sem a extinção da entidade cindida, incorporação ou transformação da Companhia, bem como em caso de mudança direta ou indireta do controle acionário da Companhia, os termos do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 deverão ser observados e continuarão em vigor. A

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

Diretoria, contudo, poderá propor (i) a imediata conversão das opções não exercíveis em opções exercíveis, em caso de mudança do controle acionário da Companhia ou (ii) a realização dos ajustes necessários no número de opções, incluindo as proporções de substituição usadas para as transações acima, conforme o caso.

Em casos de alteração do número, tipo e classe das ações da Companhia devido a desdobramento de ações, fusão de ações e emissão de ações bonificadas, bem como de conversão das ações ordinárias subjacentes às opções em outros títulos emitidos pela Companhia, deverão ser feitos os ajustes necessários nos contratos de opção e no Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 para evitar discrepâncias e perdas para a Companhia ou os beneficiários.

n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações:

Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1

Em caso de pedido de demissão pelo beneficiário, demissão com ou sem justa causa pela Companhia ou aposentadoria por idade ou tempo de serviço, todas as opções exercíveis não exercidas poderão ser exercidas, observado o prazo máximo para o exercício das opções; as opções não exercíveis não poderão ser exercidas e serão canceladas automaticamente.

Em caso de desligamento devido a invalidez permanente, as opções não exercíveis poderão ser exercidas pelo beneficiário ou seu representante legal dentro de 90 (noventa) dias a partir da data da rescisão do contrato de trabalho em virtude de aposentadoria por invalidez permanente, mediante a apresentação de comprovante de aprovação da aposentadoria emitido pelo Instituto Nacional de Seguro Social do Brasil ("INSS"). As opções exercíveis não exercidas poderão ser exercidas da mesma maneira e nas mesmas condições. Caso o beneficiário ou seu representante legal não exerçam as opções nos termos e condições estabelecidos no Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, as opções exercíveis e não exercíveis serão canceladas automaticamente.

Em caso de morte do beneficiário, as opções exercíveis e não exercíveis poderão ser exercidas pelo administrador do espólio devidamente designado no processo de inventário, mediante a apresentação do compromisso do administrador à Companhia. O prazo máximo para o referido administrador exercer as opções será de 90 (noventa) dias a partir da data de sua designação pelo juiz ou de acordo com a Lei 11.441/2007 e alterações subsequentes, contanto que os procedimentos de inventário tenham sido iniciados dentro do período legal.

Caso assim seja exigido pelos devidos processos legais, a Diretoria da Companhia poderá estender os períodos de exercício abordados acima, sempre dentro do prazo máximo para o exercício das opções, conforme estabelecido no Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

A tabela a seguir representa o número de ações ou quotas que os membros do Conselho de Administração e Diretoria da Companhia possuíam em 31.12.2009 das seguintes sociedades: Companhia, IPEX, HRT O&G, Triple M e Malaquias (a qual, à época, integrava o nosso quadro acionário):

Cabe ressaltar que, para evitar a duplicidade, as ações e quotas computadas como detidas por membros do Conselho de Administração foram descontados da Diretoria, nos casos de membros que fazem parte de ambos os órgãos.

	HRTP		HRTOG		IPEX		Malaquias		Triple M	
Participação Direta	Ações	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.
Conselho de Administração	3.771	1,5%	1	0,0%	1	0,0%	157.860	50,0%	511.000	51,0%
Diretores	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Outros Não Administradores	205.557	80,6%	-	0,0%	-	0,0%	157.860	50,0%	490.000	49,0%
Total Participação Direta	**209.328**	**82,1%**	**1**	**0,0%**	**1**	**0,0%**	**315.720**	**100,0%**	**1.001.000**	**100,0%**

	HRTP		HRTOG		IPEX		Malaquias		Triple M	
Participação Indireta	Ações	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.
Conselho de Administração	23.156	9,1%	18.280.739	10,6%	648.105	10,6%	-	0,0%	-	0,0%
Diretores	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Outros Não Administradores	22.492	8,8%	154.819.260	89,4%	5.488.794	89,4%	-	0,0%	-	0,0%
Total Participação Indireta	**45.648**	**17,9%**	**173.099.999**	**100,0%**	**6.136.899**	**100,0%**	**-**	**0,0%**	**-**	**0,0%**

Participação	HRTP		HRTOG		IPEX		Malaquias		Triple M	
Direta e Indireta	Ações	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.	Quotas	Part.
Conselho de Administração	26.927	10,6%	18.280.740	10,6%	648.106	10,6%	157.860	50,0%	511.000	51,0%
Diretores	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Outros Não Administradores	228.049	89,4%	154.819.260	89,4%	5.488.794	89,4%	157.860	50,0%	490.000	49,0%
Total Geral	**254.976**	**100,0%**	**173.100.000**	**100,0%**	**6.136.900**	**100,0%**	**315.720**	**100,0%**	**1.001.000**	**100,0%**

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

	Conselho de Administração 2010		
	Compensação em Ações	**Plano de Outorga de Opções de Ações nº1**	**Plano de Outorga de Opções de Ações nº1**
Número de membros		12,58*	
Data(s) da(s) outorga(s)	05.03.2010	07.07.2010	31.08.2010
Quantidade de opções outorgadas	Opções correspondentes a 4.248 ações	Opções correspondentes a 39.880 ações**	Opções correspondentes a 2.000 ações**
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	As opções outorgadas podiam ser exercidas a partir da data de outorga	1/3 das ações poderão ser exercidas a partir de 12 meses da data de início da colaboração do outorgado e os restantes 2/3 poderão ser exercidos proporcionalmente em 8 tranches a cada trimestre após o prazo de maturidade do 1/3 inicial	1/3 das ações poderão ser exercidas a partir de 12 meses da data de início da colaboração do outorgado e os restantes 2/3 poderão ser exercidos proporcionalmente em 8 *tranches* a cada trimestre após o prazo de maturidade do 1/3 inicial
Prazo máximo para exercício das opções	Inexistente	Cada tranche deve ser exercida em no máximo 24 meses a partir da data de maturidade da tranche	Cada *tranche* deve ser exercida em no máximo 24 meses a partir da data de maturidade da *tranche*
Prazo de restrição à transferência de ações	As ações poderão ser alienadas após 6 (seis) meses a contar da realização de eventual oferta pública inicial de ações	Não há restrições	Não há restrições
Preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções			
Em aberto no início do exercício social	-	-	-
Perdidas durante o exercício social	-	-	-
Exercidas durante o exercício social	R$5,00	-	-
Expiradas durante o exercício social	-	-	-
Valor justo das opções na data de outorga	10.665.513,28***	9.682.146,16***	485.564,00***
Diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas	0%****	1,54%*****	0,078%*****

(*) A média do número de membros do conselho, considerando os membros suplentes é de 12,58 (13 membros em janeiro e fevereiro de 2010 e 15 membros de março até julho de 2010 e 14 membros em agosto e 15 membros de setembro a dezembro de 2010).

(**) Ajustado para considerar o desdobramento das ações de emissão da Companhia, aprovado em 4 de outubro de 2010.

(***) Os valores da remuneração baseada em ações foram calculados a partir da diferença entre o valor justo das ações de emissão da Companhia e o preço de exercício das opções de compra de ações ou o preço de compra das ações objeto da compensação em ações, conforme o caso. O valor justo equivale a US$1.412,00 por ação, correspondentes ao preço por ação pago por investidores independentes na Segunda Colocação concluída em novembro de 2009. Tendo em vista que (i) as ações de emissão da Companhia não estão admitidas à negociação pública e (ii) a Segunda Colocação foi a última negociação com ações de emissão da Companhia ocorrida entre partes independentes (na qual o preço pago pelos investidores foi determinado por avaliação conduzida pelos referidos investidores), a Companhia entende que o referido preço consiste em critério hábil a refletir o valor justo por ação. No entanto, não há qualquer garantia de que as ações de emissão da Companhia atingirão valor de mercado semelhante.

(****) Não houve diluição, uma vez que as ações decorrentes do exercício das opções estavam em tesouraria (o percentual que cada acionista detinha do capital social não foi alterado). Na data da outorga, existiam 241.182 ações ex-tesouraria e 13.794 em tesouraria, das quais 4.248 foram utilizadas para exercício das opções. O cálculo de diluição considerando apenas o número de ações ex-tesouraria é de 1,73%.

(*****) A diluição foi calculada através do numero de ações outorgadas nas opções de compra dividido pelo valor total de ações caso todas as opções da respectiva outorga sejam exercidas.

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

Não havia opções em aberto ao final do último exercício social.

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Não houve exercício de opções entregues em 2009.

13.9 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.6 a 13.8 - Método de precificação do valor das ações e das opções

a) modelo de precificação:

No âmbito da Compensação de Ações realizada em 5 de março de 2010, o preço de exercício por ação foi estabelecido em R$5,00 e no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, o preço de exercício por ação foi estabelecido em R$10,00. Em função do desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010, o preço de exercício das referidas opções conferidas no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 foi ajustado para R$1,00 por ação.

Tais valores não resultaram de um modelo de precificação, portanto não é aplicável descrever o modelo ou as premissas da precificação. Os preços foram arbitrados pela Companhia em função da necessidade de retenção dos administradores beneficiados. A Companhia entende que os preços, em ambos casos, alinham-se com os interesses dos acionistas pelo fato de que tais outorgas e opções foram fundamentais para a retenção dos administradores beneficiados nos quadros da Companhia, sendo que tais profissionais são essenciais para o desenvolvimento das atividades da Companhia, especialmente do negócio de exploração e produção de óleo e gás.

Com relação ao valor justo, este corresponde ao preço por ação pago por investidores independentes na Segunda Colocação concluída em novembro de 2009. Tendo em vista que (i) as ações de emissão da Companhia não estão admitidas à negociação pública e (ii) a Segunda Colocação foi a última negociação com ações de emissão da Companhia ocorrida entre partes independentes (na qual o preço pago pelos investidores foi determinado por avaliação conduzida pelos referidos investidores), a Companhia entende que o referido preço consiste em critério hábil a refletir o valor justo por ação. No entanto, não há qualquer garantia de que as ações de emissão da Companhia atingirão valor de mercado semelhante.

b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco:

No âmbito da Compensação de Ações realizada em 5 de março de 2010, o preço de exercício por ação foi estabelecido em R$5,00 e no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, preço de exercício por ação foi estabelecido em R$10,00. Em função do desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010, o preço de exercício das referidas opções conferidas no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 foi ajustado para R$1,00 por ação.

Tal valor não resultou de um modelo de precificação, portanto não é aplicável descrever o modelo ou as premissas da precificação. Conforme indicado no item 13.9.a acima, os preços foram arbitrados pela Companhia em função da necessidade de retenção de determinados administradores essenciais para o desenvolvimento das atividades da Companhia, especialmente do negócio de exploração e produção de óleo e gás.

O valor justo foi determinado com base no preço pago por investidores independentes no âmbito da Segunda Colocação, concluída em novembro de 2009.

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado:

Não aplicável à Companhia.

d) forma de determinação da volatilidade esperada:

Não aplicável à Companhia.

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo:

Nenhuma outra característica da opção foi incorporada na mensuração do valor justo.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui planos de previdência em vigor. A Companhia pretende conferir plano de previdência privada a todos os colaboradores e membros da administração até o final do exercício de 2010.

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

Valores anuais

	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Conselho Fiscal
	31/12/2009	31/12/2009	31/12/2009
Nº de membros	2,00	6,17	0,00
Valor da maior remuneração(Reais)	0,00	90.000,00	0,00
Valor da menor remuneração(Reais)	0,00	0,00	0,00
Valor médio da remuneração(Reais)	0,00	49.595,00	0,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2009	Não há remuneração máxima, média ou mínima para os diretores, uma vez que todos os diretores da Companhia integram o Conselho de Administração e, por isso, recebem pro-labore por conta do cargo de conselheiros (e não diretor).

Conselho de Administração	
31/12/2009	Considera 6 membros de julho a setembro de 2009, 5 membros em outubro de 2009 e 7 membros em novembro e dezembro de 2009. Adicionalmente: (i) membros destituídos ou que renunciaram aos seus respectivos cargos até o dia 15 de cada mês, não são considerados para a determinação do número de conselheiros da Companhia no âmbito deste item 13; (ii) membros destituídos ou que renunciaram aos seus respectivos cargos após o dia 15 de cada mês são considerados no cômputo de conselheiros do mês em questão. Apenas os membros titulares do Conselho de Administração da Companhia foram considerados para fins da remuneração fixa paga pela Companhia. No exercício de 2009, não houve remuneração atribuída aos membros suplentes do Conselho de Administração. Considerando que alguns dos membros titulares do Conselho de Administração da Companhia não receberam qualquer remuneração paga pela Companhia por conta do exercício do cargo de conselheiro, o valor mínimo a ser informado é zero.

Conselho Fiscal	
31/12/2009	Na data deste Formulário de Referência, o Conselho Fiscal da Companhia não se encontrava instalado.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

Os membros do nosso Conselho de Administração e nossos Diretores, assim como de nossas empresas controladas, são cobertos por apólices de seguros para conselheiros e diretores (”D&O”), com abrangência em todo o território nacional. Referido seguro prevê o pagamento ou reembolso de despesas dos administradores caso seu patrimônio pessoal seja atingido em decorrência de fatos relacionados às suas funções na Companhia. O teto desta apólice é de R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais, porém, não há mecanismos de remuneração previstos para os casos de sua destituição do cargo ou aposentadoria.

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

Em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, do total da remuneração da administração da Companhia, aproximadamente 29% referem-se a membros de partes relacionadas aos controladores.

	Diretoria	Conselho de Administração	Total
Partes Relacionadas	-	R$90.000,00	R$90.000,00
Total	-	R$306.000,00	R$306.000,00
% do total	**-**	**-**	**29%**

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Em relação ao exercício social encerrado em 31.12.2009, foi reconhecido o valor de R$ 1.570.022,00 (um milhão quinhentos e setenta mil e vinte e dois reais) como remuneração de membros da administração da Companhia (incluindo membros do Conselho de Administração que já deixaram seus respectivos cargos) a título de prestação de serviços, conforme abaixo:

	Diretoria	Conselho de Administração	Total
Total	R$ 495.000,00	R$ 1.075.022,00	R$ 1.570.022,00

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

A tabela a seguir demonstra a remuneração de Administração da Companhia reconhecida no resultado de suas controladas em 2009 a título de remuneração de diretoria das controladas:

	IPEX	HRT O&G	Total
Conselho de Administração	-	R$72.000[(1)]	R$72.000[(1)]
Diretoria	-	-	-
Total	**-**	**R$72.000**[(1)]	**R$72.000**[(1)]

[(1)] Remuneração recebida em função do cargo de diretor estatutário da HRT O&G.

13.16 - Outras informações relevantes

Não há mais nenhuma informação relevante referente a este item.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica):

Todos os empregados estão localizados no Rio de Janeiro.

O corpo técnico e administrativo da Companhia é formado por profissionais altamente qualificados, que adquiriram importante experiência e amplo conhecimento em exploração, produção, questões ambientais, operações de logística em bacias de óleo e gás natural no Brasil e no Oeste da África. Abaixo alguns exemplos de currículos de profissionais chave da Companhia:

31.12.2009	Consolidado	HRT O&G	IPEX	Companhia
Corpo Técnico	52	11	39	2
Administrativo e Financeiro	42	17	25	-
Jurídico	3	3	-	-
TOTAL	**97**	**31**	**64**	**2**

30.06.2010	Consolidado	HRT O&G	IPEX	Companhia
Corpo Técnico	84	44	38	2
Administrativo e Financeiro	89	50	39	0
Jurídico	11	9	2	0
TOTAL	**184**	**103**	**79**	**2**

(i) Airton Hiroshi Okada, MSC.- Geólogo pela Universidade de São Paulo em 1973 e Mestre em geologia pela Universidade do Texas em Austin em 1982, especialista em geologia de desenvolvimento e reservatório. Trabalhou na PETROBRAS por 36 anos, onde exerceu o cargo de Gerente do Setor de Desenvolvimento das bacias Potiguar- Ceará (1977-1979) e Sergipe-Alagoas (1983-1986); Gerente do Setor de Geologia de Exploração do CENPES (1987-1990); Gerente do Departamento de Exploração, responsável pelo desenvolvimento de todos os campos do Brasil - DEPEX/DIGED (1990-1995); Gerente da Divisão de Caracterização de Reservatórios dos Campos de Águas Profundas: Marlim, Roncador, Barracuda, Caratinga, Albacora, etc. (1995-1999); Assistente Técnico do Gerente Geral de Reservas e Reservatórios no E&P (1999-2000). De 1993 a 2001 foi Consultor Técnico Sênior do PRAVAP (Programa Avançado para Recuperação de Petróleo), subsequentemente foi Secondment" na equipe de estudo integrado no Plano de desenvolvimento do Campo de AGBAMI (Águas Profundas da Nigéria) de 2001 a 2003. Exerceu a função de gerente da Área de Geologia e Geofísica do Departamento de Desenvolvimento e Produção da Petrobras America Inc. em Houston, Texas (2008-2009). Como consultor técnico sênior da área Internacional da Petrobras trabalhou na garantia de conformidade e assistência técnica, na avaliação dos blocos exploratórios e campos de petróleo para processos de compra e venda de ativos e na avaliação técnica e econômica e planos de desenvolvimento para campos operados ou não pela Petrobras. Em 2009, ingressou na HRT O&G como Gerente da Área de Reservatórios e Reservas do Departamento de Operações.

