As informações contidas neste Prospecto Preliminar estão sob análise da Associação Nacional dos Bancos de Investimento e da Comissão de Valores Mobiliários, as quais ainda não se manifestaram a seu respeito. O presente Prospecto Preliminar está sujeito a complementação e correção. O Prospecto Definitivo será entregue aos investidores durante o período de distribuição.

PROSPECTO PRELIMINAR DE OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA DE AÇÕES ORDINÁRIAS DE EMISSÃO DA

KRBR3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA

Karoon Petróleo & Gás S.A.
Companhia de Capital Autorizado
Rua Farme de Amoedo 56, 8º andar, CEP 22420-020, Rio de Janeiro, RJ
CNPJ n.º 09.347.916/0001-97 – NIRE 33.300.295-500 – Código ISIN BRKRBRACNOR0
Código de Negociação na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA"): "KRBR3".

1.030.000 Ações Ordinárias

Valor da Oferta – R$1.184.500.000,00

No contexto da Oferta, estima-se que o Preço por Ação (conforme definido abaixo) estará situado entre R$1.025,00 e R$1.275,00, podendo, no entanto, ser fixado fora dessa faixa indicativa.

Karoon Petróleo & Gás S.A. ("Companhia") está realizando uma oferta pública de distribuição primária de 1.030.000 de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia ("Ações"), no Brasil, sob a coordenação do Banco Morgan Stanley S.A. ("Coordenador Líder"), do Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Credit Suisse") e do Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Credit Suisse, "Coordenadores"), em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400") e demais disposições legais aplicáveis, com esforços de colocação no exterior, pelo Morgan Stanley & Co. Incorporated, pelo Credit Suisse Securities (USA) LLC, pelo BTG Pactual US Capital Corp., pelo Citigroup Global Markets Inc., pelo BMO Nesbitt Burns Inc. e pelo Southern Cross Equities Limited, nos Estados Unidos da América, exclusivamente 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, para investidores institucionais e outros investidores, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela SEC ao amparo do *Securities Act*, 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, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM ("Investidores Estrangeiros") ("Oferta").

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais) poderá ser acrescida em até 15%, ou seja, até 154.500 ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações do Lote Suplementar"), conforme opção a ser outorgada no contrato de distribuição da Oferta ("Contrato de Distribuição") pela Companhia ao Coordenador Líder, as quais serão destinadas a atender eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta ("Opção de Lote Suplementar"). O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de até 30 dias contados, inclusive, da data de início das negociações das ações ordinárias de emissão da Companhia na BM&FBOVESPA, de exercer a Opção de Lote Suplementar, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação aos demais Coordenadores, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento em que for fixado o Preço por Ação tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores. Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data de publicação do anúncio de início da Oferta ("Anúncio de Início"), a quantidade total das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar) poderá, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores, ser acrescida em até 20%, ou seja, até 206.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais").

O preço por Ação ("Preço por Ação") será fixado após a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento a ser realizado com Investidores da Oferta Institucional (conforme definido neste Prospecto) pelos Coordenadores, conforme previsto no artigo 44 da Instrução CVM 400 ("Procedimento de *Bookbuilding*").

Oferta	Preço (R$)[(1)]	Comissões (R$)[(1) (2)]	Recursos Líquidos (R$)[(1) (2) (3)]
Por Ação	1.150,00	69,00	1.081,00
Total	1.184.500.000,00	71.070.000,00	1.113.430.000,00

(1) Com base no valor de R$1.150,00, correspondente ao ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação.
(2) Sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais.
(3) Sem dedução das despesas da Oferta.

A Oferta foi aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 22 de outubro de 2010, cuja ata foi publicada no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro ("DOESP") e no jornal "Valor Econômico" em 27 de outubro de 2010 e será arquivada na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro ("JUCERJA"). O Conselho de Administração da Companhia, previamente à concessão do registro da Oferta pela CVM, em reunião cuja ata será publicada no jornal "Valor Econômico" na data de publicação do Anúncio de Início e será arquivada na JUCERJA e publicada no DOERJ, aprovará a emissão das Ações e o Preço por Ação, a ser calculado de acordo com o artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), e aferido tendo como parâmetro o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*.

Exceto pelo registro da Oferta pela CVM, a Companhia e os Coordenadores não pretendem realizar nenhum registro da Oferta ou das Ações nos Estados Unidos da América e nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país.

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

A Oferta foi registrada pela CVM sob o n.º CVM/SRE/REM/2010/[•] em [•] de [•] de 2010.

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

A Oferta é inadequada aos investidores que não sejam Investidores Qualificados Locais (conforme definido neste Prospecto) ou Investidores Estrangeiros. Uma decisão de investimento nas Ações requer experiência e conhecimentos específicos que permitam ao investidor uma análise detalhada dos negócios da Companhia, mercado de atuação e os riscos inerentes aos seus negócios, que podem, inclusive, ocasionar a perda integral do valor investido. Recomenda-se que os Investidores Qualificados Locais interessados em participar da Oferta consultem seus advogados, contadores, consultores financeiros e demais profissionais que julgarem necessários para auxiliá-los na avaliação dos riscos inerentes aos negócios da Companhia e ao investimento nas Ações.

Este Prospecto não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de investimento nas Ações. Ao decidir por investir nas Ações, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da situação financeira da Companhia, de suas atividades e dos riscos decorrentes do investimento nas Ações.

Os investidores devem ler as seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência, e as seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco", nas páginas 54 e 95, respectivamente, deste Prospecto, para ciência de certos fatores de risco que devem ser considerados com relação ao investimento nas Ações.

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 Globais da Oferta e *Joint Bookrunners*

Morgan Stanley

Coordenador Líder e Agente de Estabilização

CREDIT SUISSE

BTG PACTUAL

Coordenadores Contratados

citi

A data deste Prospecto Preliminar é 27 de outubro de 2010.

[página intencionalmente deixada em branco]

ÍNDICE

PARTE 1 – INTRODUÇÃO 7

DEFINIÇÕES 8

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS 16

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES ACERCA DO FUTURO 20

Estudo de Viabilidade 21

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA COMPANHIA 23

Estudo de Viabilidade 23

Estudo Técnico 24

Fase de Exploração 27

Fase de Desenvolvimento e Produção 27

Análise da Oferta e Demanda e Histórico de Preços de Petróleo 28

Impostos e Contribuições 28

Principais Riscos Envolvidos 28

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS E OUTRAS INFORMAÇÕES 29

Nossas Demonstrações Financeiras 29

Informações Financeira Pro Forma 29

Reestruturação Societária 30

Ajustes Pro forma 30

Bases de Apresentação 31

Informações Financeiras Pro Forma Não Auditadas, Condensadas e Consolidadas 32

Demonstração de Resultado Pro Forma Não Auditada, Condensada e Consolidada 32

Balanço Patrimonial Pro Forma Não Auditado, Consolidado e Condensado 33

Demonstrações Financeiras Históricas e Informações Financeiras Pro Forma, Não Auditadas, Condensadas e Consolidadas 35

Informações de Mercado 36

Arredondamento 37

Consultores do Estudo de Viabilidade 37

Projeções 37

Fatores que Afetam Nossas Projeções 38

Recursos de Petróleo e Gás 38

SUMÁRIO DA COMPANHIA 39

Visão Geral 39

Grupo Karoon 41

Blocos Exploratórios 42

Histórico e Cronograma de Exploração 47

Bacia de Santos 48

Bacia de Tumbes 48

Bacia de Marañón 49

Nossas Vantagens Competitivas 49

Nossa Estratégia *51*
Estrutura Societária *54*
Principais Fatores de Risco da Companhia *54*
Informações Adicionais *59*
INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA 60
IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA, DOS ADMINISTRADORES, DOS COORDENADORES, DOS CONSULTORES E DOS AUDITORES 61
Companhia *61*
Coordenadores – Coordenador Líder *61*
Coordenador Contratado *62*
Consultores Jurídicos *62*
Auditores Independentes *63*
APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS 64
Coordenador Líder *64*
Credit Suisse *64*
BTG Pactual *66*
Citi *67*
PARTE 2 – INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA **69**
SUMÁRIO DA OFERTA 70
Cronograma Estimado da Oferta *76*
INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA 78
Composição do Capital Social *78*
Descrição da Oferta *80*
Preço por Ação *80*
Quantidade, Valor, Espécie e Recursos Líquidos *81*
Alocação de Recursos *82*
Custos da Oferta *82*
Aprovações Societárias *82*
Público Alvo *83*
Cronograma Estimado da Oferta *83*
Procedimento da Oferta *83*
Contrato de Distribuição e Contrato de Colocação Internacional *87*
Estabilização do Preço de Ações Ordinárias de Nossa Emissão *89*
Restrições à Negociação de Ações (Lock-up) *89*
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações Ordinárias de Nossa Emissão *90*
Admissão à Negociação das Ações Ordinárias de Nossa Emissão *90*
Instituição Financeira Escrituradora das Ações Ordinárias de Nossa Emissão *90*
Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação da Oferta *90*
Suspensão e Cancelamento da Oferta *91*
Relacionamento entre Nós e os Coordenadores e entre Nós e os Coordenadores Contratados *91*
Informações Adicionais *93*

OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA **94**
Coordenador Líder *94*
Credit Suisse *94*
BTG Pactual *94*
Citi *94*
FATORES DE RISCO **95**
Principais Fatores de Risco Relativos a Nós *95*
Fatores de Risco Relativos à Oferta *95*
Fatores de Risco Relativos a Questões Ambientais *99*
DESTINAÇÃO DOS RECURSOS **102**
CAPITALIZAÇÃO **103**
DILUIÇÃO **105**
Diluição Referente ao Exercício do Bônus de Subscrição *106*
Plano de Opção *106*
ANEXOS **109**
ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA COMPANHIA (VERSÃO ORIGINAL EM INGLÊS E TRADUÇÃO JURAMENTADA PARA PORTUGUÊS) **111**
ESTATUTO SOCIAL CONSOLIDADO DA COMPANHIA **295**
ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA, REALIZADA EM 22 DE OUTUBRO DE 2010, QUE APROVA A OFERTA **319**
MINUTA DA ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA, QUE APROVA O AUMENTO DO CAPITAL SOCIAL DA COMPANHIA NO ÂMBITO DA OFERTA E FIXA O PREÇO POR AÇÃO **325**
DECLARAÇÃO DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400 DA COMPANHIA **331**
DECLARAÇÃO DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400 DO COORDENADOR LÍDER **335**
INFORMAÇÕES FINANCEIRAS **339**
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E AO PERÍODO DE 7 DE FEVEREIRO A 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES **341**
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA RELATIVAS AOS PERÍODOS DE NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010 E 2009 E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES **361**
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA KEI (PERU Z38) PTY LTD. E DA KEI (PERU 112) PTY LTD. RELATIVAS AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2010 E 2009 E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES **383**
INFORMAÇÕES FINANCEIRAS DA KEI (PERU Z38) PTY LTD. E DA KEI (PERU 112) PTY LTD. RELATIVAS AOS PERÍODOS DE TRÊS MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010 E 2009 ..... **449**
FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA **473**
FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA **475**

[página intencionalmente deixada em branco]

PARTE 1 – INTRODUÇÃO

- Definições
- Glossário de Termos Técnicos
- Considerações Sobre Estimativas e Declarações Acerca do Futuro
- Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira da Companhia
- Apresentação das Informações Contábeis e Outras Informações
- Sumário da Companhia
- Informações Cadastrais da Companhia
- Identificação da Companhia, dos Administradores, dos Coordenadores, dos Consultores e dos Auditores
- Apresentação das Instituições Intermediárias

DEFINIÇÕES

Para os fins deste Prospecto, os termos "nós" e "nossos" e verbos na primeira pessoa do plural referem-se à Karoon Petróleo & Gás S.A..

Os termos indicados abaixo utilizados neste Prospecto terão o significado a eles atribuídos nesta seção, salvo se de outra forma determinado neste Prospecto ou se o contexto assim exigir.

Acionista Controlador	KEI (Brazil Santos) PTY. Ltd.
Ações	Ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, objeto da Oferta.
Ações Adicionais	Até 206.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, equivalentes a até 20% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar), que, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data de publicação do Anúncio de Início, poderão, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores, ser acrescidas à Oferta, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas. Salvo se disposto de maneira diversa, a referência às Ações também será referência às Ações Adicionais.
Ações do Lote Suplementar	Até 154.500 ações ordinárias de emissão da Companhia, equivalentes a até 15% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais), que, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, conforme a Opção de Lote Suplementar, poderão ser acrescidas à Oferta, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas. Salvo se disposto de maneira diversa, a referência às Ações também será referência às Ações do Lote Suplementar.
Administração	O Conselho de Administração e a Diretoria da Companhia, em conjunto.
Administradores	Membros do Conselho de Administração e da Diretoria, em conjunto.
Agentes de Colocação Internacional	Morgan Stanley & Co. Incorporated, Credit Suisse Securities (USA) LLC, BTG Pactual US Capital Corp., Citigroup Global Markets Inc., BMO Nesbitt Burns Inc. e Southern Cross Equities Limited.
ANBIMA	Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais.
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
Anúncio de Encerramento	Anúncio de encerramento da Oferta, nos termos do artigo 29 da Instrução CVM 400, a ser publicado no jornal "Valor Econômico".
Anúncio de Início	Anúncio de início da Oferta, nos termos do artigo 52 da Instrução CVM 400, a ser publicado no jornal "Valor Econômico".

Anúncio de Retificação	Anúncio comunicando a eventual suspensão, revogação ou qualquer modificação da Oferta, nos termos dos artigos 20 e 27 da Instrução CVM 400, a ser eventualmente publicado no jornal "Valor Econômico".
Aviso ao Mercado	Aviso ao mercado da Oferta, nos termos do artigo 53 da Instrução CVM 400, publicado em 27 de outubro de 2010 e a ser republicado em 4 de novembro de 2010, no jornal "Valor Econômico".
Banco Central	Banco Central do Brasil.
Blocos em *Joint Venture*	Os prospectos exploratórios S-1352 e S-1354 localizados na Bacia de Santos.
BM&FBOVESPA	BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.
Bônus de Subscrição	Bônus de subscrição emitido pela Companhia em 21 de outubro de 2010, em favor da KEI Ltd., para subscrição de 500.850 ações ordinárias de emissão da Companhia, cujo direito de subscrição poderá ser exercido no período que se iniciou em 21 de outubro de 2010 e se encerrará em 28 de fevereiro de 2012, observado o disposto no Contrato de Opção de Compra e Venda de Ações.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
BTG Pactual	Banco BTG Pactual S.A.
Citi	Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Cláusula Compromissória	Cláusula de arbitragem mediante a qual a Companhia, seus acionistas, administradores, membros do Conselho Fiscal e a BM&FBOVESPA 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 Conselho Monetário Nacional, 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 do Novo Mercado, do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação no Novo Mercado.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
Código Civil	Lei n.º 10.406, de 10 de janeiro de 2002, e alterações posteriores.
Companhia	Karoon Petróleo & Gás S.A.