(ii) Enio Luiz Rossetti, MSc.- Geólogo com especialização em geofísica do petróleo pela Universidade do Vale dos Sinos – UNISINOS em 1979 e mestre em Estratigrafia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS em 1996. Trabalhou por 30 anos na PETROBRAS, onde atuou como Geofísico de Exploração nas Bacias Paleozóicas do Amazonas, principalmente no Baixo Amazonas, Bacia do Maranhão, Bacia do Marajó e na Bacia Cretácica de Barreirinhas. Chefe do Setor de Interpretação da Bacia do Baixo Amazonas - DENOR/DINTER/SEBATII (1986-1987). Na Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (PETROBRAS) trabalhou como Geofísico Intérprete na Bacia Potiguar e Ceará, *onshore* e *offshore* em águas rasas e profundas, principalmente na parte de exploração de novos campos e também dando suporte aos estudos e locações em ring fence. Foi intérprete das duas locações pioneiras em águas profundas na Bacia do Ceará, e igualmente Intérprete das duas descobertas recentes, *onshore*,

14.1 - Descrição dos recursos humanos

águas rasas, na Bacia Potiguar (1987-2009). Na HRT O&G exerce a função de Geofísico Sênior, com responsabilidades na análise e exploração de bacias sedimentares brasileiras e do exterior.

(iii) José Jorge Tuma Neto, BSc. - Formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Pará em 1975, possui curso de especialização em Engenharia do Petróleo pelo Centro de Ensino (hoje Universidade Petrobras) em 1977, possui também cursos e treinamentos em Revestimento e Cimentação de Poços, na Dowell e Halliburton, nos Estados Unidos e diversos em Perfuração, Poços Profundos, Prevenção de "Blowouts", Engenharia Econômica, entre outros. Trabalhou na PETROBRAS por 32 anos, onde ocupou diferentes funções como: Engenheiro de perfuração no Distrito de Perfuração da Bacia Potiguar e Distrito de Exploração do Norte, em operações terrestres e marinhas (1978-1983); Chefe do Setor de Perfuração Direcional, quando o primeiro poço direcional na área norte foi perfurado (1984); Chefe da Divisão de Perfuração, quando ocorreu a perfuração do primeiro poço na área de Urucu (1984-1988); Chefe do Setor de Projetos e Técnicas (1988-1989); Supervisor de Base de Apoio, na Braspetro, no Equador (1989); Coordenador de Apoio Logístico, no Distrito de Perfuração da Amazônia (1989-1991); Chefe da Divisão de Operações, na Gerência de Perfuração da Amazônia (1991-1994); Gerente de Operações da plataforma Petrobras XI, na Brasoil em Angola (1994-1995); Engenheiro de Petróleo, na Unidade de Exploração e Produção da Amazônia (1996-1999). Na Petrobras Bolívia, exerceu a função de Coordenador de Controle de Poços, Gerente de Logística e Gerente do Ativo de Colpa-Caranda e Monteagudo, sendo responsável pela realização de melhorias como as certificações em ISO 14.001 e ISO 18.000 no segmento E&P (1999-2005). Em 2005, foi indicado Coordenador na Gerência de Engenharia de Instalações da Área Internacional da Petrobras. Ingressou em 2009 na HRT O&G como Gerente de Operações, atuando nas áreas de Perfuração, Produção, Reservatórios e Reservas e Logística, incluindo o planejamento, a técnica e a execução das operações.

(iv) Antonio José Catto, MSc. – Geólogo pela Universidade de São Paulo em 1972 e Mestre em Geofísica pela Universidade do Texas, Austin em 1978, com especialização em interpretação sísmica, análise de bacias, sistemas deposicionais e avaliação de prospectos exploratórios para petróleo, é considerado um dos geofísicos pioneiros do departamento de Exploração da Petrobras (DEPEX). Dedicou 31 anos de sua experiência profissional à PETROBRAS, onde exerceu entre outras funções, o cargo de Gerente de Exploração da Petrobras Internacional- BRASPETRO em Trípoli, Líbia (1980-1983); Geofísico intérprete no Departamento de Exploração da PETROBRAS, produziu o primeiro mapa do Embasamento da Bacia de Campos (1983-1985). Foi Gerente de qualidade de aquisição sísmica terrestre no Departamento de Exploração da Petrobras (1985-1987); Gerente e subsequentemente Superintendente do Departamento de Exploração da PETROBRAS Denest, Aracajú SE (1985-1992). Deixou a Petrobras em 2002, atuou como geofísico de Interpretação sísmica e como consultor técnico para a PETROSERV, para Eni Oil do Brasil. Em 2007, Catto entrou para a equipe de sistemas petrolíferos da HRT atuando como Gerente Geofísico de sistemas petrolíferos de bacias brasileiras e africanas. Atualmente, na HRT O&G exerce a função de Gerente de Geofísica, coordenando as atividades na Bacia do Solimões, Espírito Santo e *offshore* Namíbia.

(v) Mauro Barbosa de Araújo ,BSc. - Geólogo pela Universidade Federal de Ouro Preto, MG em 1963, é considerado o geólogo pioneiro em exploração para diversos estudos de análise de bacias. Trabalhou por 32 anos na PETROBRAS (1964-1995), onde ocupou posições gerenciais, tais como: Gerente de Estratigrafia de Sistemas Petrolíferos (1995); Chefe do Setor de Exploração das bacias do Espírito Santo e Bahia Sul (Camamu-Almada, Jequitinhonha, Cumuruxatiba e Mucuri), participação conjunta com os Distritos nas atividades exploratórias e de delimitação de campos terrestres do Espírito Santo e Recôncavo (1983-1995). Após sua aposentadoria da Petrobras, trabalhou como consultor independente na Universidade Federal da Bahia (UFBA) para efetuar análises e avaliação do programa exploratório das bacias petrolíferas brasileiras a serem oferecidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), relativas à denominada Rodada Zero (1997-1998). Posteriormente, Mauro atuou como consultor independente associado a MV Dauzacker Petroleum Consultants (1998-2000). Foi Superintendente do Setor de Definição de Blocos da Agência Nacional de Petróleo (ANP), responsável pelo planejamento e execução do Plano Decenal de Atividades e pela seleção de bacias, setores de bacias e blocos a serem ofertados em licitações públicas da ANP (2001 a 2004). Em 2005, exerceu o cargo de Gerente de Geologia da HRT-Petroleum, atuando principalmente com interpretações exploratórias de bacias sedimentares Cretáceas,

14.1 - Descrição dos recursos humanos

Paleozóicas e Proterozóicas brasileiras e africanas. Atualmente, Mauro atua como Gerente do Departamento de Geologia da HRT O&G.

(vi) Milton Romeu Franke, PhD.- Geólogo pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul-UFRGS em 1964, Mestre e Doutor em Geologia do Petróleo pela Universidade de Illinois, EUA em 1979 e 1981, respectivamente. Dedicou 26 anos à PETROBRAS, onde foi indicado a várias posições gerenciais tais como: Superintendente de Planejamento Corporativo, Superintendente de Serviço de Engenharia, Superintendente Geral da divisão de Exploração e Superintendente do Centro de Pesquisas e engenharia básica da companhia. Foi também membro da equipe técnica do Departamento de Exploração e coordenador de projetos integrados de estudos de reservatórios do Centro de Pesquisas (1965-1991). Sua experiência profissional fora da Petrobras compreende além de atividades exercidas na área acadêmica em renomadas instituições, consultor de empresas para a Booz.Allen & Hamilton (1991-2001); Presidente da companhia de serviços PEG Ltda, companhia especializada na aquisição e monitoramento de dados de fundo marinho, bem como aquisição de dados geológicos e geofísicos (2001-2003). Na Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíves - ANP, exerceu funções de Superintendente de Licitações de Blocos e posteriormente Superintendente de Estudos de Bacias para definição dos blocos a serem licitados, incluindo os estudos geológicos, geofísicos e ambientais (2003-2006). Na Norse Energy do Brasil Ltda, companhia de petróleo com três blocos exploratórios e em produção na Bacia de Santos e parceira em vários outros blocos *offshore* nas Bacias de Santos e de Camamu-Almada, assim como na Bacia *onshore* do Recôncavo, foi nomeado Diretor de E&P e VP do Conselho de Administração (2006-2009). Atualmente, ocupa a função de Diretor de Planejamento da HRT O&G, responsável ainda pela área de Tecnologia da Informação e membro do Comitê Operacional da empresa para os blocos da Bacia do Solimões.

(vii) Alexandre Bernardo da Cruz Lobo, BSc. – Engenheiro Civil e de Petróleo pela Universidade Federal do Pará em 1973, trabalhou por 20 anos na PETROBRAS, onde exerceu diversos cargos gerenciais, a maioria voltada para a Engenharia de Perfuração (1974- 1995). Atuou nas diversas áreas de jurisdição da PETROBRAS, destacando-se as áreas localizadas nas regiões compreendidas entre os Estados do Acre e Rio Grande do Norte (Bacias Sedimentares Interiores: Região Amazônica, Parnaíba-Maranhão/Barreirinhas e Plataforma Continental Amapá/Pará/Maranhão/Ceará e Rio Grande do Norte). Na área de Perfuração de Poços de Petróleo desenvolveu trabalhos de gerenciamento (fiscalização) de empresas contratadas para execução dos projetos dos poços nas áreas de pesquisa *offshore* e *onshore*. Na mesma atividade de campo liderou equipes próprias de sondagem da PETROBRAS para perfuração de poços. Possui vasta experiência em atividades terrestres e marinhas com a utilização de equipamentos tipo Jack-up, sondas helitransportáveis, semi-submergível, navios sonda; perfuração de poços com pressões e temperatura anormais com profundidade de até 5.470m; descida e cimentação de revestimentos e liners; dimensionamento de colunas de perfuração (BHA) e descida de broca; planos de contingência para emergências em descontrole de poços; planejamento de apoio logístico de materiais e equipamentos para operações de perfuração, assim como projetos de perfuração. Entre outras funções, Lobo trabalhou como Consultor de Perfuração em Programa de Perfuração para Amazônia *offshore* em águas profundas. Em 2009 ingressou na HRT O/G como Gerente de Logística.

(viii) João Batista de Lellis Françolin, PhD. – Geólogo pela Universidade do Paraná em 1977 e Doutor em Geologia Estrutural pela Universidade de Rennes, na França em 1992, especialista em geologia estrutural e geoquímica de superfície. Trabalhou na Petrobras por 32 anos, onde foi gerente de interpretação geológica da Bacia Potiguar (1987-1988); coordenador do grupo de geoquímica de superfície do Centro de pesquisa da Petrobras (1997- 2005) e gestor da Rede de Geotectônica da Petrobras (2009-2010). De 1993 a 2010 atuou como Consultor Técnico Sênior do Centro de Pesquisas da Petrobras, coordenando trabalhos de geologia estrutural e de geoquímica de superfície em bacias exploradas pela área internacional da Petrobras (Bolívia, Colômbia e Iran) e em Bacias Brasileiras (Paraná, São Francisco, Parecis, Recôncavo e Espírito Santo). Ingressou na HRT em 2010, onde atua na Gerência de Sistemas Petrolíferos e Estudos Especiais, como geólogo estrutural e coordenador de Geoquímica.

(ix) Claudia Britto Pereira Bethlem, MSc. - Bióloga pela Universidade Santa Úrsula em 1990 e mestre em em Oceanografia pela Fundação Universidade do Rio Grande, RS. Coordenou 240 auditorias de conformidade legal ambiental em todas as instalações Petrobras *offshore* e bases *onshore*, assim como

14.1 - Descrição dos recursos humanos

todas as instalações da Transpetro e BR *onshore* no ano de 2009. Coordenou treinamentos simulados de resposta de emergência para empresas de petróleo, como Maersk, Hess, BG, Petrobras, Eni, assim como para o Ministério dos Petróleos da Angola entre 2007 e 2010; gerenciou a área ambiental da Shell Brasil E&P, colaborando no estabelecimento e implementação dos indicadores de desempenho de SMS, coordenou o Plano de SMS, o desenvolvimento das diretrizes de SMS e diretrizes de auditoria de SMS, desenvolveu protocolos para exercícios de resposta de emergência, avaliação e relatórios, e conformidade legal para perfuração e produção, assim como embarcações, bases de apoio logístico e subcontratados, entre os anos de 2001 a 2005. No período de 2001 a 2002, coordenou e acompanhou 38 estudos de impacto ambiental para exploração e produção de petróleo e gás, portos e aterramentos de cabos de fibra ótica no Brasil. Neste mesmo período, trabalhou como coordenadora técnica da Agencia Governamental de Meio Ambiente onde foram definidas as estratégias para licenciamento ambiental de atividades *offshore*, baseado em zonas da costa, priorizando a proteção de espécies e áreas de conservação da biodiversidade no Brasil. Em 1997 iniciou-se na experiência em manejo e conservação de espécie e áreas de "hot spot" de biodiversidade (Parque Nacional Marinho de Abrolhos, Projeto TAMAR Fernando de Noronha, Ilhas Shetland do Sul, Mar de Weddel e Estreito de Gerlache, Antártica), que até a presente data ainda desenvolve pesquisas nesta área. Atualmente é gerente do departamento de Segurança, Meio Ambiente, Saúde e Responsabilidade Social da HRT.

b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica):

Todos os terceirizados estão localizados no Rio de Janeiro.

Limpeza/Segurança	Consolidado
31.12.2009	12
30.06.2010	15

c) índice de rotatividade:

Em 30 de junho de 2010, o índice de rotatividade dos nossos empregados era de 14,69.

d) exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas:

Entendemos que não temos exposição, uma vez que buscamos adotar políticas de recursos humanos preparadas e avaliadas por advogado trabalhista seguindo as bases da legislação brasileira aplicável.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

No primeiro semestre de 2010, o quadro de colaboradores da HRT apresentou um índice relevante de crescimento, passando de 97 funcionários em 31 de dezembro de 2009 para 184 funcionários em 30 de junho de 2010. Tal crescimento se justifica pela situação de expansão e preparação para inicio de suas atividades de E&P, que deve se acelerar após o ingresso dos recursos do IPO da Companhia.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

a) política de salários e remuneração variável:

Contratamos o Hay Group, que nos apresentou proposta de política de remuneração contendo parâmetros e estratégias de mercado para nossos administradores e colaboradores. A referida política foi aprovada pela Diretoria em julho de 2010.

A prática de remuneração que vem sendo adotada pela Companhia tem por finalidade promover a retenção de profissionais e o alinhamento dos interesses dos colaboradores aos objetivos da empresa.

Adicionalmente, os acionistas da Companhia, reunidos em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 31 de agosto de 2010, aprovaram a instituição de um plano de incentivo que abrange os administradores da Companhia e todos os atuais funcionários da Companhia, HRT O&G e IPEX. No âmbito do referido plano, os beneficiários poderão receber bônus equivalente a até duas vezes a remuneração fixa anual, esta considerada como equivalente a 13 salários mensais com base nos salários pagos pela Companhia em julho de 2010. A variação da totalidade do bônus a ser pago pela Companhia (entre zero e duas vezes, equivalente à variação entre R$ 0 e cerca de R$ 58,6 milhões) depende de certas condições da oferta pública inicial de distribuição de ações conduzida pela Companhia.

b) política de benefícios:

Temos como política promover o bem-estar de nossos empregados, oferecendo-os um conjunto de benefícios e incentivos que vai além das exigências legais e do estabelecido em acordos coletivos – muitos deles extensivos à família. Dentre os benefícios oferecidos aos nossos colaboradores estão:

- Plano de Saúde: Bradesco
- Plano Odontológico: Bradesco
- Vale Refeição: Ticket Restaurante
- Vale Transporte: na forma da lei
- Calendário Anual de Liberalidade: dias de liberalidade
- Previdência Privada (Fundo de Pensão): fase de cotação e negociação
- Seguro de Vida: Bradesco Seguros

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando: (i) grupos de beneficiários; (ii) condições para exercício; (iii) preços de exercício; (iv) prazos de exercício; e (v) quantidade de ações comprometidas pelo plano.

Em 14 de maio de 2010, a Assembleia Geral aprovou os termos do primeiro plano de outorga de opções de compra ou subscrição de ações da Companhia regulando inclusive opções de compra ou subscrição de ações que já haviam sido aprovadas por assembleia realizada em 8 de outubro de 2009. O referido plano foi destinado a administradores da Companhia e profissionais estratégicos, com o objetivo principal de atração e retenção desses profissionais ("Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1"). O Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 encontra-se encerrado. Ao todo, foram outorgadas opções de compra ou subscrição representativas de até 10.342 ações de emissão da Companhia (103.420 ações após o desdobramento das ações de emissão da Companhia).

No âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1, o preço de exercício por ação foi estabelecido em R$10,00. Tal valor não resultou de um modelo de precificação. Foi arbitrado pela Companhia em função da necessidade de retenção dos profissionais beneficiados. A Companhia entende que o preço de exercício de R$10,00 por ação alinha-se com os interesses dos acionistas pelo fato de que tais opções foram fundamentais para a retenção dos profissionais e técnicos beneficiados nos quadros da Companhia. Em função do desdobramento das ações de emissão da Companhia aprovado em 4 de outubro de 2010, o preço de exercício das referidas opções conferidas no âmbito do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 foi ajustado para R$1,00 por ação.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

As opções outorgadas nos termos do Plano de Outorga de Opções de Ações nº 1 devem ser exercidas ao longo de 3 anos e deverão observar os seguintes prazos de carência: (i) o primeiro 1/3 (um terço) das opções a partir de 12 meses contados da data da colaboração, nos termos dos respectivos contratos de opção; e (ii) os 2/3 (dois terços) remanescentes poderão ser exercidos proporcionalmente em 8 *tranches* a cada trimestre após o prazo de maturidade do 1/3 inicial.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

Acreditamos ter um bom relacionamento com os nossos empregados e com os sindicatos que os representam.

Com relação à IPEX, a atual Convenção Coletiva abrange todos os empregados em Empresas de Assessoramento, Perícias, Informações, Pesquisas e Prestação de Serviços Temporários do Município do Rio de Janeiro, com período de 01.02.2010 a 31.01.2011, considerando os empregados vinculados à categoria na data-base de 1º de fevereiro. O acordo abrange os seguintes itens:

- Salários, Reajustes e Pagamento;
- Gratificações, Adicionais, Auxílios e Outros;
- Admissão, Demissão, Modalidades;
- Relações de Trabalho;
- Jornada de Trabalho;
- Saúde e Segurança do Trabalhador;
- Relações Sindicais;
- Disposições Gerais.

A Companhia e sua subsidiária HRT O&G ainda não são filiadas ao Sindicato representativo da categoria profissional, uma vez que se encontram em fase pré-operacional. Registramos a existência, entretanto, de conversações iniciais com a entidade sindical, além de estudo e avaliação nas referidas sociedades quanto ao momento mais adequado para a futura vinculação.

Nossos empregados nunca realizaram ou ameaçaram realizar greves ou paralisações.

Não houve acordo entre nós e o Sindicato dos Empregados de Agentes Autônomos do Comércio e em Empresas de Assessoramento, Perícias, Informações e Pesquisas no Município do Rio de Janeiro e o Sindicato das Empresas de Assessoramento, Perícias, Informações, Pesquisas e de Prestação de Serviços Temporários do Município do Rio de Janeiro no que se refere à Convenção Coletiva 2010/2011. Dessa forma, será proposta uma ação judicial perante o Tribunal Regional do Trabalho para instauração do Dissídio Coletivo.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Enso Global Equities Master Partnership LP					
11.265.514/0001-95	Ilhas Cayman	Sim	Sim	06/11/2009	
7.090	0,277272%	0	0,000000%	7.090	0,277272%
O-Cap Brazil Trading LLC					
11.184.437/0001-49	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
7.090	0,277272%	0	0,000000%	7.090	0,277272%
Anaconda Capital LLC					
11.275.282/0001-56	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
8.720	0,341017%	0	0,000000%	8.720	0,341017%
North Pole Capital Master Fund					
11.187.205/0001-44	Ilhas Cayman	Sim	Sim	08/10/2009	
21.250	0,831033%	0	0,000000%	21.250	0,831033%
Brazil Investments LLC					
11.275.280/0001-67	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
14.170	0,554152%	0	0,000000%	14.170	0,554152%
Steamboat Ventures LLC					
11.187.198/0001-80	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
3.000	0,117322%	0	0,000000%	3.000	0,117322%
CSL Energy Fund LP					
11.187.197/0001-36	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
2.830	0,110674%	0	0,000000%	2.830	0,110674%
Osiris Investment Partners LP					
11.184.438/0001-93	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
3.540	0,138440%	0	0,000000%	3.540	0,138440%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Ironbound Partners LP					
11.275.274/0001-00	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
5.580	0,218219%	0	0,000000%	5.580	0,218219%
BMO Nesbitt Burns Itf Raffles Associates LP					
11.271.440/0001-08	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
5.320	0,208051%	0	0,000000%	5.320	0,208051%
Charles William Vitton					
060.976.067-02	Norte Americana	Sim	Sim		
700	0,027375%	0	0,000000%	700	0,027375%
Petra Maria Robson					
060.985.117-99	Canadense	Sim	Sim		
700	0,027375%	0	0,000000%	700	0,027375%
Canaccord Capital Corp Itf Simon George Akit					
060.985.227-23	Canadense	Sim	Sim		
700	0,027375%	0	0,000000%	700	0,027375%
Vivien Haughton					
060.985.877-79	Australiana	Sim	Sim		
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%
Canaccord Capital Corp Itf Mathew Gaasenbeek					
060.986.877-22	Canadense	Sim	Sim		
700	0,027375%	0	0,000000%	700	0,027375%
Derrick Queen					
061.126.007-73	Norte Americana	Sim	Sim		
10	0,000391%	0	0,000000%	10	0,000391%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Laurance Elliot Narbut					
061.042.337-16	Norte Americana	Sim	Sim		
10	0,000391%	0	0,000000%	10	0,000391%
Daniel Jay Arbess					
061.042.347-98	Norte Americana	Sim	Sim		
10	0,000391%	0	0,000000%	10	0,000391%
Phylis Marie Esposito					
060.985.237-03	Norte Americana	Sim	Sim		
700	0,027375%	0	0,000000%	700	0,027375%
Alexander Mathew Klabin					
061.042.357-60	Norte Americana	Sim	Sim		
10	0,000391%	0	0,000000%	10	0,000391%
William H. Martin					
060.993.747-28	Norte Americana	Sim	Sim		
1.420	0,055533%	0	0,000000%	1.420	0,055533%
Eric L. Brademburg					
061.014.717-05	Norte Americana	Sim	Sim		
2.810	0,109892%	0	0,000000%	2.810	0,109892%
Brian Lakes Frank					
061.042.367-31	Norte Americana	Sim	Sim		
10	0,000391%	0	0,000000%	10	0,000391%
Daniel Kenneth Geren					
	Norte Americana	Não	Não		
7.000	0,273752%	0	0,000000%	7.000	0,273752%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Carmel Daniele					
	Italiana	Sim	Sim		
3.750	0,146653%	0	0,000000%	3.750	0,146653%
John Anderson Willott					
061.300.657-79	Norte Americana	Não	Não		
10	0,000391%	0	0,000000%	10	0,000391%
William Lawrence Fisher					
061.300.667-40	Norte Americana	Não	Não		
10	0,000391%	0	0,000000%	10	0,000391%
Hilcrest Investors Limited					
12.458.730/0001-10	Irlandesa	Sim	Sim	23/09/2010	
42.580	1,665194%	0	0,000000%	42.580	1,665194%
RBC Asset Manegement INC					
11.195.232/0001-69	Canadense	Não	Sim	29/09/2009	
14.160	0,553761%	0	0,000000%	14.160	0,553761%
Matthew Todd Goldsmith					
060.910.397-09	Norte Americana	Sim	Sim		
69.750	2,727742%	0	0,000000%	69.750	2,727742%
Brian C. Black Trust Dated September 25, 2007					
11.184.443/0001-04	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
1.100	0,043018%	0	0,000000%	1.100	0,043018%
Meridian Global Energy and Resources Funds Ltd.					
11.275.295/0001-25	Ilhas Virgens Britânicas	Sim	Sim	06/11/2009	
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Black Sheep Partners II LLC					
11.184.441/0001-07	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
1.170	0,045756%	0	0,000000%	1.170	0,045756%
Black Sheep Partners LLC					
11.187.195/0001-47	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
2.330	0,091120%	0	0,000000%	2.330	0,091120%
ALB Private Investments LLC					
11.184.436/0001-02	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
1.500	0,058661%	0	0,000000%	1.500	0,058661%
Ignatius Charles Rinaldi					
	Norte Americana	Não	Não		
8.500	0,332413%	0	0,000000%	8.500	0,332413%
Fred George					
	Canadense	Não	Não		
7.250	0,283529%	0	0,000000%	7.250	0,283529%
Eduardo de Freitas Teixeira					
310.977.407-06	Brasileira	Sim	Sim		
14.170	0,554152%	0	0,000000%	14.170	0,554152%
DCF Partners LP					
11.275.273/0001-65	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
25.000	0,977685%	0	0,000000%	25.000	0,977685%
Antonio Carlos Sobreira de Agostini					
031.477.977-91	Brasileira	Sim	Sim		
14.170	0,554152%	0	0,000000%	14.170	0,554152%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Ironbound Partners Brazil LLC					
11.275.276/0001-07	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
54.620	2,136047%	0	0,000000%	54.620	2,136047%
CD Capital UK Ltd.					
11.191.554/0001-30	Britânica	Sim	Sim	06/11/2009	
53.250	2,082470%	0	0,000000%	53.250	2,082470%
Highfields Capital I LP					
11.275.288/0001-23	Norte Americana	Sim	Sim	28/01/2010	
43.220	1,690222%	0	0,000000%	43.220	1,690222%
Highfields Capital II LP					
11.275.291/0001-47	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
72.190	2,823164%	0	0,000000%	72.190	2,823164%
US Global Investors Funds - Global Resources Fund					
11.271.439/0001-75	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
70.830	2,769978%	0	0,000000%	70.830	2,769978%
Yvoire Investments Limited					
11.184.450/0001-06	Ilhas Virgens Britânicas	Sim	Sim	08/10/2009	
35.420	1,385185%	0	0,000000%	35.420	1,385185%
Front Street Investment Management INC					
11.279.348/0001-86	Canadense	Sim	Sim	06/11/2009	
35.410	1,384793%	0	0,000000%	35.410	1,384793%
St Peter Port Capital Limited					
11.265.515/0001-30	Ilhas Guerney	Sim	Sim	06/11/2009	
35.420	1,385185%	0	0,000000%	35.420	1,385185%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Michael Stephen Vitton					
060.129.727-09	Norte Americana	Sim	Sim		
107.340	4,197790%	0	0,000000%	107.340	4,197790%
Rovida Strategic Investments LLC					
11.184.446/0001-30	Norte Americana	Sim	Sim	08/10/2009	
35.420	1,385185%	0	0,000000%	35.420	1,385185%
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC					
11.275.279/0001-32	Norte Americana	Sim	Sim	17/12/2009	
141.640	5,539174%	0	0,000000%	141.640	5,539174%
Passport HRT LLC					
11.631.115/0001-09	Norte Americana	Sim	Sim	01/01/2010	
141.630	5,538783%	0	0,000000%	141.630	5,538783%
Libra Fund LP					
09.292.043/0001-62	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
141.660	5,539956%	0	0,000000%	141.660	5,539956%
MSD Energy Investments Private I, LLC					
11.184.440/0001-62	Norte Americana	Sim	Sim	17/12/2009	
318.700	12,463534%	0	0,000000%	318.700	12,463534%
Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.					
11.134.162/0001-39	Brasileira	Sim	Sim	12/04/2010	
317.020	12,397832%	0	0,000000%	317.020	12,397832%
Senator Global Opportunity Fund LP					
11.184.445/0001-95	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
97.740	3,822358%	0	0,000000%	97.740	3,822358%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
CCA Event Driven Master LLC - CNPJ: 12.583.331/0001-66					
	Norte Americana	Sim	Sim	04/10/2010	
77.900	3,046467%	0	0,000000%	77.900	3,046467%
Highfields Capital IV LP					
11.275.296/0001-70	Norte Americana	Sim	Sim	28/01/2010	
111.140	4,346398%	0	0,000000%	111.140	4,346398%
Senator HRT LLC					
11.184.448/0001-29	Norte Americana	Sim	Sim	17/12/2009	
114.720	4,486402%	0	0,000000%	114.720	4,486402%
Succinite Investment LLC					
11.184.449/0001-73	Norte Americana	Sim	Sim	06/11/2009	
113.130	4,424222%	0	0,000000%	113.130	4,424222%
Albert Curtis Sebastian					
060.974.167-50	Norte Americana	Sim	Sim		
830	0,032459%	0	0,000000%	830	0,032459%
Arthur Norman Field					
060.983.577-73	Norte Americana	Sim	Sim		
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%
Blake Andrew Myers					
061.012.967-84	Norte Americana	Sim	Sim		
900	0,035197%	0	0,000000%	900	0,035197%
Amy Grail Bermingham					
061.013.007-22	Norte Americana	Sim	Sim		
1.080	0,042236%	0	0,000000%	1.080	0,042236%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Willian Schwartz Schreier					
060.975.637-01	Norte Americana	Sim	Sim		
1.000	0,039107%	0	0,000000%	1.000	0,039107%
David Nathan Diamond					
060.974.787-80	Norte Americana	Sim	Sim		
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%
George Lee Hanseth					
061.014.687-47	Norte Americana	Sim	Sim		
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%
Darin Todd Milmeister					
060.996.797-58	Norte Americana	Sim	Sim		
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%
Canaccord Capital Corp ltf Graham Edward Saunders					
061.012.987-28	Canadense	Sim	Sim		
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%
Craig Robert Kaisand					
060.984.317-60	Norte Americana	Sim	Sim		
710	0,027766%	0	0,000000%	710	0,027766%
Kathleen Anna Clements					
060.974.797-51	Norte Americana	Sim	Sim		
2.480	0,096986%	0	0,000000%	2.480	0,096986%
Anthony Benno Low-Beer					
060.975.837-37	Norte Americana	Sim	Sim		
1.500	0,058661%	0	0,000000%	1.500	0,058661%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
Kenneth Anthony Clements (CPF: 060.976.725-56)					
	Norte Americana	Sim	Sim		
2.840	0,111065%	0	0,000000%	2.840	0,111065%
Marcio Rocha Mello					
146.282.101-44	Brasileira	Sim	Sim		
73.860	2,888474%	0	0,000000%	73.860	2,888474%
John Milne Albuquerque Forman					
030.922.917-00	Brasileira	Sim	Sim		
43.060	1,683965%	0	0,000000%	43.060	1,683965%
Jonathan Nils Hollander					
061.014.697-19	Norte Americana	Sim	Sim		
1.270	0,049666%	0	0,000000%	1.270	0,049666%
Vicent Paul Marie Hugonnard Roche					
748.165.431-04	Norte Americana	Sim	Sim		
1.100	0,043018%	0	0,000000%	1.100	0,043018%
Caesar Michael Pollexfen Bryan					
060.976.027-07	Norte Americana	Sim	Sim		
1.400	0,054750%	0	0,000000%	1.400	0,054750%
Peter Leland Getz					
060.974.837-83	Norte Americana	Sim	Sim		
1.420	0,055533%	0	0,000000%	1.420	0,055533%
Rosário Sal Ilacqua					
060.982.677-82	Norte Americana	Sim	Sim		
1.420	0,055533%	0	0,000000%	1.420	0,055533%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
Detalhamento por classes de ações (Unidades)					
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
OUTROS					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
2.557.060	100,000000%	0	0,000000%	2.557.060	100,000000%

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ALB Private Investments LLC				**11.184.436/0001-02**	
Anthony Benno Low-Beer, IRA					
	Norte Americana	Não	Não	08/10/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Anaconda Capital LLC				**11.275.282/0001-56**	

Bryan Streelman					
	Norte Americana	Não	Não		
1	0,810000	0	0,000000	1	0,810000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

Chris Dries					
	Norte Americana	Não	Não		
1	2,030000	0	0,000000	1	2,030000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

Gregory Sissel					
	Norte Americana	Não	Não		
1	8,120000	0	0,000000	1	8,120000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