Conselheiros Independentes	Conforme o Regulamento do Novo Mercado, caracterizam-se por: (i) não terem qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação de capital; (ii) não serem acionistas controladores, cônjuges ou parentes até segundo grau daquele, ou não serem ou não terem sido, nos últimos três anos, vinculados a sociedade ou entidade relacionada aos acionistas controladores (pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa estão excluídas desta restrição); (iii) não terem sido, nos últimos três anos, empregados ou diretores da Companhia, dos acionistas controladores ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não serem fornecedores ou compradores, diretos ou indiretos, de serviços e/ou produtos da Companhia em magnitude que implique perda de independência; (v) não serem funcionários ou administradores de sociedades ou entidades que estejam oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não serem cônjuges ou parentes até segundo grau de algum administrador da Companhia; e (vii) não receberem outra remuneração da Companhia além daquela de conselheiro (proventos em dinheiro oriundos de participação de capital estão excluídos desta restrição). Conforme o Regulamento do Novo Mercado, o conselho de administração será composto por, no mínimo cinco membros, eleitos pela assembleia geral, dos quais, no mínimo, 20% deverão ser Conselheiros Independentes. Quando, em razão do cálculo do número de Conselheiros Independentes, obtiver-se um número fracionário, proceder-se-á ao arredondamento para o número inteiro (i) imediatamente superior, quando a fração for igual ou superior a 0,5; ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5. Serão ainda considerados Conselheiros Independentes aqueles eleitos nos termos previstos no artigo 141, parágrafos 4º e 5º, da Lei das Sociedades por Ações, os quais contemplam quorum e formas para eleição de membros do conselho pelos acionistas minoritários.
Conselho de Administração	O conselho de administração da Companhia.
Conselho Fiscal	O conselho fiscal da Companhia.
Contrato de Colocação Internacional	*Placement Facilitation Agreement*, entre a Companhia e os Agentes de Colocação Internacional, que regula os esforços de colocação das Ações no exterior.
Contrato de Distribuição	Contrato de Coordenação, Garantia Firme de Liquidação e Distribuição de Ações Ordinárias de Emissão de Karoon Petróleo & Gás S.A., entre a Companhia, os Coordenadores e a BM&FBOVESPA.
Contrato de Estabilização	Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Ordinárias de Emissão de Karoon Petróleo & Gás S.A., entre a Companhia, o Coordenador Líder, a Morgan Stanley Corretora, o Credit Suisse e o BTG Pactual.

Contrato de Opção de Compra e Venda de Ações	Contrato de Opção de Compra e Venda de Ações, celebrado em 21 de outubro de 2010 entre a Companhia e KEI Ltd., por meio do qual a KEI Ltd. conferiu à Companhia o direito de adquirir a totalidade das ações de emissão das Sociedades Australianas.
Contrato de Participação no Novo Mercado	Contrato celebrado em 25 de outubro de 2010, entre a BM&FBOVESPA, a Companhia, os Administradores e o Acionista Controlador, por meio do qual a Companhia, os Administradores e o Acionista Controlador concordaram em cumprir com requisitos diferenciados de governança corporativa e divulgação de informações ao mercado estabelecidos pelo Regulamento do Novo Mercado, a fim de se qualificar para listagem no Novo Mercado, o qual entrará em vigor na data de publicação do Anúncio de Início.
Contrato de Prestação de Serviços	*Master International Intercompany Services Agreement* celebrado em 21 de outubro de 2010, entre a Companhia e a Karoon Austrália.
Coordenador Líder ou Morgan Stanley	Banco Morgan Stanley S.A.
Coordenadores	O Coordenador Líder, o Credit Suisse e o BTG Pactual.
Coordenadores Contratados	Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis.
Credit Suisse	Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Data de Liquidação	A data de liquidação física e financeira das Ações (exceto pelas Ações do Lote Suplementar) que deverá ocorrer até o último dia do Período de Colocação.
Data de Liquidação das Ações do Lote Suplementar	Data da liquidação física e financeira das Ações do Lote Suplementar, que deverá ocorrer até o terceiro dia útil após a respectiva data de exercício da Opção de Lote Suplementar, mas não antes da data de publicação do Anúncio de Início.
Diretoria	A diretoria da Companhia.
DOERJ	Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro.
Dólar, dólar, dólares ou US$	Dólar dos Estados Unidos.
Estatuto Social	Estatuto Social da Companhia.

Estudo de Viabilidade	Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira da Companhia, elaborado de forma independente pela DeGolyer and MacNaughton.
Estados Unidos	Estados Unidos da América.
FGV	Fundação Getulio Vargas.
Formulário de Referência	Formulário de Referência, elaborado pela Companhia nos termos da Instrução CVM 480, anexo a este Prospecto.
Governo Federal	Governo Federal da República Federativa do Brasil.
Hydro Brasil	Hydro Brasil Óleo e Gás Ltda.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil.
ICMS	Imposto sobre Operações Relativas a Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação.
IFRS	*International Financial Reporting Standards*.
Instituições Consorciadas	Instituições intermediárias autorizadas a operar na BM&FBOVESPA contratadas para efetuar esforços de colocação das Ações exclusivamente aos Investidores da Oferta de Dispersão.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores, os Coordenadores Contratados e as Instituições Consorciadas, em conjunto.
Instrução CVM 400	Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, e alterações posteriores.
Instrução CVM 409	Instrução CVM n.º 409, de 18 de agosto de 2004, e alterações posteriores.
Instrução CVM 480	Instrução CVM n.º 480, de 7 de dezembro de 2009.
Investidores da Oferta de Dispersão	Cada um dos Investidores Qualificados Locais que realizar pedido de investimento em montante entre o valor mínimo de R$100.000,00 e o valor máximo de R$1.000.000,00 e que tenha realizado Pedido de Reserva.
Investidores da Oferta Institucional	Investidores Qualificados Locais que não sejam Investidores da Oferta de Dispersão, e Investidores Estrangeiros.

Investidores Estrangeiros	Público alvo dos esforços de colocação das Ações no exterior, no âmbito da Oferta Institucional, a serem realizados pelos Agentes de Colocação Internacional, nos termos do Contrato de Colocação Internacional, consistindo, nos Estados Unidos, de investidores institucionais qualificados (*qualified institutional buyers*), conforme definidos na *Rule 144A*, editada pela SEC, em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *Securities Act* e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act*, e, nos demais países, exceto o Brasil e os Estados Unidos, de investidores institucionais e outros investidores, 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 CMN, pelo Banco Central e pela CVM.
Investidores Qualificados Locais	Investidores residentes, domiciliados ou com sede no Brasil que, nos termos da Instrução CVM 409, sejam: (i) instituições financeiras; (ii) companhias seguradoras e sociedades de capitalização; (iii) entidades abertas e fechadas de previdência complementar; (iv) pessoas físicas ou jurídicas que possuem investimentos financeiros em valor superior a R$300.000,00 e que, adicionalmente, tenham atestado por escrito sua condição de investidor qualificado; (v) fundos de investimento destinados exclusivamente a investidores qualificados; e (vi) administradores de carteira e consultores de valores mobiliários autorizados pela CVM, em relação a seus recursos próprios.
JUCERJA	Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro.
Karoon Austrália	Karoon Gas Australia Ltd.
KEI Ltd.	Karoon Energy International Ltd.
Lei 11.638	Lei n.º 11.638, de 28 de dezembro de 2007.
Lei das Sociedades por Ações	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Morgan Stanley Corretora	Morgan Stanley Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
n.a.	Não aplicável.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem da BM&FBOVESPA com regras diferenciadas de governança corporativa.
Oferta	Oferta pública de distribuição primária das Ações no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução CVM 400 e demais disposições legais aplicáveis, com esforços de colocação no exterior para Investidores Estrangeiros.
Oferta de Dispersão	Oferta das Ações destinada aos Investidores da Oferta de Dispersão.

Oferta Institucional	Oferta das Ações destinada aos Investidores da Oferta Institucional.
Offering Memorandum	*Preliminary Offering Memorandum* ou *Offering Memorandum*, relativo aos esforços de colocação das Ações no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, para Investidores Estrangeiros.
Opção de Lote Suplementar	Opção a ser outorgada no Contrato de Distribuição pela Companhia ao Coordenador Líder, com relação às Ações do Lote Suplementar, as quais serão destinadas a atender eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta. O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de até 30 dias contados, inclusive, da data de início das negociações das ações ordinárias de emissão da Companhia na BM&FBOVESPA, de exercer a Opção de Lote Suplementar, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação aos demais Coordenadores, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento em que foi fixado o Preço por Ação tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores.
Opções	Opções de compra de ações ordinárias outorgadas pela Companhia para os membros da Diretoria e do Conselho de Administração no âmbito do Plano de Opção.
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
Pedido de Reserva	Formulário específico para realização de pedido de reserva das Ações pelos Investidores da Oferta de Dispersão, no âmbito da Oferta de Dispersão.
Período de Colocação	Prazo para a colocação e subscrição das Ações, que será de até três dias úteis a contar da data de publicação do Anúncio de Início.
Período de Reserva	Prazo de 4 de novembro de 2010 a 9 de novembro de 2010, inclusive, para os Investidores da Oferta de Dispersão efetuarem seus Pedidos de Reserva.
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 segundo grau.
Perupetro	Perupetro S.A., a empresa nacional de petróleo do Peru.
Plano de Opção	Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovado pela assembleia geral extraordinária da Companhia, realizada em 21 de outubro de 2010, o qual estabelece as condições gerais para a outorga das Opções.
PIB	Produto Interno Bruto.

Práticas Contábeis Adotadas no Brasil	Práticas contábeis adotadas no Brasil, emanadas da Lei das Sociedades por Ações, das normas e regulamentos da CVM, das normas e procedimentos de contabilidade emitidos pelo IBRACON e nos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC.
Preço por Ação	O preço por Ação, que será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.
Procedimento de *Bookbuilding*	Procedimento de coleta de intenções de investimento realizado com Investidores da Oferta Institucional pelos Coordenadores, conforme previsto no artigo 44 da Instrução CVM 400.
Prospecto Definitivo	O prospecto definitivo da Oferta.
Prospecto Preliminar ou Prospecto	Este prospecto preliminar da Oferta.
Prospectos	O Prospecto Preliminar e o Prospecto Definitivo, em conjunto.
PwC	PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes.
Real, reais ou R$	Moeda corrente do Brasil.
Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado	Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado, e suas posteriores alterações, que disciplina o procedimento de arbitragem ao qual serão submetidos todos os conflitos estabelecidos na Cláusula Compromissória inserida no Contrato de Participação no Novo Mercado e no Estatuto Social e que consta dos termos de anuência dos Administradores e dos Acionistas Controladores, nos termos do Regulamento do Novo Mercado.
Regulamento do Novo Mercado	Regulamento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, que disciplina os requisitos para negociação de valores mobiliários de companhias abertas listadas no Novo Mercado, estabelecendo regras diferenciadas para estas companhias.
Securities Act	*Securities Act*, de 1933, dos Estados Unidos, e alterações posteriores.
Securities and Exchange Commission ou SEC	*Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos.
Sociedades Australianas	KEI (Peru-Z38) Pty Ltd. e KEI (Peru-112) Pty Ltd.
USGS	*U.S. Geological Survey*.
Vamex	Vietnam American Exploration Company LLC.
WTI	West Texas Intermediate.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

API	A medida de densidade do Instituto Americano de Petróleo (*American Petroleum Institute*), ou densidade API, é uma medida de quão denso ou leve é o petróleo líquido comparado à água. Se sua densidade API for maior que 10, é leve e bóia na água; se for menor que 10, é mais denso e afunda.
Atividades *upstream*	Atividades relacionadas à exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo e/ou gás natural.
Bacia	Segmento da crosta terrestre que sofreu depressão e no qual sedimentos se acumularam.
Barril de petróleo ou bbl	Um barril "*stock tank*", medida-padrão de volume de petróleo correspondente a cerca de 159 litros.
Bboe	Bilhões de barris de petróleo equivalente.
Bcf	Bilhões de pés cúbicos.
Bcfp/d	Bilhões de pés cúbicos por dia.
Bnbbl	Bilhões de bbl.
Boe ou barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural para um barril de petróleo (5.615/1), segundo a tabela de conversões da *BP Statisticial Review of World Energy* de 2007.
Boep/d	Barris de petróleo equivalente por dia.
Bop/d	Barris de petróleo por dia.
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo petróleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Farm-in* e *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.*

FPSO	*Floating Production Storage Offloading* (Produção, Armazenagem e Transferências Flutuantes), navio com capacidade para armazenar o petróleo e prover a sua transferência.
Gás	Mistura de hidrocarbonetos leves que, em condições normais de pressão e temperatura, está no estado gasoso. Na natureza, o gás é encontrado em acumulações no subsolo (terrestre ou marinho), podendo ocorrer dissolvido no óleo ou em capas de gás (gás associado) ou em uma acumulação onde somente a fase gasosa está presente (gás não associado).
GNL	Gás liquefeito.
Indicadores de hidrocarbonetos diretos	Uma técnica de interpretação sísmica.
Km	Quilômetros.
Km²	Quilômetros quadrados.
Lead	*Lead* é significativamente menos definido e requer dados adicionais e/ou avaliação para ser classificado como um prospecto. Um exemplo seria um fechamento mal definido, mapeado utilizando dados sísmicos regionais esparsos numa bacia que contenha geração, reservatório(s) fechamento(s) favoráveis. Um *lead* pode ou não ser elevado ao *status* de prospecto, dependendo dos resultados de trabalho técnico adicional.
m	Metros.
m^3	Metros cúbicos.
Mmbbl	Milhões de barris de petróleo.
Mmboe	Milhões de barris de petróleo equivalente.
Oportunidade exploratória	Uma oportunidade exploratória é menos bem definida e requer dados e/ou avaliações adicionais para ser classificada como um prospecto exploratório. Um exemplo de oportunidade exploratória seria uma estrutura geológica com fechamento mal definido mapeada por meio da utilização de dados sísmicos regionais esparsos em bacia que contenha rochas geradoras e reservatórios razoáveis. Uma oportunidade exploratória pode ou não ser elevada à categoria de prospecto exploratório, dependendo dos resultados de esforços técnicos adicionais.
PSDM	*Pre-Stack Depth Migration*, metodologia para processamento especial de dados sísmicos.