J Landis Martin					
	Norte Americana	Não	Não		
1	40,590000	0	0,000000	1	40,590000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Anaconda Capital LLC				**11.275.282/0001-56**	
Joshua Freedman					
	Norte Americana	Não	Não		
1	1,620000	0	0,000000	1	1,620000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Michael Wente					
	Norte Americana	Não	Não		
1	0,970000	0	0,000000	1	0,970000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Mitchell Milias					
	Norte Americana	Não	Não		
1	14,200000	0	0,000000	1	14,200000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Pat Clark					
	Norte Americana	Não	Não		
1	4,060000	0	0,000000	1	4,060000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Anaconda Capital LLC				**11.275.282/0001-56**	
Pat Clark					
	Norte Americana	Não	Não		
1	4,060000	0	0,000000	1	4,060000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Peter Calamari					
		Não	Não		
1	1,220000	0	0,000000	1	1,220000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Rich Carney					
	Norte Americana	Não	Não		
1	1,620000	0	0,000000	1	1,620000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Robert Unger					
	Norte Americana	Não	Não		
1	15,020000	0	0,000000	1	15,020000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Anaconda Capital LLC				**11.275.282/0001-56**	
Ron Gibbs					
	Norte Americana	Não	Não		
1	8,120000	0	0,000000	1	8,120000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Timothy Grein					
	Norte Americana	Não	Não		
1	1,620000	0	0,000000	1	1,620000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
13	100,000000	0	0,000000	13	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Black Sheep Partners II LLC				**11.184.441/0001-07**	
Brian Black - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Black Sheep Partners LLC				**11.187.195/0001-47**	
Brian Black - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
BMO Nesbitt Burns ltf Raffles Associates LP				**11.271.440/0001-08**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Raffles Associates, LP					
	Norte Americana	Não	Não	06/11/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Brazil Investments LLC				**11.275.280/0001-67**	
Broe Holdings, LLC					
	Norte Americana	Não	Sim	06/11/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Brian C. Black Trust Dated September 25, 2007				**11.184.443/0001-04**	
Brian C. Black					
	Norte Americana	Não	Sim		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
CCA Event Driven Master LLC - CNPJ: 12.583.331/0001-66					
Citigroup Alternative Investments LLC					
	Norte Americana	Não	Sim	04/10/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
CD Capital UK Ltd.				**11.191.554/0001-30**	
Carmel Daniele - GESTOR					
	Italiana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
CSL Energy Fund LP				**11.187.197/0001-36**	
Charles S. Leykum - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
DCF Partners LP				**11.275.273/0001-65**	
David Floren - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Douglas Floren - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
2	100,000000	0	0,000000	2	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enso Global Equities Master Partnership LP				**11.265.514/0001-95**	
Enso Capital Management LLC					
	Norte Americana	Não	Não	26/10/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Front Street Investment Management INC				**11.279.348/0001-86**	
Normand Lamarche - GESTOR					
	Canadense	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Highfields Capital I LP				**11.275.288/0001-23**	
Highfields Associates LLC					
	Norte Americana	Não	Não	01/01/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Highfields Capital II LP				**11.275.291/0001-47**	
Highfields Associates LLC					
	Norte Americana	Não	Não	06/11/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Highfields Capital IV LP				**11.275.296/0001-70**	
Highfields Associates LLC					
	Norte Americana	Não	Não	01/01/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Hilcrest Investors Limited				**12.458.730/0001-10**	
Highfields Capital Management LP - GESTOR					
	Norte-Americana	Não	Não	23/09/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Ironbound Partners Brazil LLC				**11.275.276/0001-07**	
Ironbound Capital Management LP					
		Não	Sim	06/11/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Ironbound Partners LP				**11.275.274/0001-00**	
Ironbound Capital Management LP					
	Norte Americana	Não	Sim	06/11/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Libra Fund LP				**09.292.043/0001-62**	
Libra Associates, LLC					
	Norte Americana	Não	Sim	16/12/1988	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Meridian Global Energy and Resources Funds Ltd.				**11.275.295/0001-25**	
Ian H. Mann - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
MSD Energy Investments Private I, LLC				**11.184.440/0001-62**	
MSD Capital, L.P. - GESTOR					
	Norte-Americana	Não	Não	01/09/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
North Pole Capital Master Fund				**11.187.205/0001-44**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Polar Securities Inc.					
	Canadense	Não	Não	08/10/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
O-Cap Brazil Trading LLC				**11.184.437/0001-49**	
O-CAP Partners, L.P.					
	Norte Americana	Não	Sim	29/09/2009	
554	100,000000	0	0,000000	554	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
554	100,000000	0	0,000000	554	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Osiris Investment Partners LP				**11.184.438/0001-93**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Paul Stuka - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Passport HRT LLC				**11.631.115/0001-09**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Passport Master Energy Fund Ltd SPC Fobo Portfolio A-Energy Strategy					
09.306.546/0001-40	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Não	01/01/2010	
7.082	50,000000	0	0,000000	7.082	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Passport Special Opportunities Master Fund LP					
11.465.877/0001-74	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Não	01/01/2010	
7.082	50,000000	0	0,000000	7.082	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
14.164	100,000000	0	0,000000	14.164	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC				**11.275.279/0001-32**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Perella Weinberg Partners Xerion Master Fund Ltd.					
	Norte Americana	Não	Sim	17/12/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
RBC Asset Manegement INC				**11.195.232/0001-69**	
Brahm Spilfogel - GESTOR					
	Canadense	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Christopher Beer - GESTOR					
	Canadense	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
2	100,000000	0	0,000000	2	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Rovida Strategic Investments LLC				**11.184.446/0001-30**	
Michael J. Dougherty - GESTOR					
		Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Senator Global Opportunity Fund LP				**11.184.445/0001-95**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Senator Investment Group LP					
	Norte Americana	Não	Não	29/10/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Senator HRT LLC				**11.184.448/0001-29**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Senator Investment Group LP					
	Norte Americana	Não	Não	29/10/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
St Peter Port Capital Limited				**11.265.515/0001-30**	
Arthur Leonard Robert Morton - ADMINISTRADOR					
		Não	Não		
1	20,000000	0	0,000000	1	20,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Graham Barry Shore - ADMINISTRADOR					
		Não	Não		
1	20,000000	0	0,000000	1	20,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Peter Francis Griffin - ADMINISTRADOR					
		Não	Não		
1	20,000000	0	0,000000	1	20,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Simon Charles Bourge - ADMINISTRADOR					
		Não	Não		
1	20,000000	0	0,000000	1	20,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
St Peter Port Capital Limited				**11.265.515/0001-30**	
Simon Charles Bourge - ADMINISTRADOR					
		Não	Não		
1	20,000000	0	0,000000	1	20,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Timothy Erling Childs - ADMINISTRADOR					
		Não	Não		
1	20,000000	0	0,000000	1	20,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
5	100,000000	0	0,000000	5	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Steamboat Ventures LLC				**11.187.198/0001-80**	
Edward Hutcheson					
	Norte Americana	Não	Não		
1	33,333333	0	0,000000	1	33,333333
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
J. Landis Martin					
	Norte Americana	Não	Não		
1	33,333333	0	0,000000	1	33,333333
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Robert Unger					
	Norte Americana	Não	Não		
1	33,333334	0	0,000000	1	33,333334
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
3	100,000000	0	0,000000	3	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Succinite Investment LLC				**11.184.449/0001-73**	
Amber Capital LP - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não	01/11/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda.				**11.134.162/0001-39**	
Marcio Rocha Mello					
146.282.101-44	Brasileira	Não	Sim		
667.953	66,692607	0	0,000000	667.953	66,692607
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
332.048	33,307393	0	0,000000	332.048	33,307393
TOTAL					
1.000.001	100,000000	0	0,000000	1.000.001	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
US Global Investors Funds - Global Resources Fund				**11.271.439/0001-75**	
Brian K. Hicks - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Yvoire Investments Limited				**11.184.450/0001-06**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Regent Mercantille TrustCorp (Pvt) Ltd					
	Bermuda	Não	Não	08/10/2009	
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Amber Capital LP - GESTOR					
Joseph Oughourlian - GESTOR					
	Francês	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Anthony Benno Low-Beer, IRA					
Anthony Benno Low-Beer					
060.975.837-37	Norte Americana	Não	Sim		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Broe Holdings, LLC					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Pat Broe					
	Norte Americana	Não	Sim		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Citigroup Alternative Investments LLC					
Citigroup Investments Inc.					
	Norte Americana	Não	Sim	04/10/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enso Capital Management LLC					
Josh Fink - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Highfields Associates LLC					
Jonathon S. Jacobson					
	Norte Americana	Não	Não		
6	60,000000	0	0,000000	6	60,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4	40,000000	0	0,000000	4	40,000000
TOTAL					
10	100,000000	0	0,000000	10	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Highfields Associates LLC					
Jonathon S. Jacobson					
	Norte Americana	Não	Não		
6	60,000000	0	0,000000	6	60,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4	40,000000	0	0,000000	4	40,000000
TOTAL					
10	100,000000	0	0,000000	10	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Highfields Associates LLC					
Jonathon S. Jacobson					
	Norte Americana	Não	Não		
6	60,000000	0	0,000000	6	60,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4	40,000000	0	0,000000	4	40,000000
TOTAL					
10	100,000000	0	0,000000	10	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Highfields Capital Management LP - GESTOR					
Jonathon S. Jacobson					
		Não	Sim		
6	60,000000	0	0,000000	6	60,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
4	40,000000	0	0,000000	4	40,000000
TOTAL					
10	100,000000	0	0,000000	10	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Ironbound Capital Management LP					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Steve Silverman - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Ironbound Capital Management LP					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Steve Silverman - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Libra Associates, LLC					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Ranjan Tandon - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
MSD Capital, L.P. - GESTOR					
MSD Capital Management, LLC - GESTOR					
	Norte-Americana	Não	Não	22/05/2000	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
O-CAP Partners, L.P.					
O-CAP Offshore Master Fund, L.P					
	Norte Americana	Não	Sim	29/09/2009	
155	100,000000	0	0,000000	155	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
155	100,000000	0	0,000000	155	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Passport Master Energy Fund Ltd SPC Fobo Portfolio A-Energy Strategy				**09.306.546/0001-40**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Passport Management LLC					
	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	01/01/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Passport Special Opportunities Master Fund LP				**11.465.877/0001-74**	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Passport Management LLC					
	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	01/01/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Perella Weinberg Partners Xerion Master Fund Ltd.					
Daniel Arbess - GESTOR					
		Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Polar Securities Inc.					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Paul Sabourin - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Raffles Associates, LP					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Raffles Capital Advisors LLC					
	Norte Americana	Não	Sim	06/11/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Regent Mercantille TrustCorp (Pvt) Ltd					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Stephen Roland Dattels					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Senator Investment Group LP					
Alex Klabin					
	Norte Americana	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Douglas Silverman					
	Norte Americana	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
2	100,000000	0	0,000000	2	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Senator Investment Group LP					
Alex Klabin					
	Norte Americana	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Douglas Silverman					
	Norte Americana	Não	Não		
1	50,000000	0	0,000000	1	50,000000
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
2	100,000000	0	0,000000	2	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Citigroup Investments Inc.					
Citigroup Inc.					
	Norte Americana	Não	Sim	04/10/2010	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
MSD Capital Management, LLC - GESTOR					
Glenn Fuhrman - GESTOR					
	Norte-Americana	Não	Não		
1	33,333334	0	0,000000	1	33,333334
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
John Phelan - GESTOR					
	Norte-Americana	Não	Não		
1	33,333333	0	0,000000	1	33,333333
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Marc Lisker - GESTOR					
	Norte-Americana	Não	Não		
1	33,333333	0	0,000000	1	33,333333
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
3	100,000000	0	0,000000	3	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
O-CAP Offshore Master Fund, L.P					
O-CAP Fund, Ltd					
	Norte Americana	Não	Sim	29/09/2009	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Passport Management LLC					
John H Burbank III - GESTOR					
		Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Passport Management LLC					
John H Burbank III - GESTOR					
		Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Raffles Capital Advisors LLC					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Paul H. O'Leary - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
O-CAP Fund, Ltd					
Michael Olshan - GESTOR					
	Norte Americana	Não	Não		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Citigroup Inc.					
OUTROS					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembléia	31/08/2010
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	44
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	38
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	0	0,000000%
Quantidade preferênciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	0	0,000000%

15.4 - Organograma dos acionistas

A Companhia optou por não apresentar o organograma.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

a) Partes:

Acordo de Acionistas Pré-IPO

Todos os indicados no item "15.1", exceto alguns membros do Conselho de Administração da Companhia, que detém apenas 1 (uma) ação ordinária cada, em caráter fiduciário.

b) data de celebração:

Acordo de Acionistas Pré-IPO

O Acordo de Acionistas Pré-IPO foi celebrado em 8.10.2009.

c) prazo de vigência:

Acordo de Acionistas Pré-IPO

O Acordo de Acionistas Pré-IPO perderá sua eficácia e expirará na data de ocorrência de eventual oferta pública inicial de ações da Companhia, ressalvadas as disposições pertinentes à mecânica de resolução de conflitos entre as Partes e obrigações de confidencialidade, que permanecerão em vigor.

d) descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle:

Acordo de Acionistas Pré-IPO

Conforme o Acordo de Acionistas Pré-IPO, além das matérias que necessariamente precisam ser aprovadas por Assembleia Geral de Acionistas por força de Lei, as matérias descritas abaixo exigirão o voto afirmativo de acionistas detentores de, pelo menos, 2/3 (dois terços) das ações emitidas e em circulação, não incluindo as ações de tesouraria:

(i) aprovação ou celebração de qualquer alteração ou modificação dos Estatutos Sociais e/ou contratos sociais relacionadas a quaisquer aumentos de capital (salvo para eventual oferta pública inicial de ações da Companhia), modificação do objeto social ou outro documento constitutivo da Companhia ou de qualquer subsidiária;

(ii) criação de uma nova classe de ações da Companhia ou emissão de títulos conversíveis em ações ou bônus de subscrição, ou que de outra maneira possuam um componente de participação acionária;

(iii) aprovação do protocolo de um pedido voluntário de liquidação ou dissolução da Companhia, distrato, ou pedido de recuperação judicial ou extrajudicial envolvendo a Companhia ou qualquer subsidiária;

(iv) aprovação de qualquer resgate, recompra, amortização ou outra redução do capital, mediante qualquer alteração no número de ações, bônus de subscrição ou outros títulos conversíveis em ações da Companhia ou de qualquer subsidiária (exceto pelo Programa de Recompra de Ações tratado no item "19" deste Formulário de Referência);

(v) aprovação da transformação do tipo societário da Companhia ou de quaisquer de suas subsidiárias;

(vi) qualquer distrato, liquidação, dissolução, consolidação, reorganização societária, recapitalização, cisão ou incorporação da Companhia ou qualquer subsidiária ou de qualquer sociedade na Companhia; e

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

(vii) venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação, através de uma única operação ou série de operações relacionadas, pela Companhia ou qualquer subsidiária, da totalidade ou de praticamente todos os ativos da Companhia e suas subsidiárias tomadas como um todo; ou a venda ou alienação (seja através da incorporação, consolidação ou de outra forma) de uma ou mais Subsidiárias da Companhia, caso praticamente todos ativos da Companhia e de suas Subsidiárias, tomadas como um todo, forem detidos pela Subsidiária ou Subsidiárias em questão, salvo casos em que a venda, arrendamento, transferência, licença exclusiva ou outra forma de alienação seja para outra Subsidiária integral da Companhia.

Ainda conforme previsto no Acordo de Acionistas Pré-IPO, além das atribuições gerais estabelecidas na legislação brasileira e regulamentos em vigor, caberá ao Conselho de Administração a aprovação das matérias abaixo descritas, mediante o voto afirmativo da maioria dos conselheiros, até a ocorrência de eventual oferta pública de ações:

(i) plano anual de negócios, plano anual de trabalho e orçamento anual da Companhia e de suas Subsidiárias, bem como as alterações dos mesmos;

(ii) qualquer acordo que resultar em passivo ou obrigações para a Companhia ou para quaisquer de suas Subsidiárias superior a montante em reais equivalente a US$ 15.000.000,00 (quinze milhões de dólares norte-americanos), em uma única operação ou em uma série de operações correlatas, a menos e na medida em que as operações em questão tenham sido especificamente previstas no plano anual de negócios;

(iii) quaisquer bônus de entrada igual ou acima de montante em reais equivalentes a US$ 500.000,00 (quinhentos mil dólares norte-americanos), contratos de retenção para profissionais chave que não tenham sido expressamente aprovados no Acordo de Acionistas, outorga opção de compra de ações, qualquer espécie de programa de incentivo a empregados ou prestadores de serviços ou direito de valorização de ações; e

(iv) qualquer compra de ações detidas por administradores ou profissionais chave, em caso de demissão por justa causa ou em caso de demissão voluntária, o exercício do direito de compra na aquisição das ações será pelo valor justo de mercado.

Caberá ainda ao Conselho de Administração da Companhia aprovar as matérias adiante descritas, mediante o voto afirmativo de, pelo menos, 2/3 (dois terços) dos conselheiros:

(i) contratação de qualquer novo Diretor ou qualquer novo executivo chave da administração; e

(ii) dissolução, liquidação, reorganização societária, capitalização, cisão ou incorporação da Companhia ou de qualquer Subsidiária, ou de qualquer sociedade na Companhia.

e) descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores:

Não há.

f) descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las:

Acordo de Acionistas Pré-IPO

Direitos de Primeira Oferta

Os acionistas não poderão (i) vender, ceder, empenhar, alienar ou, de outra forma, transferir, quaisquer de suas ações, de forma direta ou indireta, voluntária ou involuntária ou por força da lei, sem a observância dos direitos de primeira oferta do outro acionista; ou (ii) onerar ou criar nenhum ônus ou gravame, independentemente de seu título e/ou natureza, envolvendo suas ações sem autorização prévia e por escrito dos demais acionistas.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

O acionista que pretenda transferir quaisquer ou todas as suas ações antes de eventual oferta pública inicial de ações da Companhia deverá notificar a Companhia identificando o número de ações que se propõe a transferir. A Companhia, por sua vez, deverá imediatamente encaminhar a notificação recebida a todos os outros acionistas, que deverão se manifestar em um período de 30 (trinta) dias após o recebimento, informando o número de ações que desejam comprar e o preço de sua oferta. Caso o preço oferecido seja satisfatório para o cessionário, este deverá transferir suas ações para o ofertante. Caso diversos acionistas façam uma oferta, as ações do cessionário serão adquiridas pelo preço considerado satisfatório na opinião do cessionário, proporcionalmente à participação de cada ofertante na Companhia. A participação proporcional de cada ofertante será calculada pela fração cujo numerador é o número de ações detidas pelo ofertante o denominador é o número de ações detidas por todos os acionistas ofertantes.

Caso o acionista ofertante tenha optado por adquirir as ações do cessionário por um preço considerado satisfatório pelo cessionário, a aquisição das ações em questão será consumada em até 5 (cinco) dias após o término do período de 30 (trinta) dias mencionado acima. No fechamento da aquisição, o cessionário deverá declarar e prestar garantias quanto à titularidade das ações e ausência de ônus ou gravames sobre as referidas ações.

Após 180 (cento e oitenta) dias da notificação inicial à Companhia, o cessionário poderá transferir suas ações para terceiros, contanto que (i) os ofertantes não tenham oferecido um valor considerado satisfatório pelo cessionário; ou (ii) que o cessionário não tenha recebido uma oferta. Nesse caso, os terceiros deverão ter apresentado uma oferta por um preço superior ao preço oferecido pelos demais acionistas ou, caso o cessionário não tenha recebido qualquer oferta, por qualquer preço.

Direitos de Venda Conjunta – "Tag-Along"

Se, após o cumprimento das disposições acima, qualquer cessionário se propuser a transferir qualquer ou todas as suas ações, antes de eventual oferta pública inicial de ações, a qualquer terceiro que não seja afiliado deste acionista, o cessionário deverá notificar a Companhia a fim de que os acionistas possam se manifestar quanto ao interesse de alienar sua participação conjuntamente as ações objeto da proposta de aquisição ("*Tag-Along*"). Os acionistas que optarem por exercer o *Tag-Along* poderão requerer que a venda ao terceiro seja condicionada a compra de parte ou da totalidade de suas ações, por um preço por ação idêntico e mediante os mesmos termos e condições que o cessionário pretende vender ao terceiro.

Caso o adquirente não deseje adquirir todas as ações que estão sendo ofertadas (inclusive as ações dos acionistas que exercerem seu direito de *tag-along*), as ações do cessionário e as abrangidas pelo tag-along deverão ser reduzidas proporcionalmente, em relação a cada acionista, ao número de ações que o adquirente deseje adquirir, de forma que o cessionário e os acionistas que exercerem o *Tag-Along* estejam transferindo a mesma proporção em relação uma à outra.

Caso um acionista não exerça ou deixe de exercer, em tempo hábil, seus direitos de *Tag-Along*, o cessionário terá 3 (três) meses (após o período de carência para o exercício do direito) para concluir a transferência das ações, que deverá observar preço e segundo as mesmas condições originalmente oferecidas aos demais acionistas.

Direitos de Transferência Conjunta - "Drag Along"

Caso acionistas detentores de, pelo menos, 50% das Ações ("Detentores de 50%") aceitem a oferta de compra de suas ações antes de eventual oferta pública inicial de ações de qualquer terceiro (que não seja um afiliado dos Detentores de 50%), e o terceiro condicione a oferta de compra à transferência de 100% das ações ("beneficiário da transferência conjunta"), os Detentores de 50% poderão enviar à Companhia um aviso por escrito identificando o nome do potencial adquirente, o preço por ação e outros termos e condições relevantes da transferência. A Companhia, por sua vez, deverá enviar a notificação aos outros acionistas ("vendedores na transferência conjunta").

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Após o recebimento da notificação, cada vendedor na transferência conjunta será obrigado a (i) vender ao beneficiário da transferência conjunta a totalidade de suas ações, segundo os mesmos termos e condições que os Detentores de 50%, e (ii) tomar todas as providências necessárias para efetivar a transação em questão, inclusive votando e tomando todas as providências necessárias em favor da transação.

Transferências Autorizadas

As restrições às transferências supracitadas não se aplicam a (i) qualquer transferência ou série de transferências por qualquer acionista a suas afiliadas; (ii) qualquer transferência a familiares; (iii) transferência, por qualquer acionista ou pela Companhia, de ações a Conselheiros em caráter fiduciário; ou (iv) a venda, pela Triple M, de parte de suas ações à Sociedade, já efetivada através do Programa de Recompra de Ações descrito no item "19" deste formulário de referência.

Direitos de Preferência

Conforme estipulado no artigo 171, §4, da Lei das Sociedades Anônimas, os acionistas terão direito de preferência para subscrever ações emitidas em um aumento de capital da Companhia proporcionalmente à sua participação. Não obstante o acima exposto, não há qualquer limitação ou proibição para a emissão de ações em virtude (i) do exercício de opção de compra de ação *(stock options)* consoante plano devidamente aprovado; ou (ii) de eventual oferta pública inicial de ações da Companhia, caso em que a nenhum dos acionistas terá direitos de preferência na aquisição das novas ações que vierem a ser emitidas.

Nos termos da cláusula 2.4 do Acordo de Acionistas Pré-IPO, até a data de eventual oferta pública inicial de ações, qualquer emissão de ações da Companhia, transferência de ações, ou cessão do direito de preferência durante uma nova emissão de ações somente será válida mediante adesão ao Acordo de Acionistas Pré-IPO da Companhia.

g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do Conselho de Administração:

Acordo de Acionistas Pré-IPO

Os acionistas e membros do Conselho de Administração eleitos por sua indicação deverão cooperar e tomar todas as providências razoavelmente necessárias, inclusive comparecer e votar em favor de (i) eventual oferta pública inicial de ações; e (ii) eleição de administradores indicados pela Triple M ou do grupo de acionistas estrangeiros, nos termos do item "15.5.e" deste Formulário de Referência.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

Em 23 de novembro de 2009, foi implementada a Recompra de Ações de emissão da Companhia detidas pela sociedade Triple M, em conformidade com a cláusula 5.5.1 do Acordo de Acionistas da Companhia. A Companhia adquiriu 13.794 ações de sua emissão ao valor de R$1.886,96 por ação, totalizando o montante de R$26,0 milhões, as quais foram destinadas a tesouraria, para eventual cancelamento ou alienação posterior.

15.7 - Outras informações relevantes

Não há outras informações relevantes referentes a este item.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

A atual política da Companhia é de que as operações e negócios com partes relacionadas à Companhia sejam realizadas observando-se preços e condições usuais de mercado. O procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos do nosso Estatuto Social e da Lei das Sociedades por Ações.

De acordo com o nosso Estatuto Social, compete ao Conselho de Administração, entre outras atribuições, aprovar qualquer operação ou conjunto de operações envolvendo a Companhia e qualquer parte relacionada, direta ou indiretamente. Para fins desta disposição, entende-se como parte relacionada qualquer administrador da Companhia, empregado da Companhia, subsidiária da Companhia, sociedade coligada ou afiliada, ou acionista que detenha, direta ou indiretamente, mais de 5% do nosso capital social. As reuniões do nosso Conselho de Administração realizadas para a tomada desta e outras decisões são instaladas em primeira convocação com a presença da maioria dos seus membros, e, em segunda convocação, por pelo menos 3 (três) membros, sendo que as deliberações são tidas como válidas se aprovadas pela maioria de votos dos presentes em cada reunião, ou que tenham manifestado seu voto na forma prevista pelo nosso Estatuto Social.

Estabelece a Lei das Sociedades por Ações que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou que seu interesse conflite com o da Companhia.

A Lei das Sociedades por Ações proíbe, ainda, conselheiros e diretores de: (i) realizar qualquer ato gratuito com a utilização de ativos da companhia, em detrimento da companhia; (ii) receber, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida através de assembleia geral; e (iii) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais conselheiros.

Por fim, segundo o regulamento do Novo Mercado, a Companhia deve enviar à BM&FBOVESPA e divulgar informações de todo e qualquer contrato celebrado entre a Companhia e suas controladas e coligadas, administradores, acionistas controladores, e, ainda, entre a Companhia e sociedades controladas e coligadas de seus administradores e dos acionistas controladores, assim como com outras sociedades que com qualquer dessas pessoas integre um mesmo grupo de fato ou de direito, sempre que for atingido, num único contrato ou em contratos sucessivos, com ou sem o mesmo fim, em qualquer período de um ano, valor igual ou superior a R$200 mil, ou valor igual ou superior a 1,0% sobre o patrimônio líquido, considerando o maior.