Play	Alinhamento de prospectos exploratórios potenciais distribuídos em uma área com características geológicas homogêneas, porém que ainda requer dados e/ou avaliações adicionais para a definição de oportunidades exploratórias e prospectos exploratórios específicos.
Probabilidade de sucesso econômico	A probabilidade de que determinada descoberta será economicamente viável.
Prospecto(s) exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde se estima a probabilidade de que exista uma acumulação comercial de petróleo 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.
PRMS	*Petroleum Resources Management System* (Sistema de Administração de Recursos Petrolíferos), aprovado, em março de 2007, pela Sociedade de Engenheiros do Petróleo (*Society of Petroleum Engineers – SPE*), pelo Conselho Mundial de Petróleo (*World Petroleum Council – WPC*), pela Associação Americana de Geólogos do Petróleo (*American Association of Petroleum Geologists – AAPG*) e pela Sociedade dos Engenheiros Avaliadores do Petróleo (*Society of Petroleum Evaluation Engineers*).
PSTM	*Pre-Stack Time Migration*, metodologia para processamento especial de dados sísmicos.
QI	Técnicas de Interpretação Quantitativa (método para utilização de informação de amplitude sísmica para se estimar numericamente as propriedades físicas de rochas superficiais e fluidos).
Recursos contingentes líquidos	Quantidade de petróleo estimada, em determinada data, a ser potencialmente recuperável de acumulações conhecidas pela aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que atualmente não é considerada como comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.
Recursos potenciais	Quantidade de petróleo estimada como potencialmente recuperável, a partir de acumulações ainda não descobertas, a serem desenvolvidas pela implementação de futuros projetos. A estimativa de quantidade de recursos para determinado prospecto está sujeita a imprecisões técnicas e comerciais, e, geralmente, pode ser cotada na forma de uma faixa indicativa. A medida de incerteza reflete uma faixa razoável de volumes potencialmente recuperáveis. Em todos os casos, a medida de incerteza depende da qualidade e da quantidade de informações técnicas e comerciais disponíveis, e pode sofrer alterações na medida em que novas informações tornem-se disponíveis.

Recursos potenciais líquidos	Recursos potenciais totais multiplicados pela participação da Companhia ou do Grupo Karoon, ou seja, excluindo-se a participação dos parceiros da Companhia ou do Grupo Karoon nos respectivos blocos de exploração.
Recursos potenciais riscados líquidos	Recursos potenciais riscados totais multiplicados pela participação da Companhia ou do Grupo Karoon, ou seja, excluindo-se a participação dos parceiros da Companhia ou do Grupo Karoon nos respectivos blocos de exploração.
Recursos potenciais riscados totais	Recursos potenciais totais multiplicados pela probabilidade de sucesso.
Recursos potenciais totais	Recursos potenciais truncados recuperáveis e ajustados por TEFS, presumindo a participação de 100% da Companhia e do Grupo Karoon nos respectivos blocos de exploração.
Reservatório	Rochas sedimentares em sub-superfície com porosidade e permeabilidade suficientes para armazenar e permitir a mobilidade dos fluidos/hidrocarbonetos contidos nos seus poros.
Tcf	Trilhões de pés cúbicos.
TEFS ou limite econômico de tamanho de campo	Montante mínimo de petróleo produzível necessário para recuperar o total do dispêndio de capital empregado para determinar que um prospecto exploratório tem 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 delineamento ou de confirmação. Todos os custos geológicos, geofísicos, aluguéis e/ou contratos de aquisição de áreas e outros custos prévios de delineamento 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.
TOC	Total de carbono orgânico.
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.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E DECLARAÇÕES ACERCA DO FUTURO

Este Prospecto, o Formulário de Referência e o Estudo de Viabilidade incluem estimativas e declarações acerca do futuro, inclusive nas seções "Fatores de Risco" e "Sumário da Companhia", nas páginas 95 e 39, respectivamente, deste Prospecto, e nas seções "4. Fatores de Risco", "5. Riscos de Mercado" e "7. Atividades do Emissor" do Formulário de Referência.

Nossas estimativas e declarações futuras têm por embasamento, em grande parte, nas expectativas atuais, estimativas das projeções futuras e tendências que afetam ou podem potencialmente vir a afetar os nossos negócios operacionais. Embora acreditemos que estas estimativas e declarações futuras encontram-se baseadas em premissas razoáveis, estas estimativas e declarações estão sujeitas a diversos riscos, incertezas e suposições e são feitas com base nas informações de que atualmente dispomos.

Em particular, nossas estimativas e declarações futuras partem da premissa de que a transferência dos blocos exploratórios do Grupo Karoon para nós será bem sucedida, nos termos reestruturação societária, conforme descrito neste Prospecto. Os blocos exploratórios pertencentes ao Grupo Karoon consistem em uma área exploratória de 11.711km^2. Para mais informações acerca da reestruturação societária, ver a seção "Fatores de Risco", na página 95 deste Prospecto e a seção "6.5. Principais eventos societários – Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" do Formulário de Referência.

Nossas estimativas e declarações futuras podem ser influenciadas por diversos fatores, incluindo, exemplificativamente:

- descoberta e desenvolvimento das reservas de petróleo e gás;
- nossa capacidade de descobrir, adquirir ou ter acesso a outros recursos potenciais e de satisfatoriamente desenvolver nossos atuais recursos potenciais;
- incertezas inerentes à elaboração de estimativas dos recursos potenciais;
- fatores ou tendências que podem afetar nossos negócios, participação no mercado, condição financeira, liquidez ou resultados de nossas operações;
- implementação de nossas principais estratégias operacionais;
- a disponibilidade de equipamentos de perfuração e produção de petróleo e gás;
- capacidade para obter financiamentos;
- dispêndios de capital projetados e dirigidos, bem como outros custos, obrigações e receitas;
- regulamentação governamental atual e futura da indústria do petróleo e do gás natural;
- condições que afetam os setores de atuação;
- intervenções governamentais, resultando em alteração na economia, tributos, tarifas ou ambiente regulatório no Brasil ou no Peru;
- concorrência;

- a volatilidade dos preços do petróleo e do gás;
- mudanças nas leis ambientais;
- suspensão ou intervenção nas concessões ou autorizações de exploração concedidas pelo Governo Federal;
- o custo e a disponibilidade da cobertura de seguro adequada;
- inflação, desvalorização e valorização do real e flutuações das taxas de juros;
- operações militares, atos terroristas, guerras ou embargos; e
- outros fatores de risco apresentados nas seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco", nas páginas 39 e 95, respectivamente, deste Prospecto, e nas seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência.

As palavras "acreditamos", "podemos", "poderemos", "estimamos", "continuamos", "antecipamos", "pretendemos", "esperamos" e palavras similares têm por objetivo identificar estimativas e perspectivas para o futuro. Tais estimativas referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que não podemos assegurar que atualizaremos ou revisaremos quaisquer dessas estimativas em razão da disponibilização de novas informações, de eventos futuros ou de quaisquer outros fatores. Estas estimativas envolvem riscos e incertezas e não consistem qualquer garantia de um desempenho futuro, sendo que os reais resultados ou desenvolvimentos podem ser substancialmente diferentes das expectativas descritas nas estimativas e declarações futuras, constantes neste Prospecto.

Tendo em vista os riscos e incertezas envolvidos, as estimativas e declarações acerca do futuro constantes deste Prospecto e do Formulário de Referência podem não vir a ocorrer e, ainda, nossos resultados futuros e nosso desempenho podem diferir substancialmente daqueles previstos em nossas estimativas em razão, inclusive dos fatores mencionados acima. Por conta dessas incertezas, o investidor não deve se basear nestas estimativas e declarações futuras para tomar uma decisão de investimento.

ESTUDO DE VIABILIDADE

O Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto foi preparado de forma independente pela DeGolyer and MacNaughton. Nossa Administração acredita que o Estudo de Viabilidade foi elaborado refletindo as melhores estimativas e julgamentos disponíveis quando de sua elaboração, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da nossa Administração, a nossa expectativa operacional. Entretanto, como tais informações são altamente subjetivas, o investidor não deve se basear nelas como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros.

Em agosto de 2010, celebramos um contrato, sujeito à aprovação da ANP, para aquisição de participação de 20% no prospecto exploratório de Marujá, localizado nos Blocos em *Joint Venture* na Bacia de Santos e operado pela Petrobras. Na data deste Prospecto, estamos conduzindo perfurações no prospecto exploratório de Marujá e não há garantias de que serão encontrados hidrocarbonetos comercialmente viáveis em tal prospecto exploratório.

Adicionalmente, a participação de 75% do Grupo Karoon, que será transferida para nós após a conclusão da nossa reestruturação societária, no bloco de exploração marítimo na Bacia de Tumbes, está sujeita a determinadas obrigações de *farm-in* e à aprovação regulatória pela Perupetro e pelo governo peruano.

A PwC não compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar o Estudo de Viabilidade, nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma passou informações contidas no Estudo de Viabilidade, e não assume nenhuma responsabilidade por, e nega qualquer associação, com o Estudo de Viabilidade e quaisquer informações dele advinda, conforme contida em outras seções deste Prospecto.

Nenhum outro auditor independente compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos sobre as informações financeiras projetadas usadas para preparar o Estudo de Viabilidade, nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma passou informações contidas no Estudo de Viabilidade, e não assume nenhuma responsabilidade por, e nega qualquer associação com, o Estudo de Viabilidade e quaisquer informações dele advinda, conforme contida em outras seções deste Prospecto.

Os relatórios de auditoria da PwC 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.

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA COMPANHIA

Esta seção apresenta um resumo, preparado por nós, do Estudo de Viabilidade, relatório independente sobre recursos potenciais preparado pela DeGolyer and MacNaughton. 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 integralmente este Prospecto, incluindo as seções "Apresentação das Informações Contábeis e Outras Informações", "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia", "Fatores de Risco" nas páginas 29, 39 e 95, respectivamente, deste Prospecto, o Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto, as Demonstrações Financeiras e respectivas notas explicativas anexas a este Prospecto e as seções "4. Fatores de Risco", "5. Riscos de Mercado" e "7. Atividades do Emissor" do Formulário de Referência.

ESTUDO DE VIABILIDADE

O Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto foi preparado de forma independente pela DeGolyer and MacNaughton. Nossa Administração acredita que o Estudo de Viabilidade foi elaborado refletindo as melhores estimativas e julgamentos disponíveis quando de sua elaboração, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da nossa Administração, a nossa expectativa operacional, com base no entendimento e conhecimento de especialistas da DeGolyer and MacNaughton sobre os setores de petróleo e gás. Entretanto, essas estimativas 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 tais 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 potenciais, probabilidades de sucesso, desembolsos de capital, custos de exploração, custos de desenvolvimento e aquisição, despesas operacionais, potencial 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 e de potencial desenvolvimento e produção de petróleo e gás não serão afetadas de forma adversa relevante por questões políticas, ambientais ou quaisquer outras. Não podemos garantir que as nossas operações de pesquisa, exploração, perfuração, produção e logística não serão prejudicadas de maneira significativa por questões políticas, ambientais ou outras. Para mais informações, ver a seção "Fatores de Risco", na página 95 deste Prospecto, e as seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia", "Fatores de Risco" nas páginas 39 e 95 deste Prospecto e as seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência.

O Estudo de Viabilidade contém estimativas relacionadas ao mercado de petróleo e gás e ao desenvolvimento econômico no Brasil e no mundo, e seu potencial impacto sobre os nossos negócios. Não podemos garantir que essas estimativas são precisas ou que refletem 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 às estimativas das quantidades e da qualidade dos Recursos Potenciais Riscados estimados e à projeção das potenciais taxas futuras de produção de petróleo e gás. As estimativas de Recursos Potenciais Riscados e as estimativas da vida útil de nossos prospectos exploratórios poderão sofrer alterações.

Em agosto de 2010, celebramos um contrato, sujeito à aprovação da ANP, para aquisição de participação de 20% nos Blocos em *Joint Venture*, situados na Bacia de Santos e operados pela Petrobras. Na data deste Prospecto, estão sendo conduzidas perfurações no prospecto exploratório de Marujá e não há garantias de que serão encontrados hidrocarbonetos comercialmente viáveis em tal prospecto exploratório.

A PwC não compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos relativos às informações financeiras projetadas usadas para preparar o Estudo de Viabilidade. Dessa forma, a PwC não expressa sua opinião ou qualquer outra forma de declaração sobre tais informações ou a possibilidade de se realizarem, não assume nenhuma responsabilidade por, e nega qualquer associação com, tais informações financeiras projetadas e qualquer outra informação derivada do Estudo de Viabilidade.

Os relatórios de auditoria da PwC incluídos neste Prospecto 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.

ESTUDO TÉCNICO

Qualificações

A DeGolyer and MacNaughton, fornece serviços de consultoria de petróleo em todo o mundo há mais de 70 anos. Os profissionais dessa empresa, engenheiros, geólogos, geofísicos, petrofísicos e economistas atuam na avaliação independente de propriedades de petróleo e de gás, avaliação de hidrocarbonetos e outros minerais, avaliações de bacia, estudos de campo abrangentes, estudos patrimoniais e estudos de suprimentos e econômicos relacionados à indústria de energia.

Escopo de Trabalho e Metodologia

O Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton foi baseado no nosso *portfolio* existente e no *portfolio* do Grupo Karoon que deverá ser transferido para nós após a nossa reestruturação societária, que consistem em 12 prospectos exploratórios localizados nos cinco blocos exploratórios na Bacia de Santos, no Brasil, e nos dois blocos exploratórios nas Bacias de Tumbes e Marañón, no Peru. No referido Estudo de Viabilidade, foram apresentadas estimativas de Recursos Potenciais Totais, Recursos Potenciais Líquidos, probabilidade de sucesso geológico e econômico, potenciais volumes de produção estimados para cada projeto, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo.

As estimativas de Recursos Potenciais apresentadas neste Prospecto foram elaboradas em conformidade com o PRMS. Para mais informações, ver o Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

Atualmente, nossos Recursos Potenciais Totais estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Estimativas de Recursos Potenciais Totais 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 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 para produção de qualquer parcela de nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos estimados. Os nossos resultados operacionais serão adversamente afetados caso nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos estimados não apresentarem o retorno esperado nas reservas a serem exploradas.

Avaliação do Investimento pelo Método do Valor Presente em Detrimento da Taxa Interna de Retorno

O Estudo de Viabilidade da DeGolyer and MacNaughton foi elaborado de acordo com o PRMS. A metodologia de avaliação de recursos utilizada pela DeGolyer and MacNaughton para nós é a mesma utilizada em todos os estudos por ela preparados e que calculam o valor presente potencial de outras companhias do setor. A primeira parte do Estudo de Viabilidade consiste na validação feita pela equipe de geólogos e geofísicos da DeGolyer and MacNaughton baseada com base em análises probabilísticas dos nossos prospectos exploratórios e dos prospectos exploratórios do Grupo Karoon no Peru que serão transferidos para nós após a conclusão da nossa reestruturação societária. O volume de recursos prospectivos recuperáveis em cada um dos 12 prospectos exploratórios foi estimado por meio de curvas de distribuição de probabilidade, gerando estimativas de baixa, melhor, alta e média.