Essas informações divulgadas deverão discriminar o objeto do contrato, o prazo, o valor, as condições de rescisão ou de término e a eventual influência do contrato sobre a administração ou a condução dos negócios da Companhia.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Companhia ("Mutuante") e IPEX ("Mutuária")	30/10/2009	2.850.000,00	O contrato foi integralmente liquidado em 23 de dezembro de 2009.	Não aplicável.	Prazo indeterminado.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Contrato de mútuo.						
Garantia e seguros	Não há garantia e seguros relacionados ao contrato mencionado.						
Rescisão ou extinção	É facultado à Mutuária saldar a dívida a qualquer tempo e à Mutuante exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 30 dias de antecedência à data indicada para realização do respectivo pagamento.						
Natureza e razão para a operação	A Companhia firmou um instrumento particular de mútuo com a controlada IPEX como forma de antecipação para o futuro aumento de capital.						
Companhia ("Mutuante") e IPEX ("Mutuária")	25/11/2009	3.000.000,00	O contrato foi integralmente liquidado em 15 de julho de 2010.	Não aplicável.	Prazo indeterminado.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Contrato de mútuo.						
Garantia e seguros	Não há garantia e seguros relacionados ao contrato mencionado.						
Rescisão ou extinção	É facultado à Mutuária saldar a dívida a qualquer tempo e à Mutuante exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 30 dias de antecedência à data indicada para realização do respectivo pagamento.						
Natureza e razão para a operação	A Companhia firmou um instrumento particular de mútuo com a controlada IPEX para pagamento antecipado de REFIS.						
IPEX ("Mutuante") e Triple M ("Mutuária")	30/09/2009	4.556.375,88	A dívida foi perdoada em 2 de junho de 2010.	Não aplicável.	Prazo indeterminado.	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Contrato de mútuo.						
Garantia e seguros	Não há garantia e seguros relacionados ao contrato mencionado.						
Rescisão ou extinção	É facultado à mutuaria saldar a dívida a qualquer tempo e à mutuante exigir o pagamento total ou parcial, mediante notificação com 90 dias de antecedência.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Em 30 de setembro de 2009, a controlada IPEX firmou um instrumento particular de mútuo com os seus sócios quotistas de então, para a realização de ajuste antecipado de distribuição de dividendos em razão da transferência de controle. Em 2 de outubro de 2009, os mutuários firmaram um contrato para a cessão da integralidade do mútuo à Triple M Participações em Petróleo e Gás Ltda. ("Triple M"), que faz parte do grupo de controle da Companhia.						
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	07/01/2010	437.847,70	O contrato foi integralmente cumprido.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 120 dias corridos.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Prestação de serviços pela Contratada para a Contratante, de aplicação de métodos de geoquímica de headspace, utilizando Isojars, gases oclusos em solo e de microbiologia por DNA-SARD, em amostras de superfície a serem coletadas nos Blocos exploratórios SOL-T-169, SOL-T-170 e SOL-T-192.						
Garantia e seguros	A Contratada deverá indenizar e manter a Contratante livre e a salvo de toda e qualquer reclamação de indenização por perdas e danos ou prejuízos de qualquer natureza, que a Contratada tenha sofrido ou causado a terceiros em decorrência deste Contrato, independentemente de haver ou não contratado seguro adequado e suficiente para tais circunstâncias. A Contratada é responsável por qualquer dano ou acidente sofrido por terceiros em decorrência da execução da prestação dos serviços de que trata o presente contrato.						
Rescisão ou extinção	A Contratante poderá rescindir o presente Contrato, mediante prévia notificação por escrito, sem que assita à Contratada qualquer direito de indenização ou de retenção, dentre outros casos: (i) término do contrato de concessão, celebrando a Contratante e a ANP; e (ii) suspensão do contrato por determinação de autoridades competentes, motivada pela Contratada, a qual responderá por eventual aumento de custos daí correntes e por perdas e danos que a Contratante, como consequência, venha a sofrer. A Contratada poderá rescindir o Contrato nos casos de: (i) suspensão de sua execução, por ordem escrita da Contratante por prazo superior a 120 dias, salvo em caso fortuito ou força maior, calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra; (ii) atraso de 30 dias dos pagamentos devidos pela Contratante, salvo em caso de calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra; (iii) não liberação por parte da Contratante, de acesso às suas concessões para execução dos serviços, nos termos e prazos contratuais estabelecidos; ou, ainda (iv) causas impeditivas decorrentes de caso fortuito ou força maior que perdurem por mais de 60 (sessenta) dias.						
Natureza e razão para a operação							
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	07/01/2010	867.226,84	O contrato foi integralmente cumprido.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 120 dias corridos.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Prestação de serviços pela Contratada para a Contratante, de aplicação de métodos de geoquímica de headspace, utilizando Isojars, gases oclusos em solo e de microbiologia por DNA-SARD, em amostras de superfície a serem coletadas nos Blocos exploratórios SOL-T-151, SOL-T-172 e SOL-T-174.						
Garantia e seguros	A Contratada deverá indenizar e manter a Contratante livre e a salvo de toda e qualquer reclamação de indenização por perdas e danos ou prejuízos de qualquer natureza, que a Contratada tenha sofrido ou causado a terceiros em decorrência deste Contrato, independentemente de haver ou não contratado seguro adequado e suficiente para tais circunstâncias. A Contratada é responsável por qualquer dano ou acidente sofrido por terceiros em decorrência da execução da prestação dos serviços de que trata o presente contrato.						
Rescisão ou extinção	A Contratante poderá rescindir o presente Contrato, mediante prévia notificação por escrito, sem que assita à Contratada qualquer direito de indenização ou de retenção, dentre outros casos: (i) término do contrato de concessão, celebrando a Contratante e a ANP; e (ii) suspensão do contrato por determinação de autoridades competentes, motivada pela Contratada, a qual responderá por eventual aumento de custos daí decorrentes e por perdas e danos que a Contratante, como consequência, venha a sofrer. A Contratada poderá rescindir o Contrato nos casos de: (i) suspensão de sua execução, por ordem escrita da Contratante por prazo superior a 120 dias, salvo em caso fortuito ou força maior, calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra; (ii) atraso de 30 dias dos pagamentos devidos pela Contratante, salvo em caso de calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra; (iii) não liberação por parte da Contratante, de acesso às suas concessões para execução dos serviços, nos termos e prazos contratuais estabelecidos; ou, ainda (iv) causas impeditivas decorrentes de caso fortuito ou força maior que perdurem por mais de 60 (sessenta) dias.						
Natureza e razão para a operação							
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	22/03/2010	190.000,00	O contrato foi integralmente cumprido.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 10 semanas ou até a efetiva entrega do serviço contratado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Prestação de serviços de análise diamantóide de 10 amostras provenientes da Namíbia.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	01/06/2010	5.206.500,00	O contrato está em vigor e os serviços estão sendo prestados.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 365 dias corridos.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Prestação de serviços pela Contratada para a Contratante, de aplicação de métodos de geoquímica de headspace, utilizando Isojars, gases oclusos em solo e de microbiologia por DNA-SARD, em amostras de superfície a serem coletadas nos Blocos exploratórios SOL-T-214, SOL-T-215, SOL-T-216, SOL-T-217, SOL-T-218, SOL-T-219, SOL-T-220, SOL-T-196 e SOL-T-197.						
Garantia e seguros	A Contratada deverá indenizar e manter a Contratante livre e a salvo de toda e qualquer reclamação de indenização por perdas e danos ou prejuízos de qualquer natureza, que a Contratada tenha sofrido ou causado a terceiros em decorrência deste Contrato, independentemente de haver ou não contratado seguro adequado e suficiente para tais circunstâncias. A Contratada é responsável por qualquer dano ou acidente sofrido por terceiros em decorrência da execução da prestação dos serviços de que trata o presente contrato.						
Rescisão ou extinção	A Contratante poderá rescindir o presente Contrato, mediante prévia notificação por escrito, sem que assita à Contratada qualquer direito de indenização ou de retenção, dentre outros casos: (i) suspensão do contrato por determinação de autoridades competentes, motivada pela Contratada, a qual responderá por eventual aumento de custos daí decorrentes e por perdas e danos que a Contratante, como consequência, venha a sofrer. A Contratada poderá rescindir o Contrato nos casos de: (i) suspensão de sua execução, por ordem escrita da Contratante por prazo superior a 120 dias, salvo em caso fortuito ou força maior, calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra; (ii) atraso de 30 dias dos pagamentos devidos pela Contratante, salvo em caso de calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra; ou, ainda (iii) causas impeditivas decorrentes de caso fortuito ou força maior que perdurem por mais de 60 (sessenta) dias.						
Natureza e razão para a operação							
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	22/03/2010	2.280.000,00	O contrato está em vigor e os serviços estão sendo prestados.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 24 meses ou até a efetiva entrega do serviço contratado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	A Contratada compromete-se a prestar à Contratante os serviços de análise geoquímicas, petroquímicas e bioestatigráfica em óleos e rochas.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Descumprimento da obrigação de sigilo e confidencialidade.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	22/03/2010	508.243,46	O contrato foi integralmente cumprido.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração até a conclusão do serviço contratado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Prestação de serviços de análise e interpretação de 293 amostras geoquímicas, que serão fornecidas pela Contratante.						
Garantia e seguros	A Contratada deverá responsabilizar-se, direta ou regressivamente, única e exclusivamente, por todos os prejuízos, perdas, danos, indenizações, multas, condenações judiciais e administrativas e quaisquer outras despesas incorridas, decorrentes de quaisquer ações ou omissões de seus profissionais, prepostos, contratados ou subcontratados, subempreiteiros ou fornecedores, eximindo a Contratante de toda e qualquer responsabilidade neste sentido.						
Rescisão ou extinção	O presente Contrato poderá ser considerado rescindido de pleno direito por uma das Partes, sem responsabilidade de qualquer natureza para esta e independentemente de interpelação ou notificação judicial à outra Parte nas seguintes hipóteses: (i) se a outra Parte entrar em liquidação voluntária ou compulsória, requerer recuperação judicial ou extrajudicial, tornar-se falida, requerer autofalência e/ou for impedida/proibida de exercer suas atividades; ou (ii) se a outra Parte descumprir qualquer disposição deste Contrato e não solucionar tal descumprimento no prazo máximo de 30 dias úteis, contados do recebimento de notificação escrita nesse sentido da outra Parte.						
Natureza e razão para a operação							
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	22/03/2010	380.000,00	R$190.000,00	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 10 semanas ou até a efetiva entrega do serviço contratado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Prestação de serviço de análise diamantóide de 20 amostras provenientes da Bacia do Solimões.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Descumprimento da obrigação de sigilo e confidencialidade.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	26/03/2010	832.750,00	O contrato foi integralmente cumprido.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 75 dias úteis.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Prestação de serviços sobre estudos de produtos de sensoriamento remoto para a geração de bases plani-altimétricas, extralçao automática da rede de drenagem a partir de dados SRTM, análise de morfo-estruturas e aquisição de dados RADARSAT-2 Multi-Look Fine para a geração de Modelo Digital de Superfície a partir de técnicas de estereoscopia de radar.						
Garantia e seguros	A Contratada deverá indenizar e manter a Contratante livre e a salvo de toda e qualquer reclamação de indenização por perdas e danos ou prejuízos de qualquer natureza, que a Contratada tenha sofrido ou causado a terceiros em decorrência deste Contrato, independentemente de haver ou não contratado seguro adequado e suficiente para tais circunstâncias. É de inteira responsabilidade da Contratada, na qualidade de contratante independente que é, o pagamento de salários, encargos sociais, previdenciários e trabalhistas dos seus profissionais.						
Rescisão ou extinção	A Contratante poderá rescindir o presente Contrato, mediante prévia notificação por escrito, sem que assista à Contratada qualquer direito de indenização ou de retenção, dentre outros casos: (i) interrupção dos serviços por mais de 30 dias, por razões imputáveis à Contratada, exceto no caso de paralisação por caso fortuito ou força maior; e (ii) suspensão do contrato por determinação de autoridades competentes, motivada pela Contratada, a qual responderá por eventual aumento de custos daí decorrentes e por perdas e danos que a Contratante, como consequência, venha a sofrer. A Contratada poderá rescindir o Contrato nos casos de: (i) suspensão de sua execução, por ordem escrita da Contratante por prazo superior a 120 dias, salvo em caso de caso fortuito ou força maior, calamidade pública, grave perturbação de ordem interna ou guerra; e (ii) atraso superior a 30 dias dos pagamentos devidos pela Contratante, salvo em caso de calamidade pública, grave perturbação de ordem interna ou guerra.						
Natureza e razão para a operação							
HRTOG ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	08/04/2010	68.055,00	O contrato foi integralmente cumprido.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 4 semanas ou até a efetiva entrega do serviço.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada Integral.						
Objeto contrato	Prestação de serviço adicional a análise isotópica de carbono nas 79 amostras. O contrato inicialmente envolvia o valor de R$114.577,91. Porém, considerando que não foi possível realizar a análise de todas as 79 amostras, o valor final do contrato foi de R$68.055,00.						
Garantia e seguros	Não há.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação							
Lábrea Petróleo Ltda. ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	02/04/2008	350.000,00	Os serviços foram prestados, mas o montante envolvido no negócio não foi pago.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração até 12 de março de 2009 ou quando da conclusão do serviço contratado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada indireta.						
Objeto contrato	Prestação, pela HRT, de serviços de levantamento geoquímico e de microbiologia, consistente na coleta, na análise e interpretação de 500 amostras de solo obtidas no Bloco ES-T-400 (41) da Labrea, localizado na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo, objeto do Contrato de Concessão nº 35/2008.						
Garantia e seguros	A HRT é responsável por qualquer dano ou acidente sofrido por terceiros em decorrência da execução da prestação de serviços de que trata o presente Contrato, respondendo por si, seus empregados, subcontratados, subempreiteiros ou fornecedores, assim como pelos materiais e equipamentos envolvidos nas atividades relacionadas à prestação dos serviços e seu respectivo armazenamento. A reponsabilidade da HRT é limitada, em qualquer hipótese, ao valor total do presente Contrato.						
Rescisão ou extinção	O presente Contrato poderá ser considerado rescindido de pleno direito por uma das partes, sem responsabilidade de qualquer natureza para esta e independentemente de interpelação ou notificação judicial à outra parte nas seguintes hipóteses: (i) se a outra parte entrar em liquidação voluntária ou compulsória, requerer recuperação judicial ou extrajudicial, tornar-se falida, requerer autofalência e/ou for impedida/proibida de exercer suas atividades; (ii) se a outra parte descumprir qualquer disposição deste Contrato e não solucionar tal descumprimento no prazo máximo de 30 dias úteis, contados do recebimento de notificação escrita nesse sentido da outra parte; (iii) se ocorrerem motivos de força maior ou caso fortuito.						
Natureza e razão para a operação							
Lábrea Petróleo Ltda. ("Contratante") e IPEX ("Contratada")	02/04/2008	350.000,00	Os serviços foram prestados, mas o montante envolvido no negócio não foi pago.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração até 12 de março de 2009 ou quando da conclusão do serviço contratado.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada integral.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Prestação, pela HRT, de serviços de levantamento geoquímico e de microbiologia consistente na coleta, na análise e interpretação de 500 amostras de solo obtidas no Bloco RIOP-T-75 da Labrea, localizado na porção terrestre da Bacia do Rio do Peixe, objeto do Contrato de Concessão nº 88/2008.						
Garantia e seguros	A HRT é responsável por qualquer dano ou acidente sofrido por terceiros em decorrência da execução da prestação de serviços de que trata o presente Contrato, respondendo por si, seus empregados, subcontratados, subempreiteiros ou fornecedores, assim como pelos materiais e equipamentos envolvidos nas atividades relacionadas à prestação dos serviços e seu respectivo armazenamento. A reponsabilidade da HRT é limitada, em qualquer hipótese, ao valor total do presente Contrato.						
Rescisão ou extinção	O presente Contrato poderá ser considerado rescindido de pleno direito por uma das partes, sem responsabilidade de qualquer natureza para esta e independentemente de interpelação ou notificação judicial à outra parte nas seguintes hipóteses: (i) se a outra parte entrar em liquidação voluntária ou compulsória, requerer recuperação judicial ou extrajudicial, tornar-se falida, requerer autofalência e/ou for impedida/proibida de exercer suas atividades; (ii) se a outra parte descumprir qualquer disposição deste Contrato e não solucionar tal descumprimento no prazo máximo de 30 dias úteis, contados do recebimento de notificação escrita nesse sentido da outra parte; (iii) se ocorrerem motivos de força maior ou caso fortuito.						
Natureza e razão para a operação							
Lábrea Petróleo Ltda. ("Contratante") e Stratageo Soluções Tecnológicas Ltda. ("Contratada")	05/05/2008	732.360,00	Os serviços foram prestados, mas parte do montante envolvido no negócio não foi pago.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração de 22 meses.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada indireta.						
Objeto contrato	Prestação de serviços, pela Contratada para a Labrea, com o objetivo de realizar o Programa Exploratório Mínimo - PEM acordado pela Labrea com a ANP, contemplando a compra de dados sísmicos pré-stack, o seu reprocessamento e a sua interpretação, modelagem, análise econômica, estudo ambiental e projeto de engenharia de poço no bloco ES-T-400 (41) na Bacia do Espírito Santo, em sua porção terrestre, adquirido pela Labrea na Nona Rodada de Licitações da ANP.						
Garantia e seguros	A Contratada é responsável por qualquer dano ou acidente sofrido por terceiros em decorrência da execução da prestação de serviços de que trata o presente Contrato, respondendo por si, seus empregados, subcontratados, subempreiteiros ou fornecedores, assim como pelos materiais e equipamentos envolvidos nas atividades relacionadas à prestação dos serviços e seu respectivo armazenamento. Não obstante, a Contratada, diretamente ou por intermédio de seus empregados, representantes e prepostos, não poderá ser responsabilizada por quaisquer danos ou prejuízos indiretos ou lucros cessantes.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	O presente Contrato poderá ser considerado rescindido de pleno direito por uma das partes, sem responsabilidade de qualquer natureza para esta e independentemente de interpelação ou notificação judicial à outra parte nas seguintes hipóteses: (i) se a outra parte entrar em liquidação voluntária ou compulsória, requerer recuperação judicial ou extrajudicial, tornar-se falida, requerer autofalência e/ou for impedida/proibida de exercer suas atividades; (ii) se a outra parte descumprir qualquer disposição deste Contrato e não solucionar tal descumprimento no prazo máximo de 30 dias úteis, contados do recebimento de notificação escrita nesse sentido da outra parte; (iii) se ocorrerem motivos de força maior ou caso fortuito.						
Natureza e razão para a operação							
IPEX; Lábrea Petróleo S.A.; e Stratageo Soluções Tecnológicas Ltda.	31/03/2010	180.000,00	O contrato foi assumido pela HRTOG.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração até 31 de maio de 2010.	SIM	1,000000
Relação com o emissor	Controlada.						
Objeto contrato	A Labrea deve a IPEX a quantia de R$180.000,00, hipótese com a qual a Stratageo concorda, integralmente, tendo em vista que o contrato de prestação de serviços firmado entre a Labrea e Stratageo, em 5 de maio de 2008, teve parte dos serviços integralmente realizada pela IPEX.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Tendo em vista que o contrato de prestação de serviços firmado entre a Lábrea e a Stratageo, em 5 de maio de 2008, no valor de R$732.360,00, com o objetivo de realizar a implementação do Programa Exploratório Mínimo – PEM no Bloco ES-T-400 (41), teve a IPEX como prestadora integral de parte dos serviços realizados, a Lábrea, por meio do presente Instrumento, assume que deve a IPEX a quantia de R$180.000,00 dos R$732.360,00. O montante restante, no valor de R$552.360,00, dos R$732.360,00 foi pago pela Stratageo, a qual possui 90% e é operadora do mencionado Bloco ES-T-400 (41).						
HRTOG; Lábrea Petróleo S.A.; e IPEX ("Interveniente Anuente")	06/07/2010	880.000,00	O contrato foi integralmente liquidado.	Não aplicável.	O contrato possui prazo de duração até 15 de julho de 2010.	SIM	1,000000
Relação com o emissor	Controlada.						
Objeto contrato	A HRTOG assume a totalidade da dívida de R$880.000,00, que a Lábrea possui com a Interveniente Anuente se sub-rogando em todos os direitos e obrigações decorrentes dos contratos celebrados entre as partes.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	O presente contrato foi celebrado entre as partes para repassar a dívida que a Lábrea possui, com a IPEX, para a HRT, tendo em vista os serviços prestados pela IPEX a Lábrea quando de sua contratação, em 2 de abril de 2008, para a realização de análises geoquímica das amostras de solo obtidas no Bloco ES-T-400 (41), no valor de R$350.000,00, e no Bloco RIOP-T-75, no valor de R$350.000,00, bem como repassar a dívida no montante de R$180.000,00 devida pela Lábrea em razão do Instrumento Particular de Assunção de Dívida firmado em 31 de março de 2010 entre a IPEX, Lábrea e Stratageo.							
HRTOG ("Contratante") e Perella Weinberg Partners LP ("Contratada")	27/04/2010	2.091.600,00	O contrato está em vigor e os serviços estão sendo prestados.	Não aplicável.	O contrato tem prazo de duração de 1 ano.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	A Contratada é afiliada de acionista que faz parte do grupo de controle.						
Objeto contrato	Prestação de serviços de consultoria financeira em geral e em operações de fusão e aquisição.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	O presente contrato pode ser rescindido a qualquer tempo, mediante notificação prévia com 10 dias de antecedência.						
Natureza e razão para a operação							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

Antes de nossa abertura de capital, ainda como uma companhia fechada, nós e nossa controlada IPEX celebramos contrato de mútuo no valor de R$3.000.000,00 e nossa controlada IPEX celebrou com a Triple M (nossa acionista) contrato de mútuo no valor de R$4.556.000,00, que não estabeleciam prazo para sua quitação e, também, não previam o pagamento de juros. Os demais contratos com partes relacionadas celebrados por nós e por nossas subsidiárias, bem como entre nossas subsidiárias, descritos no item 16.2 deste Formulário de Referência, apresentam condições de mercado, sendo que a aquisição de serviços da IPEX pela HRT O&G é precedida de procedimento competitivo de contratação, exceto quando a competição se mostra inviável devido à ausência de similar dos serviços da IPEX no mercado.

Em razão de nossa abertura de capital e das regras de governança impostas pela CVM e demais órgãos reguladores do mercado de capitais, às quais passaremos a estar sujeitos para a obtenção do nosso registro de companhia aberta, tomamos medidas para extinguir todas as operações de mútuo com partes relacionadas que existiam ao final do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009. Sendo assim, atualmente, nenhuma das operações de mútuo com as características mencionadas acima se encontra vigente e quaisquer novos contratos com partes relacionadas dos quais nós e nossas subsidiárias venhamos a ser parte seguirão a política descrita no item 16.1, acima.

O nosso Estatuto Social prevê que compete ao nosso Conselho de Administração aprovar qualquer operação ou conjunto de operações envolvendo a Companhia e qualquer parte relacionada, direta ou indiretamente. Adicionalmente, em conformidade com a Lei 6.404/76, os membros do Conselho de Administração da Companhia estão proibidos de votar em qualquer assembleia ou reunião do Conselho, ou de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenha interesses conflitantes com os da Companhia.

Concomitantemente à nossa abertura de capital, pretendemos aderir ao Novo Mercado, segmento especial de listagem da BM&FBOVESPA, o que obrigará a Companhia a adotar práticas de governança corporativa diferenciadas, além daquelas já exigidas pela legislação vigente.

Para maiores informações sobre as operações com partes relacionadas celebradas pela Companhia nos últimos três exercícios sociais, ver item 16.2 acima.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	**Capital Emitido**				
31/08/2010	4.733.336,21		2.557.060	0	2.557.060
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	**Quantidade de ações (Unidades)**	**Título**	**Condições para conversão**		
		NÃO OCORRÊNCIA (NO-QPO)	Cada Bônus de Subscrição de não-Ocorrência de Oferta Pública confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Subscrição de não-Ocorrência de Oferta Pública, sendo que o titular não poderá subscrever mais do que 10% do total de suas ações na HRTP. Para maiores informações ver quadro "18.5".		
		CAPTAÇÃO DE RECURSOS (EQUITY)	Cada Bônus de Subscrição de Captação de Recursos confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Captação de Recursos, respeitadas as condições previstas no certificado de Bônus de Subscrição. Para maiores informações ver quadro "18.5".		
		ANTI DILUIÇÃO (ANTI DILUTION)	Cada Bônus de Subscrição Anti-Diluição confere ao seu titular o direito de subscrever uma quantidade de ações ordinárias a ser determinada de acordo com a fórmula prevista abaixo. Para os Bônus Anti-Diluição subscritos na Primeira Colocação: Número de ações = [(número de ações adquiridas na colocação privada pelo respectivo titular do bônus de subscrição) x (PSPP - 2.463,94)] / (1,00 - PSPP) Para os Bônus Anti-Diluição subscritos na Segunda Colocação: Número de ações = [(número de ações adquiridas na colocação privada pelo respectivo titular do bônus de subscrição) x (PSPP - 2.437,82)] / (1,00 - PSPP) PSPP: significa o preço por ação pago por todos os investidores que tiverem subscrito ações de emissão da Companhia no âmbito da colocação privada subsequente (conforme ajuste em função de recapitalizações, desdobramentos ou grupamento de ações ordinárias de emissão da Companhia). Quando do exercício do bônus de subscrição, a referida fórmula deverá ser ajustada em função dos desdobramentos e/ou grupamentos implementados pela Companhia, incluindo o desdobramento aprovado em 4 de outubro de 2010. Para maiores informações ver quadro "18.5".		
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
31/08/2010	4.733.336,21		2.557.060	0	2.557.060
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
31/08/2010	4.733.336,21		2.557.060	0	2.557.060

Tipo de capital	Capital Autorizado				
30/04/2010	5.000.000.000,00		0	0	0

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferênciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
01/10/2009	AGE	01/10/2009	1.000.000,00	Subscrição particular	44.500	0	44.500	100.000,00000000	22,47	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão O critério para determinação do preço de emissão das ações foi a perspectiva de rentabilidade da Companhia, conforme o art. 170, §1º, inc. I da Lei das Sociedades por Ações, sendo que tais perspectivas foram discutidas e arbitradas entre os acionistas e investidores, conforme o caso, por ocasião de cada aumento de capital, refletindo diversos fatores, entre eles a aquisição de ativos (blocos), estudos sobre os potenciais dos blocos, perspectivas da indústria de óleo e gás e perspectiva econômica mundial.

Forma de integralização 999.999 quotas da High Resolution Technology & Petroleum Ltda. de valor patrimonial de R$1,00 cada uma; e R$1,00 em moeda corrente.

05/10/2009	AGE	05/10/2009	306.900,00	Subscrição particular	13.950	0	13.950	30,66000000	22,00	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão O critério para determinação do preço de emissão das ações foi a perspectiva de rentabilidade da Companhia, conforme o art. 170, §1º, inc. I da Lei das Sociedades por Ações, sendo que tais perspectivas foram discutidas e arbitradas entre os acionistas e investidores, conforme o caso, por ocasião de cada aumento de capital, refletindo diversos fatores, entre eles a aquisição de ativos (blocos), estudos sobre os potenciais dos blocos, perspectivas da indústria de óleo e gás e perspectiva econômica mundial.

Forma de integralização Moeda corrente.