Em seguida, a equipe de engenharia e economia da DeGolyer and MacNaughton desenvolveu fluxos de caixa potenciais determinísticos para as estimativas de baixa, alta e média dos volumes prospectivos recuperáveis dos 12 prospectos exploratórios. Nesta análise determinística foram elaborados planos conceituais de desenvolvimento da produção para todos os projetos (incluindo cálculos de desembolsos de capital (Capex) e despesas operacionais (Opex)), possibilitando o cálculo do valor presente potencial de cada um dos projetos nas estimativas de baixa, alta e média, utilizando-se uma taxa de desconto de 10%. No Estudo de Viabilidade foi definido o valor presente potencial como receita líquida futura potencial com desconto de 10% compostos mensalmente durante o período de realização.

O passo seguinte foi transformar essa análise determinística em uma análise probabilística. Para essa finalidade, 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 prospectos, considerando-se as estimativas de baixa, alta e média desses múltiplos. Com base nesse múltiplo, (i) foi criada uma curva de distribuição de probabilidade para cada um dos prospectos exploratórios relativos a cada projeto; e (ii) foi possível estimar o potencial 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, estimadas 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 estimar 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 dessa simulação referente às estimativas de baixa, melhor, alta e média de cada um dos 12 prospectos exploratórios está descrito nas Tabelas 10 e 12 do Estudo de Viabilidade da DeGolyer and MacNaughton, anexo a este Prospecto.

Assim, considerando (i) toda essa metodologia probabilística e determinística utilizada pela DeGolyer and MacNaughton na avaliação dos recursos petrolíferos e incluída no Estudo de Viabilidade para a estimativa 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 estimar a taxa interna de retorno.

Não obstante o acima exposto, a análise utilizada pela DeGolyer and MacNaughton 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 nossa avaliação, realizada por uma empresa 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.

Cálculo dos Recursos Potenciais

As estimativas de Recursos Potenciais 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 e completude do acervo de informações analisadas.

Foram utilizados métodos probabilísticos padrões na análise de incertezas. As distribuições de probabilidade foram estimadas por meio de dados e informações indicativas de porosidade, saturação de petróleo, espessura do reservatório com hidrocarboneto, fator geométrico, eficiência de recuperação, propriedades de fluido e área produtiva para cada prospecto exploratório. Esses parâmetros foram utilizados com base em dados conhecidos, analogia, e outros métodos de estimativas padrão, incluindo experiência adquirida. As medidas estatísticas que descrevem as distribuições de probabilidade desses parâmetros foram identificadas e submetidas a uma simulação Monte Carlo, produzindo dessa forma, as estimativas baixa, melhor, alta e média para os Recursos Potenciais Totais para cada prospecto exploratório. A estimativa média é usada como valor esperado no resultado da análise probabilística.

A análise probabilística dos Recursos Potenciais Riscados Totais considera a incerteza na quantidade de petróleo e gás a serem descobertos, assim como probabilidades geológicas e geofísicas e limites de descobertas economicamente viáveis, conforme descritos abaixo:

- Probabilidade de Sucesso Geológico (P_g): definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzem 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.

- Limite Econômico para Tamanho de Campo (*Threshold Economic Field Size – TEFS*): consiste no volume mínimo de petróleo produzível necessário para se recuperar o valor total investido de modo a obter-se um valor presente potencial do prospecto exploratório superior a zero.

- Probabilidade associada ao TEFS (P_{TEFS}): definida como a probabilidade de se descobrir uma acumulação grande o bastante para ser considerada economicamente viável. A P_{TEFS} pode ser estimada a partir da distribuição de volumes de recursos potenciais recuperáveis associada ao TEFS;

- Probabilidade de Sucesso Econômico (P_e): definida como a probabilidade de que determinada descoberta seja economicamente viável. A Probabilidade Econômica leva em consideração os seguintes fatores: P_g, P_{TEFS}, custos de desenvolvimento e operacionais, o plano de desenvolvimento considerado, o modelo econômico (análises de fluxo de caixa descontado), entre outros fatores negociais econômicos. A P_e é calculada conforme a fórmula abaixo:

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

A tabela abaixo contém a estimativa média dos nossos Recursos Potenciais Totais, Recursos Potenciais Riscados Totais e Recursos Potenciais Riscados Líquidos, levando em conta os ajustes dos fatores P_g, P_{TEFS} e P_e, conforme o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton:

Bacia	Recursos Potenciais Totais (estimativa média)[1]	Probabilidade de Sucesso Geológico (P_g)	Recursos Potenciais Riscados Totais (estimativa média)[2]	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Companhia) (estimativa média)[3]
Recursos potenciais (petróleo)	*(em mmbbl)*		*(em mmbbl)*	*(em mmbbl)*
Santos	1.604.194	31,3	502.520	454.008
Tumbes	921.363	16,1	148.051	111.038
Marañón	90.577	25,0	22.644	22.644
Total	**2.616.134**	**25,7**	**672.915**	**587.690**

(1) Recursos Potenciais Totais, assumindo que nós e o Grupo Karoon continuemos a deter 100% de todos os blocos exploratórios, exceto pela nossa participação de 20% nos Blocos em *Joint Venture* (que está sujeita à aprovação regulatória pela ANP) e a participação de 75% detida pelo Grupo Karoon no Bloco Z-38 no Peru (que está sujeita ao cumprimento integral de determinadas obrigações de *farm-in* e aprovação regulatória pela Perupetro e o governo peruano).
(2) Recursos Potenciais Riscados Totais ajustados pela probabilidade de sucesso geológico.
(3) Recursos Potenciais Riscados Totais multiplicados pela participação detida por nós e pelo Grupo Karoon nos respectivos blocos exploratórios, i.e., excluindo os porcentuais de participação detidos em *joint venture* pelos nossos acionistas e pelos acionistas do Grupo Karoon nos respectivos blocos exploratórios.

FASE DE EXPLORAÇÃO

Planejamos perfurar sete poços exploratórios na Bacia de Santos, quatro poços exploratórios na Bacia de Tumbes e um poço exploratório na Bacia de Marañón. As estimativas de custo para poço seco são resumidas na Tabela P1 do Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto. Os custos brutos totais de exploração podem variar entre US$471 milhões (considerando todos os poços secos) e US$699 milhões (considerando todos os poços completados).

FASE DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

Os cenários de desenvolvimento apresentados no Estudo de Viabilidade são planos de desenvolvimento conceituais assumindo-se descobertas de quantidades economicamente viáveis para todos os nossos prospectos exploratórios. Os 12 prospectos exploratórios foram conceitualmente agrupados em 12 projetos de desenvolvimento conceituais. No entanto, o desenvolvimento desses projetos é calculado em termos de Recursos Potenciais Riscados Líquidos, assumindo que temos 100% de participação em todos os blocos exploratórios.

As despesas operacionais, investimentos e produção associados aos recursos potenciais médios de petróleo previstos no Estudo de Viabilidade foram estimados com base em campos análogos disponíveis em bacias com semelhante produção e condições ambientais.

Para descobertas de petróleo economicamente viáveis, poderão ser utilizadas embarcações arrendadas do tipo FPSO que variam em capacidade de produção de 50.000 de *bopd* a 200.000 de *bopd*. Os poços de desenvolvimento podem ser produzidos por completações submarinas conectadas ao FPSO.

As despesas operacionais fixas estimadas incluem despesas como arrendamento de FPSO e pagamentos operacionais feitos aos proprietários dos navios, salários de pessoal operacional, suporte terrestre, barcos de suprimento, peças de

reposição e despesas de manutenção. As potenciais despesas variáveis estão relacionadas aos encargos do manuseio de água, produtos químicos e custos relativos à intervenção de poços (*workover).*

As despesas operacionais foram estimadas no Estudo de Viabilidade assumindo-se um custo fixo de US$130 milhões ao ano, para cada 100.000 boedp de capacidade de processamento do FPSO. As despesas operacionais variáveis e despesas de transporte estão estimadas em US$2,00 e US$1,00 por Barril de Petróleo, respectivamente.

ANÁLISE DA OFERTA E DEMANDA E HISTÓRICO DE PREÇOS DE PETRÓLEO

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

IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

Para informações relativas ao pagamento de *royalties* e aspectos tributários aplicáveis ao setor de petróleo e gás no Brasil e no Peru, veja os itens "7. Atividades do emissor" e "10. Comentários dos diretores" do Formulário de Referência anexo a este Prospecto.

PRINCIPAIS RISCOS ENVOLVIDOS

O investimento nas ações ordinárias de nossa emissão envolve um alto grau de risco. O investidor pode perder parte ou todo o seu investimento 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 substanciais sobre a nossa capacidade de ter os recursos necessários às nossas operações, 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 Potenciais 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 de investimento nas ações ordinárias de nossa emissão acima descritos, ver as seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco" nas páginas 39 e 95, respectivamente, deste Prospecto, e as seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência.

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS E OUTRAS INFORMAÇÕES

Na elaboração das demonstrações financeiras é necessário utilizar certas estimativas nos registros contábeis. As estimativas futuras utilizadas são baseadas no melhor julgamento da nossa Administração na data de tais demonstrações financeiras. O resultado real pode diferir das estimativas. Para informações detalhadas sobre estimativas, ver a seção "Considerações Sobre Estimativas e Declarações Acerca do Futuro", na página 20 deste Prospecto, e a seção "3.9. Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional – Práticas Contábeis Críticas", no Formulário de Referência.

NOSSAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As informações financeiras relativas ao nosso balanço patrimonial e às nossas demonstrações de resultado foram extraídas de nossas demonstrações financeiras auditadas em e para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009 e para o período de 7 de fevereiro de 2008 (data da nossa constituição) a 31 de dezembro de 2008 e notas relacionadas, e de nossas demonstrações financeiras auditadas em e para o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010 e 2009 e respectivas notas explicativas, auditadas pela PwC e incluídas neste Prospecto. Apresentamos também as demonstrações financeiras das Sociedades Australianas para o exercício encerrado em 30 de junho de 2010 e 2009, expressas em reais e preparadas de acordo com o IFRS, auditadas pela PwC, e, as informações financeiras para o período de três meses encerrado em 30 de setembro de 2010 e 2009, também expressas em reais e preparadas de acordo com o IFRS.

O relatório da PwC sobre as nossas demonstrações financeiras incluíram parágrafo de ênfase sobre o fato de termos incorrido em gastos significativos com a atividade exploratória e que sua continuidade depende do sucesso de suas atividades de exploração e/ou aporte de acionistas.

O relatório da PwC sobre as demonstrações financeiras das Sociedades Australianas incluíram um parágrafo de ênfase sobre a dependência econômica das Sociedades Australianas em relação à KEI Ltd., como uma preocupação contínua no sentido de que possam cumprir suas respectivas obrigações financeiras até o momento em que seremos uma companhia aberta e respectivamente adquirirmos as ações de emissão das Sociedades Australianas, conforme a nossa proposta de reestruturação societária.

Apesar de as nossas informações financeiras terem sido preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e com a Lei 11.638 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 demais seções deste Prospecto. Nosso resultado financeiro para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 não é necessariamente representativo dos resultados que podem ser esperados para 2010 ou para qualquer outro período.

Não incluímos neste Prospecto as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, uma vez que fomos constituídos somente em 7 de fevereiro de 2008.

INFORMAÇÕES FINANCEIRA *PRO FORMA*

As nossas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas, que se baseiam nas (i) nossas informações financeiras históricas auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009; (ii) nossas

informações financeiras históricas auditadas para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010; (iii) informações financeiras históricas auditadas das Sociedades Australianas para o exercício findo em 30 de junho de 2010; e (iv) informações financeiras históricas não auditadas com revisão limitada das Sociedades Australianas para o período de três meses findo em 30 de setembro de 2010, procuram demonstrar os efeitos das nossas suposições para as operações do Grupo Karoon no Peru por meio da nossa reestruturação societária, como se a reestruturação tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2009. Para informações adicionais sobre a nossa reorganização societária, ver seção "6.5. Principais eventos societários – Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" do Formulário de Referência.

A discussão a seguir contém considerações futuras que envolvem riscos e incertezas. Os nossos resultados reais podem diferir significativamente daqueles discutidos nessas previsões, como resultado de vários fatores, dentre eles os fatores de risco discriminados neste Prospecto. A discussão a seguir deve ser lida em conjunto com as nossas demonstrações financeiras e as respectivas notas explicativas.

REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

Além dos nossos blocos exploratórios no Brasil, na Bacia de Santos, após a conclusão bem sucedida da nossa reestruturação societária, também assumiremos as operações peruanas do Grupo Karoon. Na data deste Prospecto, as operações localizadas no Peru do Grupo Karoon compreendem a exploração *offshore* do Bloco Z-38 na Bacia de Tumbes e a exploração *onshore* do Bloco 144 na Bacia Marañón.

A participação do Grupo Karoon no Bloco Z-38 e no Bloco 144 no Peru é atualmente detida pelas Sociedades Australianas, as quais são detidas diretamente pela KEI Ltd., que, por sua vez, é totalmente detida pela Karoon Austrália. Nós e a KEI Ltd. celebramos o Contrato de Opção de Compra de Ações, datado de 21 de outubro de 2010, por meio do qual a KEI Ltd. nos conferiu a opção de adquirir 100% da participação societária nas Sociedades Australianas, que poderá ser exercida após a liquidação das Ações objeto da Oferta. Uma vez exercida a opção acima, a KEI Ltd. subscreverá 500.850 das ações a um preço total de emissão de R$1.286.359.250,00, conforme o Bônus de Subscrição celebrado nos termos do Contrato de Opção de Compra de Ações.

Para obter informações adicionais sobre a nossa reestruturação societária, ver seção "6.5. Principais eventos societários – Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" do Formulário de Referência. Para riscos relacionados à nossa reestruturação societária ver as seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco" nas páginas 39 e 95, respectivamente, deste Prospecto, e as seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência.

AJUSTES *PRO FORMA*

As nossas informações financeiras pro forma não auditadas, condensadas e consolidadas foram desenvolvidas por meio da aplicação de ajustes pro forma às nossas demonstrações financeiras históricas auditadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as demonstrações financeiras das Sociedades Australianas (que foram preparadas com base no exercício social encerrado em 30 de junho e no período de três meses findo em 30 de setembro de 2010) de acordo com o IFRS.

Informações financeiras pro forma não auditadas, condensadas e consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 refletem: (i) a futura aquisição

das Sociedades Australianas, nos termos da nossa reestruturação societária; e (ii) a Oferta, em cada caso, como se tivessem ocorrido em 1º de janeiro de 2009.

As informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 consubstanciam: (i) a futura aquisição das Sociedades Australianas como resultado da nossa reestruturação societária; (ii) o ajuste para coerência da política contábil para aplicar o método de esforços contábeis bem sucedidos para exploração e avaliação de despesas para as Sociedades Australianas; (iii) a subscrição de recebíveis *intercompany* nas Sociedades Australianas devidos à KEI Ltd. como capital social antes da aquisição das Sociedades Australianas por nós, no contexto da reestruturação societária, e o financiamento de garantias de execução; (iv) os recursos líquidos da Oferta, deduzidos de comissões e sem considerar as despesas devidas por nós; e (v) o efeito de passivos fiscais diferidos sobre os ajustes *pro forma*, conforme aplicável caso a caso, como se tivessem ocorrido em 30 de setembro de 2010.

BASES DE APRESENTAÇÃO

A nossa reestruturação societária será contabilizada como uma combinação de negócios utilizando o método contábil de aquisição. As nossas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas, incluindo a alocação do preço de compra, são baseadas em uma avaliação independente dos recursos prováveis de determinados prospectos das Sociedades Australianas a partir de 1º de outubro de 2010 (conforme definido na Tabela 6 do Relatório de Recursos Prospectivos preparado pela DeGolyer and MacNaughton, especialmente os ativos relacionados aos prospectos identificados como A, B, G, D (Peru Z-38) e B-144 (Peru 112)). A alocação do preço final de compra refletirão as nossas considerações de informações relevantes, incluindo análises de fluxos de caixa descontados e as nossas próprias estimativas, tendo em conta mudanças significativas, se houver, em suposições para o longo prazo, desde a data da avaliação independente. Tal alocação do preço de compra final será baseada na rede de ativos tangíveis e intangíveis existentes na data de fechamento da nossa reestruturação societária. Qualquer ajuste final alterará a alocação do preço de aquisição, o que poderia afetar valor justo atribuído aos ativos e passivos das Sociedades Australianas e poderia resultar em uma mudança relevante nas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas, incluindo o ágio.

Os montantes atribuídos a ativos intangíveis como parte da alocação do preço de compra das Sociedades Australianas serão amortizados por meio do método de unidade produzida. Nenhum ajuste foi refletido nas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas para a amortização dos ativos intangíveis no âmbito do método de unidade produzida para o ano fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2009 ou para os nove meses findos em 30 de setembro de 2010, uma vez que nós ainda não iniciamos nossa produção.

Os ajustes *pro forma* não auditados refletidos nas nossas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas são baseados em informações disponíveis e determinadas premissas feitas com base em fatos que acreditamos serem razoáveis dadas as circunstâncias. As informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas são apresentadas apenas para fins informativos e não pretendem representar os nossos efetivos resultados operacionais ou as condições financeiras que se representariam caso tivesse ocorrido a reestruturação societária nas datas indicadas, nem são indicativas dos resultados futuros operacionais ou condição financeira. Os ajustes *pro forma* e suas suposições subjacentes são descritos em maiores detalhes nas notas que acompanham as nossas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas apresentadas a seguir.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS *PRO FORMA* NÃO AUDITADAS, CONDENSADAS E CONSOLIDADAS

As tabelas apresentadas a seguir refletem os ajustes *pro forma* não auditados acima mencionados na nossa demonstração de resultados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 e no nosso balanço patrimonial de 30 de setembro de 2010.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO *PRO FORMA* NÃO AUDITADA, CONDENSADA E CONSOLIDADA

As notas explicativas na tabela abaixo são parte integrante e devem ser lidas em conjunto com as informações financeiras *pro forma*.

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2009				
		Efeitos da Reestruturação Societária			
	Companhia Histórico[1]	Peru Z-38[2]	Peru 112[3]	Ajustes da Reestruturação	Companhia *Pro forma*
	(em milhares de reais, exceto se de outra forma indicado e valores por ação)				
(Despesas) receitas operacionais:					
Gastos exploratórios	(3.408)	—	—	(12.295) [4]	(15.703)
Despesas administrativas	(47)	(191)	(49)	—	(287)
Receitas financeiras, líquidas	1.701	(3)	(2)	—	1.696
Impostos e taxas	(39)	—	—	—	(39)
Serviços prestados por terceiros	(274)	—	—	—	(274)
	(2.067)	(194)	(51)	(12.295)	(14.607)
Outras receitas (despesas), líquidas	—	37	—	—	37
Prejuízo antes dos impostos sobre renda	(2.067)	(157)	(51)	(12.295)	(14.570)
Imposto diferido	—	—	—	— [4]	—
Prejuízo do exercício	(2.067)	(157)	(51)	(12.295)	(14.570)
Número de ações (em milhares)					2.957 [5]
Prejuízo por ação					(4,93) [6]

	Período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010				
		Efeitos da Reestruturação Societária			
	Companhia Histórico[7]	Peru Z-38[8]	Peru 112[9]	Ajustes Reestruturação	Companhia *Pro forma*
	(em milhares de reais, exceto se de outra forma indicado e valores por ação)				
(Despesas) receitas operacionais:					
Gastos exploratórios	(29.922)	—	—	(23.461) [4]	(53.383)
Despesas com pessoal	(16)	—	—	—	(16)
Despesas administrativas	(303)	(369)	(47)	—	(719)
Receitas financeiras, líquidas	1.311	(6)	(2)	—	1.303
Impostos e taxas	(270)	—	—	—	(270)
Serviços prestados por terceiros	(377)	—	—	—	(377)
Outras despesas operacionais	(6)	—	—	—	(6)
	(29.583)	(375)	(49)	(23.461)	(53.468)
Outras receitas (despesas), líquidas	—	(12)	—	—	(12)
Prejuízo antes dos impostos sobre renda	(29.583)	(387)	(49)	(23.461)	(53.480)
Imposto diferido	—	—	—	— [4]	—
Prejuízo do Período	(29.583)	(387)	(49)	(23.461)	(53.480)
Número de ações (em milhares)					3.730 [5]
Prejuízo por ação					(14,34) [6]

[1] Representa as nossas informações financeiras históricas em 2009, em conformidade com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil.

[2] Dado que o ano fiscal da KEI (Peru Z-38) Pty Ltd. encerra em 30 de junho, representa a soma de informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho de 2009 e no período de seis meses findo em 31 de dezembro 2009, de acordo com o IFRS.

[3] Dado que o ano fiscal da KEI (Peru 112) Pty Ltd. encerra 30 de junho, representa a soma de informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho, 2009 e no período de seis meses findo em 31 de dezembro de 2009, de acordo com o IFRS.

[4] Representa os ajustes feitos nas despesas de avaliação e exploração que foram capitalizados nas Sociedades Australianas e lançados nas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas em conformidade com os nossos esforços bem-sucedidos com o método de contabilização das despesas com exploração e avaliação. Um benefício fiscal de aproximadamente R$3.600 mil (em 2009) e de R$7.000 mil (para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010) sobre a parcela levada às despesas de exploração e avaliação não tenha sido reconhecido como um ativo fiscal diferido, devido à falta de histórico operacional, portanto, ainda não fomos capazes de determinar a existência de prováveis futuros rendimentos tributáveis para garantir a realização das diferenças temporárias de impostos.

[5] Representa o número de ações, aos milhares, ajustado de acordo com (i) o nosso aumento de capital ocorrido em 5 de outubro de 2010 mediante a emissão de 5.181.992 ações ordinárias, passando a ser 83.881.992 ações ordinárias; (ii) o grupamento das nossas ações ordinárias realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915; (iii) a subscrição de 500.850 ações ordinárias de nossa emissão relativas ao Bônus de Subscrição a ser exercido pela KEI Ltd. no âmbito de nossa reestruturação societária; e (iv) a quantidade de 1.030.000 ações emitidas no âmbito da Oferta.

[6] Representa o prejuízo por ação, levando em consideração o número ajustado de ações descrito no item (5) acima.

[7] Representa as nossas informações financeiras históricas no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 em conformidade com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil.

[8] Dado que o ano fiscal da KEI (Peru Z-38) Pty Ltd. encerra em 30 de junho de 2010, representa as informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho de 2010 e no período de três meses findo em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

[9] Dado que o ano fiscal da KEI (Peru 112) Pty Ltd. encerra em 30 de junho de 2010, representa as informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho de 2010 e no período de três meses findo em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

BALANÇO PATRIMONIAL *PRO FORMA* NÃO AUDITADO, CONSOLIDADO E CONDENSADO

As notas explicativas na tabela abaixo são parte integrante e devem ser lidas em conjunto com as informações financeiras *pro forma*.

	Em 30 de setembro de 2010						
		Efeitos da Reestruturação Societária					
	Companhia Histórico[1]	Peru Z-38[2]	Peru 112[3]	Ajustes Reestruturação	Ajustes Oferta	Outros ajustes *pro forma*	Companhia *pro forma*
				(em milhares de reais)			
Ativo							
Ativo Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	430	1.210	97	—	979.342 [4]	(6.946) [9]	974.133
Adiantamento a fornecedores e outros recebíveis	1	3.794	46	—	—	—	3.841
	431	5.004	143	—	979.342	(6.946)	977.974
Ativos não circulante							
Depósitos e cauções	44	—	—	—	—	—	44
Contas a receber	—	6	—	—	—	—	6
Aplicação financeira	18.557	—	—	—	—	6.946 [9]	25.503
Despesas com exploração e avaliação	—	33.855	1.236	(35.091) [5]	—	—	—
Gastos com emissão de ações	1.169	—	—	—	—	—	1.169
Imobilizado	197	18	—	—	—	—	215
Ágio	—	—	—	5.891[10]	—	—	5.891
Avaliação de propriedades não comprovada	—	—	—	1.822.206[6]	—	—	1.822.206
Intangível	30.078	—	—	—	—	—	30.078
Total do Ativo não circulante	50.045	33.879	1.236	1.793.006	—	6.946	1.885.112
Ativo Total	50.476	38.883	1.379	1.793.006	979.342	—	2.863.086
Passivo							
Passivo circulante							
Impostos e taxas a recolher	13	—	—	—	—	—	13
Contas a pagar	4.941	198	50	—	—	—	5.189
	4.954	198	50	—	—	—	5.202
Passivo não circulante							
Contas *intercompany* a pagar	—	43.257	1.473	(44.730) [7]	—	—	—
Impostos de renda diferidos	—	—	—	546.661 [6] [8]	—	—	546.661
Total do passivo não circulante	—	43.257	1.473	501.931	—	—	546.661
Patrimônio líquido							
Capital social subscrito	78.700	—	—	1.286.359[6]	979.342 [4]	—	2.344.401
Capital a integralizar	(2.297)	—	—	—	—	—	(2.297)
Reserva de conversão de moeda estrangeira	—	(4.028)	(42)	4.070[6]	—	—	—
Lucros (prejuízos) acumulados	(30.881)	(544)	(102)	646 [6]	—	—	(30.881)
	45.522	(4.572)	(144)	1.291.075	979.342	—	2.311.223
Passivo total e patrimônio líquido	**50.476**	**38.883**	**1.379**	**1.793.006**	**979.342**	**—**	**2.863.086**

[1] Representa as nossas informações financeiras históricas em 30 de setembro de 2009, em conformidade com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil.

[2] Representa as informações financeiras históricas da KEI (Peru Z-38) Pty Ltd. em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

[3] Representa as informações financeiras históricas da KEI (Peru 112) Pty Ltd. em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

[4] Reflete os recursos líquidos da Oferta deduzidos das comissões e despesas da Oferta estimados em R$76.408 mil, com base no valor mínimo estimado da faixa indicativa do Preço por Ação de R$1.025,00 e a emissão de 1.030.000 Ações no âmbito da Oferta.

[5] Representa os ajustes feitos nas despesas de avaliação e exploração que foram capitalizados nas Sociedades Australianas e lançados nas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas (este ajuste é incluído em "Lucros (prejuízos) acumulados" para o valor acumulado e em "Despesas de Exploração e Avaliação" para os valores ocorridos no período correspondente), em conformidade com os nossos esforços bem-sucedidos com o método de contabilização das despesas com exploração e avaliação. Um benefício fiscal de aproximadamente R$10.500 mil sobre a parcela levada às despesas de exploração e avaliação não foi reconhecido como um ativo fiscal diferido, devido à falta de histórico operacional, portanto, não fomos capazes de determinar a existência de prováveis futuros rendimentos tributáveis para garantir a realização das diferenças temporárias de impostos.

[6] Reflete o método contábil de aquisição com base em avaliação independente do valor justo dos ativos e passivos das Sociedades Australianas a partir de 1º de outubro de 2010 (conforme definido na Tabela 6 do Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton, especialmente os ativos relacionados às perspectivas identificadas como A, B, G, D (Peru Z-38) e B-144 (Peru 112)). A alocação do preço final de compra e a determinação final desses valores justos refletirão as considerações de nossas informações relevantes, incluindo fluxos de caixa descontados e análise das nossas próprias estimativas e considerando as mudanças significativas, se houver, em premissas de longo prazo, desde a data de avaliação independente. Essa alocação do preço de compra final será baseada nos ativos líquidos tangíveis e intangíveis existentes na data de encerramento da reestruturação societária. Qualquer ajuste final alterará a alocação do preço de aquisição, o que pode afetar o valor justo atribuído aos ativos e passivos das Sociedades Australianas e poderia resultar em uma alteração relevante às informações financeiras *pro forma* não auditadas, consolidadas e condensadas, incluindo o ágio. Em futuros períodos de relatório, a valorização de imóveis sem comprovação será sujeito a testes de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável.
O preço de compra das Sociedades Australianas, quando do exercício da opção de compra é de R$1.286.359.250,00, cujo montante corresponde às ações ordinárias que serão emitidas por nós em decorrência da Oferta. A diferença entre o preço de aquisição e o valor justo dos ativos e passivos das Sociedades Australianas é demonstrado abaixo:

	Peru Z-38	Peru 112	Outros Ajustes	Total
		(em milhares de reais)		
Ativo Circulante	5.004	143		5.147
Ativo não circulante	1.622.843	234.479	(35.091) [5]	1.822.230
Passivo Circulante	(198)	(50)		(248)
Passivo não circulante	(519.945)	(71.446)	44.730 [7]	(546.661)
Acervo Líquido				1.280.469
Preço de Compra (ações ordinárias a serem emitidas)				1.286.359
Ágio				5.891

Além disso, a reserva de conversão de moeda estrangeira e os lucros (prejuízos) acumulados das Sociedades Australianas foram eliminados para demonstrar o efeito da consolidação dessas empresas após a nossa reestruturação societária.

[7] Reflete a dívida para com a KEI Ltd., que será subscrita como capital nas Sociedades Australianas, antes de adquirirmos as Sociedades Australianas no âmbito da nossa reestruturação societária.

[8] Reflete o imposto de renda diferido originado no reconhecimento da valorização não comprovada de imóveis calculada com base em alíquota peruana de imposto de renda de 30%.

[9] Reflete a reclassificação de parte das dos recursos líquidos da Oferta para *cashbacking* de garantias de execução anteriormente dadas a terceiros pela Karoon Austrália como a empresa "mãe" do Grupo Karoon, em nome das filiais das Sociedades Australianas, por meio da qual a Karoon Austrália garante que assumirá (por meio de medidas adequadas) quando do exercício da opção outorgada nos do Contrato de Opção de Compra e Venda de Ações.

[10] Reflete o ágio calculado pela diferença do preço de compra e o acervo liquido das Sociedades Australianas. Consideramos que não há divergências entre o tratamento fiscal e contábil e, portanto, não foi reconhecido nenhum imposto de renda diferido sobre este montante.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS HISTÓRICAS E INFORMAÇÕES FINANCEIRAS *PRO FORMA*, NÃO AUDITADAS, CONDENSADAS E CONSOLIDADAS

Nas tabelas abaixo, apresentamos: (i) nossa demonstração de resultado histórica para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e 2008; (ii) nossa demonstração de resultado *pro forma*, consolidada e condensada para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009; (iii) nossa demonstração de resultado histórica para os períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009; (iv) nossa demonstração de resultado *pro forma* não auditado, consolidado e condensado para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010; (v) nosso balanço histórico em 30 de setembro de 2010 e 2009; e (vi) nosso balanço *pro forma* não auditado em 30 de setembro de 2010.

Demonstração de Resultado	Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de			Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2010	2010	2009	2009	2009	2008[1]
	(*pro forma*)	(histórico)		(*pro forma*)	(histórico)	
			(em milhares de reais)			
Receita (despesa) operacional						
Gastos exploratórios	(53.383)	(29.922)	(2.534)	(15.703)	(3.408)	—
Despesas com pessoal	(16)	(16)	—	—	—	—
Despesas administrativas	(719)	(303)	(1)	(287)	(47)	—
Receitas financeiras, líquidas	1.303	1.311	1.250	1.696	1.701	1.315
Impostos e taxas	(270)	(270)	(31)	(39)	(39)	(168)
Serviços prestados por terceiros	(377)	(377)	(173)	(274)	(274)	(15)
Outras receitas (despesas), líquidas	(18)	(6)	—	37	—	—
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre renda	(53.480)	(29.583)	(1.489)	(14.570)	(2.067)	1.132
Contribuição social e imposto de renda	—	—	—	—	—	(363)
Lucro (prejuízo) líquido do período/exercício	(53.480)	(29.583)	(1.489)	(14.570)	(2.067)	769

[1] Iniciamos nossas operações em fevereiro de 2008 e, consequentemente, não existem demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007. Além disso, as referências às demonstrações financeiras de 2008 correspondem ao período entre 7 de fevereiro de 2008 e 31 de dezembro de 2008.

Balanço	**Em 30 de setembro de**		
	2010	**2010**	**2009**
	(*pro forma*)	**(histórico)**	
Ativo		**(em milhares de reais)**	
Ativo Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	974.133	430	93
Adiantamento a fornecedores	3.841	1	—
Ativo circulante total	977.974	431	93
Ativo não circulante			
Depósitos e cauções	44	44	—
Contas a receber	6	—	—
Aplicação financeira	25.503	18.557	16.651
Gastos com emissão de ações	1.169	1.169	
Imobilizado	215	197	—
Avaliação de propriedades não comprovada	1.822.206	—	—
Intangíveis	30.078	30.078	30.065
Ativo não circulante total	1.885.112	50.045	46.716
Ativo Total	**2.863.086**	**50.476**	**46.809**
Passivo			
Passivo Circulante			
Impostos e taxas a pagar	13	13	12
Contas a pagar	5.189	4.941	—
Provisão para contribuição social	—	—	102
Provisão para imposto de renda	—	—	261
Passivo circulante total	5.202	4.954	375
Passivo não circulante			
Impostos de renda diferido	546.661	—	—
Passivo não circulante	546.661	—	—
Patrimônio líquido			
Capital social subscrito	2.344.401	78.700	78.700
Capital a integralizar	(2.297)	(2.297)	(31.546)
Prejuízos acumulados	(30.881)	(30.881)	(720)
Patrimônio líquido total	**2.311.223**	**45.522**	**46.434**
Total do passivo e do patrimônio líquido	**2.863.086**	**50.476**	**46.809**

INFORMAÇÕES DE MERCADO

Alguns dos indicadores financeiros e dados referentes ao setor de petróleo e gás natural apresentados neste Prospecto foram obtidos com a Agência Internacional de Energia – EIA, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, BPZ Energy, Inc., *CIA World Fact Book*, DeGolyer and MacNaughton, FGV, *International Petroleum Encyclopaedia de 2007,* Netherland, Sewell & Associates, Perupetro, Petrobras, Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010 e Wood Mackenzie. Tais indicadores financeiros não foram verificados de forma

independente. As informações contidas neste Prospecto em relação ao Brasil e à economia brasileira são baseadas em dados publicados pelo Banco Central, IBGE e pelos órgãos públicos e por outras fontes independentes. Alguns indicadores da indústria de seguros e dados demográficos utilizados neste Prospecto foram extraídos de fontes independentes consideradas confiáveis.

ARREDONDAMENTO

Determinados valores e percentuais incluídos neste Prospecto foram submetidos a arredondamento e, assim sendo, os totais apresentados em certas tabelas podem não ser precisos.

CONSULTORES DO ESTUDO DE VIABILIDADE

As informações contidas neste Prospecto com relação aos nossos prospectos identificados,, recursos potenciais brutos, recursos potenciais brutos riscados, recursos potenciais líquidos riscados, probabilidades de sucesso econômico e probabilidades de sucesso geológico são originadas do Estudo de Viabilidade datado de 1º de outubro de 2010 e preparado pela DeGolyer and MacNaughton, uma consultoria internacional independente na certificação para o setor de petróleo e gás, e que se encontra anexo a este Prospecto. O Estudo de Viabilidade não inclui todas as informações relevantes para a tomada da decisão de investimento nas ações ordinárias de nossa emissão.

PROJEÇÕES

As projeções contidas no Estudo de Viabilidade refletem um julgamento em relação aos preços do petróleo, possíveis vendas, recursos potenciais, probabilidades de sucesso, possíveis custos operacionais, possíveis custos de capital e outros custos relacionados baseados em diversas premissas. Para mais informações ver " - Fatores que afetam nossas projeções", na página 38 deste Prospecto. Apesar de acreditarmos que tais premissas são razoáveis, a razoabilidade dessas premissas não foram verificadas de maneira independente, exceto pelo indicado no Estudo de Viabilidade. Diversas premissas também estão relacionadas com fatores comerciais, políticos e econômicos do Brasil, do Peru e de outras regiões produtoras de petróleo e gás no futuro e seus possíveis impactos em nossos negócios, e não há como assegurar que tais premissas estão corretas.

Apesar de acreditarmos que as projeções contidas neste Prospecto são razoáveis, os investidores devem estar cientes que tais projeções estão sujeitas a diversos riscos e incertezas e podem ser significativamente diversas dos efetivos resultados.

Não pretendemos atualizar ou revisar tais projeções de modo a refletir circunstâncias existentes após a data deste Prospecto. Tais projeções não constituem uma garantia do nosso desempenho futuro. O Estudo de Viabilidade não contém todas as informações relevantes para a tomada da decisão de investimento nas ações ordinárias de nossa emissão. Considerando tais circunstâncias, os investidores não devem se basear exclusivamente nas projeções para tomar uma decisão de investimento e todas as informações incluídas neste Prospecto devem ser cuidadosamente analisadas, incluindo nossas demonstrações financeiras auditadas e não auditadas, nossas informações financeira *pro forma* e as respectivas notas relacionadas.

FATORES QUE AFETAM NOSSAS PROJEÇÕES

Conforme mencionado acima, as projeções contidas no Estudo de Viabilidade são baseadas em determinadas premissas. Apesar de acreditarmos que tais premissas são razoáveis, tal razoabilidade não foi verificada de maneira independente, exceto conforme previsto no Estudo de Viabilidade. Nossa capacidade de alcançar tais resultados projetados depende, dentre outros fatores, da nossa capacidade de obter as autorizações, licenças e concessões necessárias, da exatidão das estimativas em relação aos recursos potenciais nos nossos blocos de exploração e suas respectivas operações, e da exatidão das estimativas em relação à produção de petróleo e gás.

Diversas premissas também estão relacionadas com fatores econômicos que podem ou não ocorrer no Brasil e no Peru ou em outros países produtores de petróleo e gás no futuro e seus respectivos impactos nos nossos negócios, bem como em fatores econômicos que podem ou não ocorrer ou continuar a ocorrer nos mercados do Brasil e do Peru de petróleo e gás ou em outras regiões produtoras de petróleo e gás. Não podemos garantir que tais premissas econômicas são precisas ou que precisamente estão refletidas nas projeções futuras. Os investidores devem realizar suas próprias pesquisas e análises das projeções contidas neste Prospecto e no Estudo de Viabilidade.

Não podemos garantir que nossas futuras operações envolvendo a exploração e produção de petróleo e gás não serão afetadas de maneira adversa relevante no futuro por questões políticas, ambientais ou outras, muitas das quais estão além do nosso controle. Nossas estimativas em relação à nossa capacidade de descobrir reservas, bem como a quantidade e qualidade de petróleo e gás a serem descobertas em nossos blocos de exploração são, por natureza, incertas.

RECURSOS DE PETRÓLEO E GÁS

Os recursos potenciais estimados, conforme contidos neste Prospecto, foram preparados em conformidade com o PRMS. Em decorrência da falta de comercialidade ou falta de desenvolvimento das perfurações, os recursos potenciais estimados não podem ser classificados como recursos potenciais ou reservas, e não se classificam como meios de comparação de recursos potenciais ou reservas.

Para fins da análise realizada no Estudo de Viabilidade, foram considerados os prospectos exploratórios que serão transferidos para nós após a conclusão da nossa reestruturação societária e os prospectos sobre os quais deveremos adquirir participação após a obtenção de aprovações regulatórias e o cumprimento de determinadas obrigações. Os recursos potenciais estimados são aqueles volumes de petróleo que são potencialmente recuperáveis de acumulações ainda a serem descobertas.

Estimativas de recursos potenciais devem ser consideradas tão somente como estimativas que podem ser modificadas conforme novas informações tornem-se disponíveis. Não só tais estimativas de recursos potenciais são baseadas em tais informações que estão atualmente disponíveis, mas tais estimativas também estão sujeitas às incertezas inerentes à aplicação de fatores subjetivos na interpretação de tais informações. As estimativas de recursos potenciais não devem ser confundidas com as quantidades associadas aos recursos potenciais ou reservas tendo em vista os riscos adicionais envolvidos. As quantidades que atualmente podem ser recuperadas, caso sejam descobertas e desenvolvidas, podem ser significativamente diferentes das estimativas apresentadas neste Prospecto e no Estudo de Viabilidade.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

Este sumário é apenas um resumo das informações da Companhia. As informações completas sobre a Companhia estão no Formulário de Referência, leia-o antes de aceitar a Oferta.

VISÃO GERAL

Somos empresa independente de exploração de petróleo com atuação concentrada na América do Sul e membro do Grupo Karoon, controlado pela Karoon Austrália, empresa australiana de grande porte no setor de exploração de petróleo e gás, cujas ações estão listadas na Bolsa de Valores da Austrália (*Australian Securities Exchange*). O Grupo Karoon possui experiência comprovada na exploração de recursos petrolíferos e associou-se à ConocoPhillips, Inc. para avaliar o Campo Poseidon, no litoral oeste da Austrália, o qual possui recursos contingentes líquidos de gás estimados em 17,4 trilhões de pés cúbicos (avaliação otimista). Somos atualmente e continuaremos sendo, por meio de um contrato celebrado com a Karoon Austrália, o veículo exclusivo por meio do qual o Grupo Karoon explorará e desenvolverá recursos petrolíferos na América do Sul.

As nossas operações estão estruturadas nos seguintes pilares: (i) ativos que acreditamos estarem em bacias comprovadas e altamente prolíficas com sistemas ativos de produção de petróleo; (ii) *portfolio* diversificado de blocos com alto potencial exploratório de petróleo; (iii) uso de técnicas sísmicas e outras técnicas de exploração de última geração; (iv) um bem sucedido acionista controlador com ampla experiência setorial e administrativa para apoiar a nossa experiente administração e os nossos consultores de petróleo e gás; e (v) associações estratégicas com empresas líderes no setor de petróleo e gás, por meio da celebração de contratos de *farm-in* e *farm-out* e consórcios para participação em licitações.

Até a data deste Prospecto, nós e o Grupo Karoon utilizamos esses pilares para identificar e adquirir um *portfolio* significativo e diversificado de prospectos exploratórios de petróleo em áreas litorâneas e continentais no Brasil e no Peru. Na Bacia de Santos, no Brasil, possuímos 100% de participação em cinco blocos exploratórios nos quais somos operadores, e celebramos um contrato pelo qual, sujeito à aprovação regulatória da ANP, adquiriremos 20% de participação em dois blocos exploratórios, operados pela empresa estatal brasileira de petróleo e gás, Petrobras. A Bacia de Santos é a região das maiores descobertas recentes da Petrobras e seus parceiros, incluindo os Campos Tupi e Carioca, juntamente com os Campos Júpiter, Guará e Iara, cada qual revelado como campo com potencial de exploração de vários bilhões de barris. No Peru, o Grupo Karoon possui 75% de participação em um bloco exploratório litorâneo na Bacia de Tumbes (sujeita à conclusão de algumas obrigações de *farm-in* e à aprovação pela Perupetro e pelo governo peruano) e uma participação de 100% em um bloco exploratório continental na Bacia de Marañón.

Nós e o Grupo Karoon desenvolvemos um trabalho geotécnico significativo com relação aos nossos respectivos blocos de exploração, o que nos permitiu identificar a presença de 12 principais prospectos até a data deste Prospecto. Informações resumidas a respeito dos nossos prospectos exploratórios e dos prospectos exploratórios do Grupo Karoon nos mencionados blocos exploratórios podem ser encontradas na tabela abaixo:

Prospectos exploratórios	Bacias	Blocos exploratórios	Local	Participação	Operador
Brasil					
Morro da Igreja	Santos	S-1102-1037	Litoral	100%	Companhia
Charlie	Santos	S-1166	Litoral	100%	Companhia
Pré-Sal	Santos	S-1102	Litoral	100%	Companhia
Pico do Jaraguá.....	Santos	S-1101-1165	Litoral	100%	Companhia
Monte Roraima.....	Santos	S-1166	Litoral	100%	Companhia
Açores[(1)]	Santos	S-1352	Litoral	20%	Petrobras
Marujá[(1)(2)]	Santos	S-1352	Litoral	20%	Petrobras
Peru[(2)]					
A[(3)(4)]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
B[(3)(4)]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
D[(3)(4)]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
G[(3)(4)]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
B-144[(4)]	Marañón	144	Continental	100%	Karoon KEI (Peru 112) Pty Ltd.[(4)]

[(1)] O contrato celebrado por nós para adquirir 20% de participação nesses blocos está sujeito à aprovação regulatória da ANP. Para informações adicionais, ver a seção "7.8. Outras relações de longo prazo relevantes da Companhia que não figurem em outra parte deste Formulário – Contratos de *Farm-in* – Blocos de Exploração Conjunta na Bacia de Santos" do Formulário de Referência.