08/10/2009	AGE	08/10/2009	1.520.156,75	Subscrição particular	87.115	0	87.115	116,23000000	2.463,94	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão O preço de emissão de cada ação ordinária foi de R$2.463,94 (dois mil quatrocentos e sessenta e três reais e noventa e quatro centavos). O valor de R$17,45 (dezessete reais e quarenta e cinco centavos) por ação foi destinado à formação do capital social e o saldo de R$2.446,49 (dois mil quatrocentos e quarenta e seis reais e quarenta e nove centavos) foi destinado à conta de reserva de capital, a título de ágio na subscrição das ações.

O critério para determinação do preço de emissão das ações foi a perspectiva de rentabilidade da Companhia, conforme o art. 170, §1º, inc. I da Lei das Sociedades por Ações, sendo que tais perspectivas foram discutidas e arbitradas entre os acionistas e investidores, conforme o caso, por ocasião de cada aumento de capital, refletindo diversos fatores, entre eles a aquisição de ativos (blocos), estudos sobre os potenciais dos blocos, perspectivas da indústria de óleo e gás e perspectiva econômica mundial.

Forma de integralização Moeda corrente.

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferênciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
06/11/2009	RCA	06/11/2009	1.891.767,16	Subscrição particular	108.411	0	108.411	66,89000000	2.437,82	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

O preço de emissão de cada ação ordinária foi de R$2.437,82 (dois mil quatrocentos e trinta e sete reais e oitenta e dois centavos). O valor de R$17,45 (dezessete reais e quarenta e cinco centavos) por ação foi destinado à formação do capital social e o saldo de R$2.420,37 (dois mil quatrocentos e vinte reais e trinta e sete centavos) foi destinado à conta de reserva de capital, a título de ágio na subscrição das ações.

O critério para determinação do preço de emissão das ações foi a perspectiva de rentabilidade da Companhia, conforme o art. 170, §1º, inc. I da Lei das Sociedades por Ações, sendo que tais perspectivas foram discutidas e arbitradas entre os acionistas e investidores, conforme o caso, por ocasião de cada aumento de capital, refletindo diversos fatores, entre eles a aquisição de ativos (blocos), estudos sobre os potenciais dos blocos, perspectivas da indústria de óleo e gás e perspectiva econômica mundial.

Forma de integralização

Moeda corrente.

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferênciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
31/08/2010	AGE	31/08/2010	1.844.000,00	Subscrição particular	730	0	730	39,06925417	2.526,03	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão

O preço de emissão foi determinado com base no valor contábil do acervo líquido da BN 31 Participações Ltda. ("BN 31"), no montante de R$1.844.000,00, vertido para o patrimônio da Companhia. A relação de troca no âmbito da incorporação foi de 730 ações de emissão da Companhia para 1.844.000 quotas canceladas de emissão da BN 31.

Forma de integralização

As ações emitidas no âmbito do aumento de capital resultante da incorporação foram integralizadas mediante a versão do acervo líquido da BN 31 para o patrimônio da Companhia.

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferênciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferênciais	Quantidade total ações
Desdobramento						
01/10/2010	255.706	0	255.706	2.557.060	0	2.557.060

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, não houve redução do capital social da Companhia.

17.5 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	A Companhia distribuirá como dividendo mínimo obrigatório, em cada exercício social, 0,001% (zero vírgula zero zero um por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades Anônimas. Anualmente, o lucro líquido do exercício terá a destinação de: • 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social e; • criação de reserva para contingências, reserva de lucro a realizar e retenção de lucros, obedecidos os requisitos e limites legais, mediante aprovação do Conselho de Administração. Nos exercícios sociais em que não se justificar, ou não houver necessidade de constituição das reservas mencionadas acima, a parcela dos lucros para a qual não houver destinação específica será distribuída como dividendos.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	SIm
Descrição das características do reembolso de capital	Os direitos no reembolso de capital serão exercidos em conformidade com o disposto na Lei das Sociedades por Ações.
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	Nos termos do Acordo de Acionistas Pré-IPO e da Carta de Restrição (“Lock-up Letter Agreement”) celebrados em 8 de outubro de 2009, as ações que foram conferidas em 5 de março de 2010 aos administradores por intermédio do Contrato de Compensação em Ações (“Share Compensation Agreement”), somente poderão ser alienadas após 6 (seis) meses a contar da realização de eventual oferta pública inicial de ações da Companhia. Além disso, no momento, todas as ações da Companhia estão vinculadas pelo Acordo de Acionistas Pré-IPO, estando, portanto, sujeitas às restrições descritas no quadro “15.5”.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Caso sejam permitidas por lei, as alterações dos direitos assegurados pelas ações ordinárias deverão ser aprovadas em Assembleia Geral da Companhia, conforme os quoruns necessários de deliberação.
Outras características relevantes	Não há outras características relevantes.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Nos termos do nosso Estatuto Social, qualquer acionista adquirente, que adquira ou se torne titular de ações de emissão da Companhia, em quantidade igual ou superior a 20% do total de ações de emissão da Companhia deverá, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a contar da data de aquisição ou do evento que resultou na titularidade de ações em quantidade igual ou superior a 20% do total de ações de emissão da Companhia, realizar ou solicitar o registro de, conforme o caso, uma oferta pública de aquisição ("OPA") da totalidade das ações de emissão da Companhia, observando-se o disposto na regulamentação aplicável da CVM, o Regulamento do Novo Mercado, outros regulamentos da BM&FBOVESPA e os termos deste artigo.

A OPA deverá ser: (i) dirigida indistintamente a todos os acionistas da Companhia; (ii) efetivada em leilão a ser realizado na BM&FBOVESPA; (iii) lançada pelo preço determinado de acordo com o previsto no Estatuto Social; e (iv) paga à vista, em moeda corrente nacional, contra a aquisição na OPA de ações de emissão da Companhia.

O preço de aquisição na OPA de cada ação de emissão da Companhia não poderá ser inferior a 115% do seu Valor Econômico, definido em laudo de avaliação elaborado de acordo com o disposto e seguindo os procedimentos previstos no Estatuto Social da Companhia.

A realização da OPA poderá ser dispensada mediante voto favorável de acionistas reunidos em assembleia geral especialmente convocada para este fim, observadas as seguintes regras: (i) a referida assembleia geral será instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas representando mais da metade do capital, e em segunda convocação com acionistas que representem mais de 30% (trinta por cento) do capital da Companhia; (ii) a dispensa de realização da OPA será considerada aprovada com o voto da maioria simples dos acionistas presentes, seja em primeira ou segunda convocação; (iii) não serão computadas as ações detidas pelo Acionista Adquirente para fins de determinação do quorum de instalação, conforme item "i" acima, ou do quorum de deliberação, conforme item "ii" acima; e (iv) o Acionista Adquirente está proibido de votar na assembleia.

Todo acionista ou Grupo de Acionistas é obrigado a divulgar, mediante comunicação ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia, na qual deverão constar as informações previstas no artigo 12 da Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, a aquisição de ações, que somadas às já possuídas, superem 2,5% do capital da Companhia, assim como, após atingido tal percentual, a aquisição de ações que correspondam a mais 2,5% do capital da Companhia ou múltiplos de tal percentual.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há tais tipos de disposições em nosso Estatuto Social.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui valores mobiliários negociados.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor mobiliário	**Bônus de Subscrição**
Identificação do valor mobiliário	Anti Diluição (Anti Dilution)
Data de emissão	08/10/2009
Data de vencimento	08/10/2009
Quantidade (Unidades)	38
Valor total (Reais)	0,00
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	Os bônus de subscrição são negociáveis, sujeitos aos termos da cláusula 5 do Acordo de Acionistas Pré-IPO, por meio da celebração de um instrumento de transferência, sendo necessária a obtenção da assinatura do cedente, do cessionário e da Companhia. Conforme a cláusula acima mencionada, cada acionista concorda (i) em não vender, ceder, empenhar, alienar ou, de outra forma, transferir, quaisquer de suas Ações, direta ou indiretamente, voluntária ou involuntariamente ou por força de lei, salvo os casos de transferência em família ou transferência a uma ou mais de suas afiliadas; e (ii) em não onerar nem criar nenhum ônus ou gravame, independentemente de seu título e/ou natureza envolvendo suas Ações sem autorização prévia e por escrito dos outros acionistas. Para maiores informações sobre as restrições previstas no Acordo de Acionistas Pré-IPO ver quadro "15.5".
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	Cada Bônus de Subscrição Anti-Diluição confere ao seu titular o direito de subscrever uma quantidade de ações ordinárias a ser determinada de acordo com a fórmula prevista abaixo. Número de ações = [(número de ações adquiridas na colocação privada pelo respectivo titular do bônus de subscrição) x (PSPP - 2.463,94)/ (1,00 - PSPP) PSPP: significa o preço por ação pago por todos os investidores que tiverem subscrito ações de emissão da Companhia no âmbito da colocação privada subsequente (conforme ajuste em função de recapitalizações, desdobramentos ou grupamentos de ações ordinárias de emissão da Companhia). Quando do exercício do bônus de subscrição, a referida fórmula deverá ser ajustada em função dos desdobramentos e/ou grupamentos implementados pela Companhia, incluindo o desdobramento aprovado em 4 de outubro de 2010.
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Os Bônus de Subscrição Anti-Diluição poderão ser exercidos apenas em sua totalidade, a partir da sua data de emissão, desde que ocorra um aumento de capital aprovado pela Assembleia Geral ou pelo Conselho de Administração da HRTP. No entanto, para que o direito seja exercido: (i) a Companhia não poderá ter realizado uma oferta pública de ações anteriormente à ocorrência de tal aumento de capital e tal aumento de capital não poderá ser considerado uma oferta pública de ações; (ii) tal aumento de capital não poderá ser resultado da capitalização de reservas da Companhia, mas de novos recursos e/ou bens conferidos à Companhia; e (iii) o preço por ação emitida pela Companhia em função de tal aumento de capital represente valor inferior àquele pago pelo titular do bônus por ação da HRTP quando ingressou na Companhia.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	O titular deste tipo de Bônus de Subscrição perde o direito de subscrever ações da HRTP nas condições especificadas em tal bônus a partir do momento em que a HRTP realize uma oferta pública inicial de ações. O preço de exercício deste Bônus de Subscrição será de R$0,10 por cada ação ordinária.
Outras características relevantes	Os beneficiários do bônus de subscrição são: ALB Private Investments LLC; Black Sheep Partners II, LLC; Black Sheep Partners, LLC; Brant Investments Limited ITF; RBC Asset Management Inc. as manager and trustee for RBC Global Resources Fund; Brian C. Black Trust; CD Capital (UK) Ltd.; CSL Energy Fund, L.P.; Libra Fund, L.P.; MSD Energy Investments Private I, LLC; North Pole Capital Master Fund; O-Cap Brazil Trading, LLC; Osiris Investment Partners, L.P.; Passport Special Opportunities Master Fund, L.P.; Rovida Strategic Investments, LLC; Senator Global opportunity Fund, L.P.; Senator HRT, LLC; Steamboat Ventures, LLC; Succinite Investment, LLC; Yvoire Investments Limited; Albert Curtis Sebastian; Anthony Benno Low-Beer; Arthur Norman Field; Caesar Michael Pollexfen Bryan; Charles William Vitton; Craig Robert Kaisand; Daniel Kenneth Geren; Darin Todd Milmeister; David Nathan Diamond; Fred George; Ignatius Charles Rinaldi; Kathleen Anna Clements; Kenneth Anthony Clements; Michael Stephen Vitton; Petra Marie Hugonnard-Roche; Vivien Haughton; Phylis Marie Esposito; Rosario Sal Ilaqua e Vincent Paul Marie Hugonnard Roche.

Valor mobiliário	**Bônus de Subscrição**
Identificação do valor mobiliário	Não Ocorrência de Oferta Pública (No-QPO)
Data de emissão	08/10/2009
Data de vencimento	08/10/2009
Quantidade (Unidades)	38
Valor total (Reais)	0,00
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	Os bônus de subscrição são negociáveis, sujeitos aos termos da cláusula 5 do Acordo de Acionistas Pré-IPO, por meio da celebração de um instrumento de transferência, sendo necessária a obtenção da assinatura do cedente, do cessionário e da Companhia. Conforme a cláusula acima mencionada, cada acionista concorda (i) em não vender, ceder, empenhar, alienar ou, de outra forma, transferir, quaisquer de suas Ações, direta ou indiretamente, voluntária ou involuntariamente ou por força de lei, salvo os casos de transferência em família ou transferência a uma ou mais de suas afiliadas; e (ii) em não onerar nem criar nenhum ônus ou gravame, independentemente de seu título e/ou natureza envolvendo suas Ações sem autorização prévia e por escrito dos outros acionistas. Para maiores informações sobre as restrições previstas no Acordo de Acionistas Pré-IPO ver quadro "15.5".
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	Cada Bônus de Subscrição de não-Ocorrência de Oferta Pública confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Subscrição de não-Ocorrência de Oferta Pública, sendo que o titular não poderá subscrever mais do que 10% do total de suas ações na HRTP.
Possibilidade resgate	Não

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Características dos valores mobiliários	O referido bônus de subscrição poderá ser exercido antes da realização de eventual oferta pública de ações, a partir do 13º mês contado a partir da sua data de emissão e até completar o 22º mês da sua data de emissão, desde que (i) a HRTP não tenha realizado uma oferta pública de ações no período de 12 meses contados da sua data de emissão; ou (ii) os acionistas não tenham rejeitado uma oferta pública de ações legitimamente proposta.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	O titular deste tipo de Bônus de Subscrição perde o direito de subscrever ações da HRTP a partir do momento em que a HRTP realize eventual oferta pública inicial de ações. O preço de exercício deste Bônus de Subscrição será de R$0,10 por cada ação ordinária.
Outras características relevantes	Os beneficiários do bônus de subscrição são: ALB Private Investments LLC; Black Sheep Partners II, LLC; Black Sheep Partners, LLC; Brant Investments Limited ITF; RBC Asset Management Inc. as manager and trustee for RBC Global Resources Fund; Brian C. Black Trust; CD Capital (UK) Ltd.; CSL Energy Fund, L.P.; Libra Fund, L.P.; MSD Energy Investments Private I, LLC; North Pole Capital Master Fund; O-Cap Brazil Trading, LLC; Osiris Investment Partners, L.P.; Passport Special Opportunities Master Fund, L.P.; Rovida Strategic Investments, LLC; Senator Global opportunity Fund, L.P.; Senator HRT, LLC; Steamboat Ventures, LLC; Succinite Investment, LLC; Yvoire Investments Limited; Albert Curtis Sebastian; Anthony Benno Low-Beer; Arthur Norman Field; Caesar Michael Pollexfen Bryan; Charles William Vitton; Craig Robert Kaisand; Daniel Kenneth Geren; Darin Todd Milmeister; David Nathan Diamond; Fred George; Ignatius Charles Rinaldi; Kathleen Anna Clements; Kenneth Anthony Clements; Michael Stephen Vitton; Petra Marie Hugonnard-Roche; Vivien Haughton; Phylis Marie Esposito; Rosario Sal Ilaqua e Vincent Paul Marie Hugonnard Roche.

Valor mobiliário	**Bônus de Subscrição**
Identificação do valor mobiliário	Subscrição de Captação de Recursos (Equity)
Data de emissão	06/11/2009
Data de vencimento	06/11/2009
Quantidade (Unidades)	38
Valor total (Reais)	0,00
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	Os bônus de subscrição são negociáveis, sujeitos aos termos da cláusula 5 do Acordo de Acionistas Pré-IPO, por meio da celebração de um instrumento de transferência, sendo necessária a obtenção da assinatura do cedente, do cessionário e da Companhia. Conforme a cláusula acima mencionada, cada acionista concorda (i) em não vender, ceder, empenhar, alienar ou, de outra forma, transferir, quaisquer de suas Ações, direta ou indiretamente, voluntária ou involuntariamente ou por força de lei, salvo os casos de transferência em família ou transferência a uma ou mais de suas afiliadas; e (ii) em não onerar nem criar nenhum ônus ou gravame, independentemente de seu título e/ou natureza envolvendo suas Ações sem autorização prévia e por escrito dos outros acionistas. Para maiores informações sobre as restrições previstas no Acordo de Acionistas Pré-IPO ver quadro "15.5".
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	Cada Bônus de Subscrição de Captação de Recursos confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Subscrição de Captação de Recursos, respeitadas as condições previstas no certificado de Bônus de Subscrição.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Os Bônus de Subscrição de Captação de Recursos poderão ser exercidos, no todo ou em parte, a partir da data de fechamento de eventual oferta pública de ações até e inclusive 4 (quatro) anos contados da referida data de fechamento. O preço de exercício deste tipo de Bônus de Subscrição de Captação de Recursos será de R$369,59 por cada ação ordinária.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Cada Bônus de Subscrição de Captação de Recursos confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Subscrição de Captação de Recursos, respeitadas as condições previstas no certificado de Bônus de Subscrição.
Outras características relevantes	Os beneficiários do bônus de subscrição são: ALB Private Investments LLC; Black Sheep Partners II, LLC; Black Sheep Partners, LLC; Brant Investments Limited ITF; RBC Asset Management Inc. as manager and trustee for RBC Global Resources Fund; Brian C. Black Trust; CD Capital (UK) Ltd.; CSL Energy Fund, L.P.; Libra Fund, L.P.; MSD Energy Investments Private I, LLC; North Pole Capital Master Fund; O-Cap Brazil Trading, LLC; Osiris Investment Partners, L.P.; Passport Special Opportunities Master Fund, L.P.; Rovida Strategic Investments, LLC; Senator Global opportunity Fund, L.P.; Senator HRT, LLC; Steamboat Ventures, LLC; Succinite Investment, LLC; Yvoire Investments Limited; Albert Curtis Sebastian; Anthony Benno Low-Beer; Arthur Norman Field; Caesar Michael Pollexfen Bryan; Charles William Vitton; Craig Robert Kaisand; Daniel Kenneth Geren; Darin Todd Milmeister; David Nathan Diamond; Fred George; Ignatius Charles Rinaldi; Kathleen Anna Clements; Kenneth Anthony Clements; Michael Stephen Vitton; Petra Marie Hugonnard-Roche; Vivien HaughtonPhylis Marie Esposito; Rosario Sal Ilaqua e Vincent Paul Marie Hugonnard Roche.