[(2)] Até a data deste Prospecto, as atividades de exploração estavam sendo conduzidas no prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no poço.

[(3)] Nos termos do contrato de *farm-in* para o Bloco Z-38, a participação de 75% do Grupo Karoon está sujeita à conclusão de determinadas obrigações, conforme previstas no mencionado contrato, e à aprovação regulatória da Perupetro e do governo peruano. Para informações adicionais, ver a seção "7.8. Outras relações de longo prazo relevantes da Companhia que não figurem em outra parte deste Formulário – Contratos de Licença do Peru", do Formulário de Referência."

[(4)] Após a conclusão bem sucedida da nossa reestruturação societária, assumiremos a titularidade da totalidade do capital social das Sociedades Australianas, que detêm as participações do Grupo Karoon nesses blocos exploratórios. Ver seção "6.5. Principais eventos societários – Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" do Formulário de Referência.

Em agosto de 2010, celebramos um contrato para aquisição de participação de 20% nos Blocos em *Joint Venture* com a Petrobras, operadora desses blocos exploratórios e empresa líder no setor de petróleo e gás no Brasil, sujeito à aprovação regulatória pela ANP. Para maiores informações sobre o contrato estratégico de associação, do tipo de *farm-in*, e o contrato de *joint venture*, ver a seção "7.3. Produtos e serviços que correspondam aos segmentos operacionais divulgados no item 7.2. acima – Blocos de Exploração no Brasil – Blocos de Exploração da Companhia em *Joint Venture* na Bacia de Santos" do Formulário de Referência.

Contratamos a DeGolyer and MacNaughton, uma das maiores e mais respeitadas empresas de consultoria independente do mercado internacional em certificação de reservas para a indústria de petróleo e gás, com mais de 70 anos de experiência, para elaborar o Estudo de Viabilidade compreendendo os blocos exploratórios de nossa propriedade integral na Bacia de Santos, os Blocos em *Joint Venture* e os blocos exploratórios peruanos do Grupo Karoon. A tabela abaixo inclui informações relativas aos nossos principais prospectos exploratórios contidas no Estudo de Viabilidade e deve ser lida em conjunto com informações mais detalhadas do referido Estudo de Viabilidade:

Prospectos exploratórios	Área Total	Profundidade da Água	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média)[1]	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg[2]	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média)[3]
	(em km²)	(*em metros*)	*(em milhões de bbl)*		*(em milhões de bbl)*
Brasil (Bacia de Santos)	2.245				
Morro da Igreja		250	633	0.250	158
Charlie		400	116	0.448	52
Pré-Sal		500	126	0.189	24
Pico do Jaraguá		500	372	0.501	187
Monte Roraima		430	51	0.420	21
Açores[4]		465	22[7]	0.175	4
Marujá[4][5]		394	39[7]	0.210	8
Total Brasil	2.245		1.359		454
Peru[6]					
Bacia de Tumbes	4.875				
A		340	205[8]	0.216	44
B		460	85[8]	0.125	11
D		300	87[8]	0.140	12
G		300	314[8]	0.140	44
Bacia de Marañón	6.636				
B-144		Continental	91	0.250	23
Total Peru	11.711		782		134
Total	13.956		2.141		588

(1) Valores estimados de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

(2) Valores estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

(3) Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

(4) O contrato que celebramos para a aquisição de participação nesses prospectos está sujeito a aprovação pela ANP.

(5) Até a data deste Prospecto, as atividades de exploração estavam sendo conduzidas no prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no referido prospecto.

(6) As Sociedades Australianas, detentoras das participações do Grupo Karoon nos ativos peruanos, serão transferidas para nós após a conclusão da nossa reestruturação societária. Ver seção "6.5. Principais eventos societários – Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" do Formulário de Referência.

(7) Baseado na nossa participação de 20% no Bloco S-1352, ainda sujeita à aprovação pela ANP.

(8) Baseado em uma participação de 75% do Grupo Karoon no Bloco Z-38, sujeita à conclusão de determinadas obrigações, conforme previstas no contrato de *farm-in*, e à aprovação regulatória da Perupetro e do governo peruano.

GRUPO KAROON

A Karoon Austrália foi fundada em 2003 pelo Sr. Robert Hosking, executivo *senior* com mais de 17 anos de experiência na indústria de petróleo e gás e comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de novos empreendimentos em petróleo e gás. Sob a liderança do Sr. Hosking durante aproximadamente seis anos, a Karoon Austrália cresceu e capitalizou-se, tornando-se a quarta maior empresa de exploração de petróleo e gás da Austrália em valores de mercado. Antes da fundação da Karoon Austrália, o Sr. Hosking foi um dos fundadores da Nexus Energy Limited, empresa australiana de exploração e produção de petróleo e gás. O Grupo Karoon também se beneficia de vasta experiência técnica e conhecimento da indústria de petróleo e gás. O seu grupo técnico é liderado pelo Sr. Mark Smith, antigo gerente de exploração da BHP Billiton Petroleum, com mais de 30 anos de experiência

na indústria internacional de petróleo e gás e que já participou de 14 bem-sucedidas descobertas comerciais de petróleo.

O sucesso da expertise da Karoon Austrália é evidenciado pela divulgação, em abril de 2009, de uma importante descoberta de gás no poço de exploração Poseidon 1, perfurado no litoral oeste da Austrália, em uma profundidade marítima de 494 metros e uma profundidade total do poço de 5.000 metros abaixo do nível do mar. A Karoon Austrália, em conjunto com seu sócio ConocoPhillips, Inc., continua a avaliar o Campo de Gás Poseidon e resultados preliminares indicam que o campo pode constituir uma nova e importante fonte de GNL. O contingente líquido de recursos do Campo Poseidon atribuído à Karoon Austrália é estimado pela DeGolyer and MacNaughton em 17,4 trilhões de pés cúbicos de gás (avaliação otimista), equivalente a 1,2 bilhões de boe (aqui entendido como "barril de petróleo equivalente", ou seja, a medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás para um Barril de Petróleo (5.615/1), segundo a tabela de conversões da *BP Statisticial Review of World Energy* de 2007).

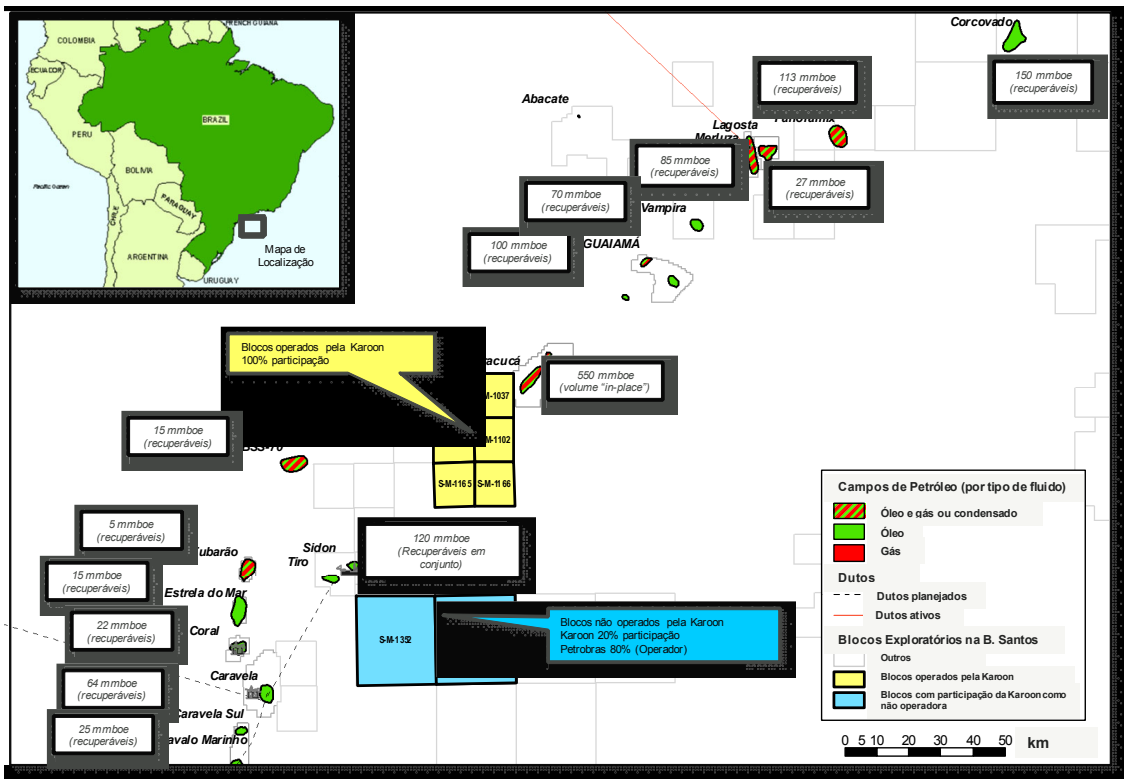
Como o único veículo de investimento do Grupo Karoon para suas operações de exploração e desenvolvimento de petróleo na América do Sul, nós objetivamos dar continuidade à sua estratégia comprovada de:

- oferecer um grande potencial de retorno aos nossos acionistas, objetivando oportunidades de grande escala que podem se transformar em ativos de porte mundial;
- focar em áreas localizadas em bacias comprovadas com sistemas de produção de petróleo em funcionamento;
- deter grandes participações em ativos-chave, permitindo uma participação significativa continuada e agregação de valor através de bem sucedidas atividades de exploração e desenvolvimento desses ativos;
- desenvolver alianças estratégicas e de valor agregado com as principais empresas de petróleo e gás em operação no Brasil, no Peru e em outros locais da América do Sul, por meio de oportunidades pontuais de *farm-in* e *farm-out* e celebração de consórcios para participação em licitações;
- adquirir áreas e ativos que possuem grande potencial de agregação de valor, em função de sua exploração limitada ou falta de tecnologia de exploração de ponta;
- investir em tecnologia de última geração; e
- reter e selecionar profissionais altamente qualificados e experientes.

BLOCOS EXPLORATÓRIOS

Bacia de Santos, no Brasil

Conforme o mapa abaixo, os cinco blocos exploratórios de nossa propriedade integral e os dois blocos exploratórios que detemos em *joint venture* na Bacia de Santos estão localizados a aproximadamente 220 a 230 quilômetros da costa do Estado de Santa Catarina, ao sul do Estado de São Paulo. Esses blocos encontram-se em águas relativamente rasas (300 a 650 metros), similares aos Campos Piracucá (petróleo), Tiro (petróleo), Sidon (petróleo), Caravela (petróleo) e Merluza (gás).



Fonte: Grupo Karoon

Como demonstrado na tabela abaixo, os estudos geotécnicos realizados até o momento na Bacia de Santos indicam a presença de sete prospectos exploratórios principais.

Prospectos exploratórios	Profundidade da Água	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média)[1]	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg[2]	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média)[3]
	(*em metros*)	(em milhões de bbl)		(em milhões de bbl)
Morro da Igreja	250	633	0.250	158
Charlie.....	400	116	0.448	52
Pré-Sal.....	500	126	0.189	24
Pico do Jaraguá	500	372	0.501	187
Monte Roraima	430	51	0.420	21
Açores[4]	465	22	0.175	4
Marujá[4][5]	394	39	0.210	8
		1.359		454

[1] Valores estimados de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

[2] Valores estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

[3] Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

[4] O contrato pelo qual adquirimos participação nesses prospectos está sujeito a aprovação pela ANP.

[5] Até a data deste Prospecto, atividades de exploração estavam sendo conduzidas no prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no poço.

Descobertas Próximas aos Nossos Blocos Exploratórios na Bacia de Santos

Logo antes e após a concessão para nós dos direitos de exploração sobre blocos de nossa propriedade na Bacia de Santos, em 2006 e 2007, a Petrobras e seus sócios fizeram importantes descobertas nessa bacia: os Campos Tupi e

Carioca, respectivamente, logo seguidos pelos Campos Júpiter, Guará e Iara, foram anunciados cada qual como campo com potencial de exploração de vários bilhões de barris. Essas e outras descobertas realizadas por outros operadores e detalhadas na tabela abaixo mudaram substancialmente a situação da Bacia de Santos e geraram interesse internacional significativo pela exploração dessa bacia.

Campo	Ano de Descoberta	Operador	Distância dos blocos exploratórios de propriedade integral da Companhia	Recursos Potenciais
			(em km^2)	
Piracucá[(1)]	2009	Petrobras	5	550 mmboe
Vampira	2009	Petrobras	73	N.D.[(3)]
Panoramix	2009	Repsol	125	234 mmboe
Tiro e Sidon[(2)]	2008	Petrobras	25	120 mmboe
Júpiter	2008	Petrobras	351	3.6 bboe
Iara	2008	Petrobras	336	3.4 bboe
Guará	2008	Petrobras	273	1.3 bboe
Guaiama	2007	Petrobras	52	120 mmboe
Carioca	2007	Petrobras	248	2 – 10 bboe
Tupi	2006	Petrobras	303	5 – 8 bboe
Lagosta	2003	Petrobras	100	25 mmboe
Caravela[(3)]	1992	Petrobras	45	55 mmboe
Coral[(3)]	1990	Petrobras	35	13 mmboe
Merluza	1979	Petrobras	100	64 mmboe

Fonte: Grupo Karoon, Wood Mackenzie.

(1) Um plano de desenvolvimento para esse campo foi aprovado pela ANP e uma avaliação desse campo está em andamento.

(2) Atualmente produzindo petróleo em um teste estendido de poço, previsto para durar 12 meses.

(3) Não há dados públicos disponíveis.

Os estudos geotécnicos realizados até o momento por nós indicam que o Campo de Piracucá, localizado a cinco quilômetros ao nordeste dos blocos exploratórios de nossa propriedade integral na Bacia de Santos, e os Campos Tiro e Sidon, localizados a 16 quilômetros a noroeste dos Blocos em *Joint Venture*, possuem características geológicas muito similares a *plays* (sendo o termo "play" aqui definido como um alinhamento de prospectos exploratórios potenciais distribuídos em uma área com características geológicas homogêneas, porém que ainda requer dados e/ou avaliações adicionais para a definição de oportunidades exploratórias e prospectos exploratórios específicos) e são considerados análogos diretos.