Valor mobiliário	**Bônus de Subscrição**
Identificação do valor mobiliário	Anti Diluição (Anti-Dilution)
Data de emissão	06/11/2009
Data de vencimento	06/11/2009
Quantidade (Unidades)	40
Valor total (Reais)	0,00
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	Os bônus de subscrição são negociáveis, sujeitos aos termos da cláusula 5 do Acordo de Acionistas Pré-IPO, por meio da celebração de um instrumento de transferência, sendo necessária a obtenção da assinatura do cedente, do cessionário e da Companhia. Conforme a cláusula acima mencionada, cada acionista concorda (i) em não vender, ceder, empenhar, alienar ou, de outra forma, transferir, quaisquer de suas Ações, direta ou indiretamente, voluntária ou involuntariamente ou por força de lei, salvo os casos de transferência em família ou transferência a uma ou mais de suas afiliadas; e (ii) em não onerar nem criar nenhum ônus ou gravame, independentemente de seu título e/ou natureza envolvendo suas Ações sem autorização prévia e por escrito dos outros acionistas. Para maiores informações sobre as restrições previstas no Acordo de Acionistas Pré-IPO ver quadro "15.5".
Conversibilidade	Sim

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	Cada Bônus de Subscrição Anti-Diluição confere ao seu titular o direito de subscrever uma quantidade de ações ordinárias a ser determinada de acordo com a fórmula prevista abaixo. Número de ações = [(número de ações adquiridas na colocação privada pelo respectivo titular do bônus de subscrição) x (PSPP - 2.437,82)/ (1,00 - PSPP) PSPP: significa o preço por ação pago por todos os investidores que tiverem subscrito ações de emissão da Companhia no âmbito da colocação privada subsequente (conforme ajuste em função de recapitalizações, desdobramentos ou grupamentos de ações ordinárias de emissão da Companhia). Quando do exercício do bônus de subscrição, a referida fórmula deverá ser ajustada em função dos desdobramentos e/ou grupamentos implementados pela Companhia, incluindo o desdobramento aprovado em 4 de outubro de 2010.
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Os Bônus de Subscrição Anti-Diluição poderão ser exercidos apenas em sua totalidade, a partir da sua data de emissão, desde que ocorra um aumento de capital aprovado pela Assembleia Geral ou pelo Conselho de Administração da HRTP. No entanto, para que o direito seja exercido: (i) a Companhia não poderá ter realizado uma oferta pública de ações anteriormente à ocorrência de tal aumento de capital e tal aumento de capital não poderá ser considerado uma oferta pública de ações; (ii) tal aumento de capital não poderá ser resultado da capitalização de reservas da Companhia, mas de novos recursos e/ou bens conferidos à Companhia; e (iii) o preço por ação emitida pela Companhia em função de tal aumento de capital represente valor inferior àquele pago pelo titular do bônus por ação da HRTP quando ingressou na Companhia.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	O titular deste tipo de Bônus de Subscrição perde o direito de subscrever ações da HRTP nas condições especificadas em tal bônus a partir do momento em que a HRTP realize uma oferta pública inicial de ações. O preço de exercício deste Bônus de Subscrição será de R$0,10 por cada ação ordinária.
Outras características relevantes	Os beneficiários do bônus de subscrição são: Amy G. Berminham; Albert Curtis Sebastian; Anaconda Capital LLC; Blake Andrew Myers; Brazil Investments, LLC.; BMO Nesbitt Burns Inc. Itf Rafles Associates, LP.; CAI Investment Strategies, LLC.; Carmela Daniele; CD Capital (UK) Ltd; DCF Partners, LP.; Enso Global Equities Master Partnership, LP.; Eric Lee Brandenburg; George Lee Hanseth ; Front Street Investment Management INC. ; Canaccord Capital Corp Itf Graham Edward Saunders; Highfields Capital I, LP.; Highfields Capital II, LP.; Highfields Capital III, LP.; Highfields Capital IV, LP.; Ironbound Partners Brazil, LLC.; Jonathan Nils Hollander; Ironbound Partners, LP.; Libra Fund LP.; Canaccord Capital Coorp Itf Mathew Gaasenbeek; Meridian Global Energy and Resources Funds LTD.; Michael Stephen Vitton; MSD Energy Investments Private I, LLC.; Passport Energy Master Fund Spc LTD For And On Behalf of Portifolio A – Energy Strategy; Passport Special Opportunities Master Fund, LP.; Perella Weinberg Partners Xerion Holding, LLC.; Peter Leland Getz; Senator Global Opportunity Fund, LP.; Senator HRT, LLC.; Canaccord Capital Corp Itf Simon George Akit; ST Peter Port Capital Limited; Steamboat Ventures, LLC; Succinite Investment, LLC.; US Global Investors Funds – Global Resources Fund.; Willian Henry Martin; e William Schwartz Schreier.

Valor mobiliário	**Bônus de Subscrição**
Identificação do valor mobiliário	Não ocorrência de Oferta Pública (NO-QPO)
Data de emissão	06/11/2009
Data de vencimento	06/11/2009
Quantidade (Unidades)	40

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Valor total (Reais)	0,00
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	Os bônus de subscrição são negociáveis, sujeitos aos termos da cláusula 5 do Acordo de Acionistas Pré-IPO, por meio da celebração de um instrumento de transferência, sendo necessária a obtenção da assinatura do cedente, do cessionário e da Companhia. Conforme a cláusula acima mencionada, cada acionista concorda (i) em não vender, ceder, empenhar, alienar ou, de outra forma, transferir, quaisquer de suas Ações, direta ou indiretamente, voluntária ou involuntariamente ou por força de lei, salvo os casos de transferência em família ou transferência a uma ou mais de suas afiliadas; e (ii) em não onerar nem criar nenhum ônus ou gravame, independentemente de seu título e/ou natureza envolvendo suas Ações sem autorização prévia e por escrito dos outros acionistas. Para maiores informações sobre as restrições previstas no Acordo de Acionistas Pré-IPO ver quadro "15.5".
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	Cada Bônus de Subscrição de não-Ocorrência de Oferta Pública confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Subscrição de não-Ocorrência de Oferta Pública, sendo que o titular não poderá subscrever mais do que 10% do total de suas ações na HRTP.
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	O referido bônus de subscrição poderá ser exercido antes da realização de eventual oferta pública de ações, a partir do 13º mês contado a partir da sua data de emissão e até completar o 22º mês da sua data de emissão, desde que (i) a HRTP não tenha realizado uma oferta pública de ações no período de 12 meses contados da sua data de emissão; ou (ii) os acionistas não tenham rejeitado uma oferta pública de ações legitimamente proposta.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	O titular deste tipo de Bônus de Subscrição perde o direito de subscrever ações da HRTP a partir do momento em que a HRTP realize eventual oferta pública inicial de ações. O preço de exercício deste Bônus de Subscrição será de R$0,10 por cada ação ordinária.
Outras características relevantes	Os beneficiários do bônus de subscrição são: Amy G. Berminham; Albert Curtis Sebastian; Anaconda Capital LLC; Blake Andrew Myers; Brazil Investments, LLC.; BMO Nesbitt Burns Inc. Itf Rafles Associates, LP.; CAI Investment Strategies, LLC.; Carmela Daniele; CD Capital (UK) Ltd; DCF Partners, LP.; Enso Global Equities Master Partnership, LP.; Eric Lee Brandenburg; George Lee Hanseth ; Front Street Investment Management INC. ; Canaccord Capital Corp Itf Graham Edward Saunders; Highfields Capital I, LP.; Highfields Capital II, LP.; Highfields Capital III, LP.; Highfields Capital IV, LP.; Ironbound Partners Brazil, LLC.; Jonathan Nils Hollander; Ironbound Partners, LP.; Libra Fund LP.; Canaccord Capital Coorp Itf Mathew Gaasenbeek; Meridian Global Energy and Resources Funds LTD.; Michael Stephen Vitton; MSD Energy Investments Private I, LLC.; Passport Energy Master Fund Spc LTD For And On Behalf of Portifolio A – Energy Strategy; Passport Special Opportunities Master Fund, LP.; Perella Weinberg Partners Xerion Holding, LLC.; Peter Leland Getz; Senator Global Opportunity Fund, LP.; Senator HRT, LLC.; Canaccord Capital Corp Itf Simon George Akit; ST Peter Port Capital Limited; Steamboat Ventures, LLC; Succinite Investment, LLC.; US Global Investors Funds – Global Resources Fund.; Willian Henry Martin; e William Schwartz Schreier.

Valor mobiliário	**Bônus de Subscrição**
Identificação do valor mobiliário	Subscrição de Captação de Recursos (Equity).

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Data de emissão	07/12/2009
Data de vencimento	07/12/2009
Quantidade (Unidades)	40
Valor total (Reais)	0,00
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	Os bônus de subscrição são negociáveis, sujeitos aos termos da cláusula 5 do Acordo de Acionistas Pré-IPO, por meio da celebração de um instrumento de transferência, sendo necessária a obtenção da assinatura do cedente, do cessionário e da Companhia. Conforme a cláusula acima mencionada, cada acionista concorda (i) em não vender, ceder, empenhar, alienar ou, de outra forma, transferir, quaisquer de suas Ações, direta ou indiretamente, voluntária ou involuntariamente ou por força de lei, salvo os casos de transferência em família ou transferência a uma ou mais de suas afiliadas; e (ii) em não onerar nem criar nenhum ônus ou gravame, independentemente de seu título e/ou natureza envolvendo suas Ações sem autorização prévia e por escrito dos outros acionistas. Para maiores informações sobre as restrições previstas no Acordo de Acionistas Pré-IPO ver quadro "15.5".
Conversibilidade	Sim
Condição da conversibilidade e efeitos sobre o capital-social	Cada Bônus de Subscrição de Captação de Recursos confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Subscrição de Captação de Recursos, respeitadas as condições previstas no certificado de Bônus de Subscrição.
Possibilidade resgate	Não
Características dos valores mobiliários	Os Bônus de Subscrição de Captação de Recursos poderão ser exercidos, no todo ou em parte, a partir da data de fechamento de eventual oferta pública de ações até e inclusive 4 (quatro) anos contados da referida data de fechamento. O preço de exercício deste tipo de Bônus de Subscrição de Captação de Recursos será de R$365,67 por cada ação ordinária.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Cada Bônus de Subscrição de Captação de Recursos confere ao seu titular o direito de subscrever um determinado número de ações conforme disposto em cada certificado de Bônus de Subscrição de Captação de Recursos, respeitadas as condições previstas no certificado de Bônus de Subscrição.
Outras características relevantes	Os beneficiários do bônus de subscrição são: Amy G. Berminham; Albert Curtis Sebastian; Anaconda Capital LLC; Blake Andrew Myers; Brazil Investments, LLC.; BMO Nesbitt Burns Inc. Itf Rafles Associates, LP.; CAI Investment Strategies, LLC.; Carmela Daniele; CD Capital (UK) Ltd; DCF Partners, LP.; Enso Global Equities Master Partnership, LP.; Eric Lee Brandenburg; George Lee Hanseth ; Front Street Investment Management INC. ; Canaccord Capital Corp Itf Graham Edward Saunders; Highfields Capital I, LP.; Highfields Capital II, LP.; Highfields Capital III, LP.; Highfields Capital IV, LP.; Ironbound Partners Brazil, LLC.; Jonathan Nils Hollander; Ironbound Partners, LP.; Libra Fund LP.; Canaccord Capital Coorp Itf Mathew Gaasenbeek; Meridian Global Energy and Resources Funds LTD.; Michael Stephen Vitton; MSD Energy Investments Private I, LLC.; Passport Energy Master Fund Spc LTD For And On Behalf of Portifolio A – Energy Strategy; Passport Special Opportunities Master Fund, LP.; Perella Weinberg Partners Xerion Holding, LLC.; Peter Leland Getz; Senator Global Opportunity Fund, LP.; Senator HRT, LLC.; Canaccord Capital Corp Itf Simon George Akit; ST Peter Port Capital Limited; Steamboat Ventures, LLC; Succinite Investment, LLC.; US Global Investors Funds – Global Resources Fund.; Willian Henry Martin; e William Schwartz Schreier.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

As nossas ações serão negociadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros uma vez cumprida as seguintes condições: (i) obtenção do nosso registro como companhia aberta junto à CVM; (ii) obtenção do registro da nossa oferta pública de ações; e (iii) autorização da BM&FBOVESPA para negociação das nossas ações.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

Na data deste Formulário de Referência, não temos nenhum valor mobiliário admitido à negociação em mercados estrangeiros.

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

Não aplicável à Companhia.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

Até a data deste Formulário de Referência, não havíamos realizado nenhuma oferta pública de aquisição de ações de emissão de terceiros.

18.10 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações consideradas relevantes referentes a este item.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Data delib.	Período recomp.	Reservas e lucros disp. (Reais)	Espécie	Classe	Qtde. prevista (Unidades)	% rel. circ.	Qtde. adquirida aprovadas (Unidades)	PMP	Fator de cotação	% adquirido
Outras caracter.										
19/10/2009	19/10/2009 à 23/11/2009	26.028.726,24	Ordinária		13.794	5,410000	13.794	1.886,96	R$ por Unidade	100,000000
Nos documentos que ampararam as Colocações Privadas estava previsto um Plano de Recompra de Ações. Foi acordado o direito da Triple M de vender parte de suas ações detidas no capital social da Companhia para a própria Companhia, pelo valor correspondente, em moeda corrente nacional, a US$15.000.000,00 (quinze milhões de dólares norte-americanos). O Plano de Recompra de Ações foi implementado em 23 de novembro de 2009 conforme deliberação da diretoria da Companhia. O Plano de Recompra de Ações envolveu a aquisição pela Companhia de 13.794 (treze mil setecentas e noventa e quatro) ações de sua emissão detidas pela Triple M, para permanência em tesouraria, mediante o pagamento do valor total de R$26.028.726,24 (vinte e seis milhões vinte e oito mil setecentos e vinte e seis reais e vinte e quatro centavos), equivalente a US$15.000.000,00 (quinze milhões de dólares norte-americanos), conforme a média das taxas de compra e venda (PTAX-800), publicada pelo Banco Central do Brasil em 20 de novembro de 2009.									

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Exercício social 30/06/2010

Ações

Espécie de ação	Classe ação preferencial	Descrição dos valores mobiliários	
Ordinária			

Movimentação	Quantidade (Unidades)	Valor total (Reais)	Preço médio ponderado (Reais)
Saldo inicial	13.794	26.028.726,24	1.886,96
Aquisição	0	0,00	0,00
Alienação	13.794	26.028.726,24	1.886,96
Cancelamento	0	0,00	0,00
Saldo final	0	0,00	0,00

Exercício social 31/12/2009

Ações

Espécie de ação	Classe ação preferencial	Descrição dos valores mobiliários	
Ordinária			

Movimentação	Quantidade (Unidades)	Valor total (Reais)	Preço médio ponderado (Reais)
Saldo inicial	0	0,00	0,00
Aquisição	13.794	26.028.726,24	1.886,96
Alienação	0	0,00	0,00
Cancelamento	0	0,00	0,00
Saldo final	13.794	26.028.726,24	1.886,96

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Valor mobiliário Ações

Espécie ação	Classe ação	Descrição dos valores mobiliários	Quantidade (Unidades)	Preço médio ponderado de aquisição	Fator de cotação	Data aquisição	Relação ações em circulação (%)
Ordinária			13.794	1.886,96	R$ por Unidade	23/11/2009	5,410000

19.4 - Outras informações relevantes

Em virtude da celebração do acordo de acionistas descrito no item 15.5 deste Formulário, em outubro de 2009, a Companhia não possui ações em circulação (i.e., ações que não sejam de titularidade de acionistas controladores, pessoas a eles vinculadas ou administradores da Companhia ou ações em tesouraria). Dessa forma, o percentual de 5,41% informado no campo “Relação ações em circulação (%)” do item 19.3 deste Formulário indica o percentual que as ações recompradas representavam no capital social total da Companhia.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui uma Política de Negociação de Valores Mobiliários.

20.2 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

Exceto pela Política de Divulgação abaixo descrita, a Companhia não adota qualquer outra norma, regimento ou procedimento interno relativo à divulgação de informações ao mercado.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

Exceto pela Política de Divulgação abaixo descrita, a Companhia não adota qualquer outra norma, regimento ou procedimento interno relativo à divulgação de informações ao mercado.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da nossa política de divulgação de informações é o Sr. Marcio Rocha Mello, nosso Diretor Presidente e de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Não há nenhuma aquisição ou alienação de ativo relevante que não esteja ligada às nossas atividades operacionais.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve nenhuma alteração significativa na forma de condução dos nossos negócios.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não há contratos relevantes celebrados pela Companhia que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades.

22.4 - Outras informações relevantes

Não existem outras informações relevantes referentes a este item.