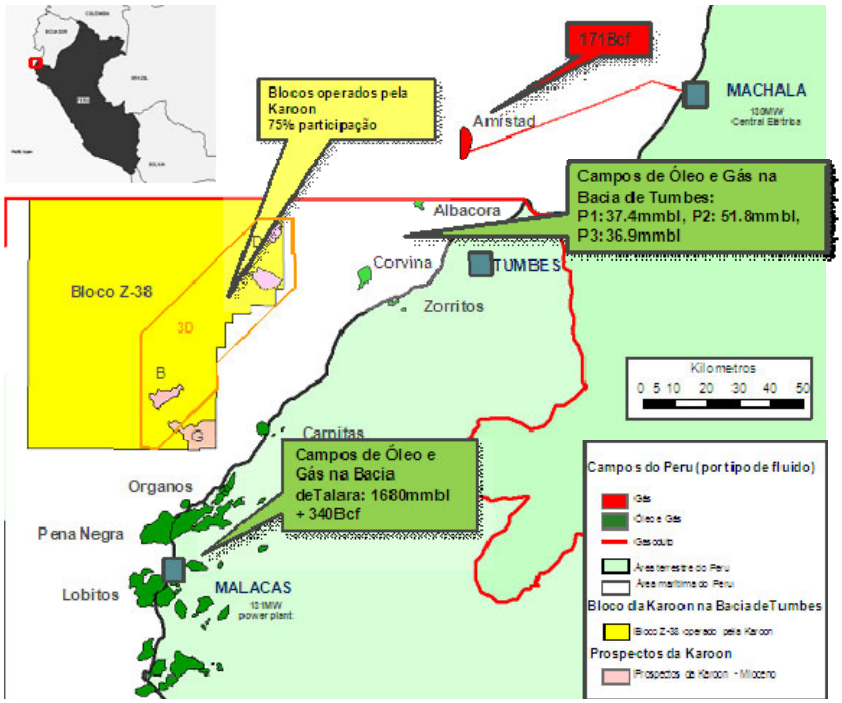
Peru

Além dos nossos blocos exploratórios litorâneos no Brasil, e com a bem-sucedida conclusão da sua reestruturação societária e o exercício da opção de compra de ações das Sociedades Australianas, assumiremos também a propriedade e operação dos blocos exploratórios continentais e litorâneos do Grupo Karoon nas Bacias de Tumbes e Marañón, no Peru. Em janeiro de 2008, o Grupo Karoon (por meio de sua subsidiária integral KEI (Peru Z-38) Pty Ltd.) celebrou um contrato de *farm-in* com a Vamex, empresa americana independente de petróleo e gás com atuação no Sudeste Asiático e na América do Sul, segundo o qual o Grupo Karoon detém uma participação de 75% no bloco litorâneo Z-38 na Bacia de Tumbes, no Peru, sujeita à execução de determinadas obrigações de *farm-in* pelo Grupo Karoon e à aprovação regulatória pela Perupetro e pelo governo peruano. Em abril de 2009, o bloco continental 144

na Bacia de Marañón, no Peru, foi outorgado ao Grupo Karoon, e a nossa afiliada, KEI (Peru 112) Pty Ltd., celebrou contrato de licença para esse bloco com a Perupetro.

Bacia de Tumbes

Conforme o mapa abaixo, o Bloco Z-38 da Bacia de Tumbes está situado mais ao norte do litoral peruano, sendo seu limite setentrional definido pela fronteira marítima entre o Peru e o Equador. O Bloco Z-38 encontra-se em profundidades marítimas que vão de 300 metros, em sua divisa oriental, a mais de 2.500 metros a oeste.



Fonte: Grupo Karoon

De acordo com os dados que seguem, os estudos geotécnicos realizados pelo Grupo Karoon até a data deste Prospecto na Bacia de Tumbes indicam a presença de quatro principais prospectos exploratórios no Bloco Z-38.

Prospectos exploratórios	Profundidade da Água	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média)[1][2]	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg[1][3]	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média)[1][4]
Bacia de Tumbes	(*em metros*)	(*em mmbbl*)		(*em mmbbl*)
A.....	340	205	0.216	44
B.....	460	85	0.125	11
D.....	300	87	0.140	12
G.....	300	314	0.140	44
		691		111

[1] Baseado em uma participação de 75% no Bloco Z-38, sujeita à execução de determinadas obrigações de *farm-in* pelo Grupo Karoon e à aprovação regulatória pela Perupetro e pelo governo peruano.

[2] Valores estimados de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

[3] Valores foram estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

[4] Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

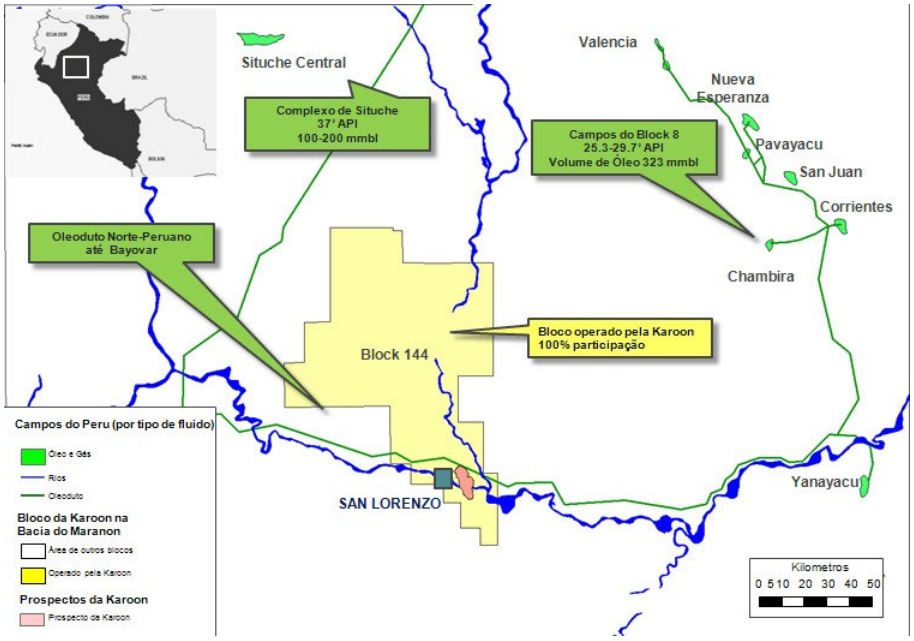
Descobertas Próximas aos Blocos Exploratórios do Grupo Karoon na Bacia de Tumbes

Até o momento, explorações na Bacia de Tumbes foram realizadas em águas relativamente rasas ao leste do Bloco Z-38, onde uma série de pequenos campos de petróleo e gás foi descoberta nos anos 70. Uma dessas descobertas, o Campo Corvina, está localizado a 20 quilômetros da fronteira leste do Bloco Z-38 e está produzindo petróleo e gás provenientes de arenitos do Mioceno da Formação de Zorritos. A 20 quilômetros ao nordeste, o campo de gás, petróleo e condensado de Albacora está passando por uma reavaliação. Reservas comprovadas de petróleo foram recentemente estimadas em 37,4 mmboe para os Campos Corvina e Albacora pelos auditores independentes de reservas Netherland, Sewell & Associates e, durante o primeiro trimestre de 2010, os campos produziram a uma taxa média relatada de 458.620 bbl de petróleo, de acordo com a BPZ Energy Inc. No Equador, a, aproximadamente, 70 quilômetros ao norte do Bloco Z-38, o Campo de Gás Amistad continua a abastecer uma usina a gás em terra de 130 megawatts que fornece eletricidade para a região de Guayaquil.

Ademais, a 20 quilômetros ao sul do Bloco Z-38, a prolífica Bacia de Talara aparentemente compartilha a mesma rocha primordial da Bacia de Tumbes e, de acordo com as estimativas do USGS, produziu 1,68 bilhões de boe e 340 bcfg até a data deste Prospecto.

Bacia de Marañón

Conforme o mapa abaixo, o Bloco 144 (extenso bloco medindo aproximadamente 6.836 km^2) está localizado no lado oriental da Cordilheira dos Andes dentro da Bacia continental de Marañón. Essa bacia é a maior bacia sedimentar do Peru e é parte de um sistema muito maior de bacias sub-andinas que se estendem até a prolífica Bacia do Oriente, no Equador, e a Bacia de Putumayo, na Colômbia. Esse grande sistema de bacias sub-andinas possui vários sistemas petrolíferos comprovados, com campos de petróleo no Peru, Equador e Colômbia.



Fonte: Grupo Karoon

Enquanto os estudos geotécnicos do Grupo Karoon em relação ao Bloco 144 continuam, até a data deste Prospecto, já foi identificado um prospecto exploratório principal no Bloco continental 144, conforme abaixo.

Prospecto exploratório	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média)[1]	Probabilidade de Sucesso Geológico, P_e[2]	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média)[3]
Bacia de Marañón	*(em mmbbl)*		*(em mmbbl)*
B-144	91	0.250	23

[1] Valores estimados de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

[2] Valores estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

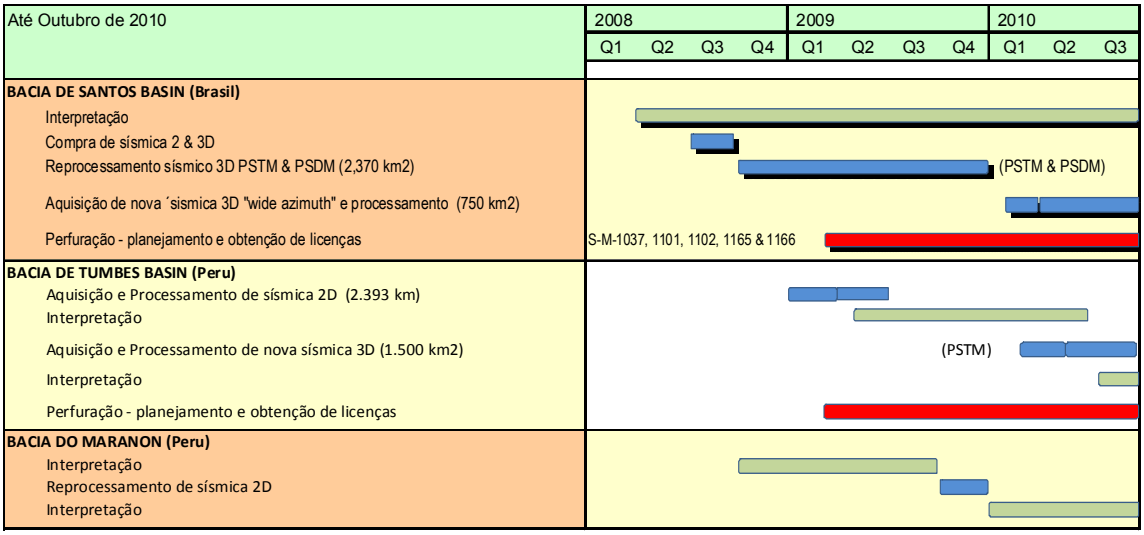
[3] Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer and MacNaughton.

Atividades Recentes Próximas ao Bloco Exploratório na Bacia de Marañón

Como parte da intensificação das atividades de exploração de petróleo e gás no Peru, a Bacia continental de Marañón vem experimentado, nos últimos anos, um ressurgimento das atividades de exploração e avaliação. Os campos de petróleo no Bloco 8 operados pela Pluspetrol (a leste do Bloco 144) são conectados por um oleoduto que passa através do Bloco 144, muito próximo ao prospecto exploratório do Grupo Karoon, oferecendo um potencial de exportação de petróleo caso a exploração por nós seja bem-sucedida. A descoberta de petróleo Situche Central 37 API, de 2005, nos arenitos da formação Viviana, encontra-se a noroeste do Bloco 144. Essa descoberta está passando por uma avaliação da Talisman Energy Inc., que estima um potencial total de recursos da ordem de 100 a 200 mmboe dentro do Campo de Situche.

HISTÓRICO E CRONOGRAMA DE EXPLORAÇÃO

Nós e o Grupo Karoon desenvolvemos um programa de exploração abrangente, sendo que os programas desenvolvidos para cada um de nossos respectivos blocos de exploração estão detalhados abaixo.



A nossa capacidade para concluir o programa de exploração de acordo com o cronograma acima está sujeita a uma série de fatores, incluindo aqueles que estão fora de nosso controle. Para uma discussão mais completa dos riscos inerentes às nossas operações, ver as seções "– Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco" nas páginas 54 e 95, respectivamente, deste Prospecto, e as seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência.

BACIA DE SANTOS

Desde 2008, realizamos extensos trabalhos geológicos e geofísicos nos blocos de nossa propriedade integral na Bacia de Santos. Esses trabalhos incluem o reprocessamento de dados sísmicos em 3D por meio das tecnologias PSTM e PSDM, que permitem mapeamentos melhores (para ajudar a delimitação de prospecções exploratórias) abaixo e ao longo de corpos salinos. Também adquirimos um novo conjunto de dados sísmicos de azimute amplo em 3D no primeiro trimestre de 2010 para melhorar ainda mais o mapeamento desses *plays* salinos em flanco. Acreditamos ser a primeira empresa a adquirir dados sísmicos de azimute amplo em 3D no Brasil.

Esse programa de aquisição sísmica, que consiste em mais de 750 km^2, deve abranger todos os nossos prospectos exploratórios identificados e quaisquer novos prospectos que surgirem dos dados previamente interpretados. Nosso programa de aquisição sísmica deve satisfazer nossos compromissos de programa de trabalho para a primeira fase de três anos das concessões para os blocos de exploração de nossa propriedade integral na Bacia de Santos e será a base de nossa futura campanha de perfuração, concluindo os preparativos e selecionando alvos para a futura campanha de perfuração que terá início estimado para o fim de 2011 ou início de 2012.

BACIA DE TUMBES

O mapeamento e a interpretação dos dados sísmicos em 2D do Grupo Karoon na Bacia de Tumbes definiu quatro principais prospectos exploratórios e forneceu uma base para a modelagem geoquímica das rochas primordiais nesta área. Os dados sísmicos em 2D também mostram o que o Grupo Karoon acredita ser indicadores diretos de hidrocarboneto no Bloco Z-38 que, se comprovados pela interpretação quantitativa dos dados sísmicos em 3D, contribuirão para reduzir o risco de exploração.

O petróleo das Bacias de Tumbes e Talara foi atribuído a uma rocha primordial comum do Terciário. Núcleos foram recuperados do fundo do mar em 63 localidades em todo o Bloco Z-38, dos quais um número continha indícios de

hidrocarbonetos líquidos. Amostras da melhor de quatro seções principais foram enviadas para análise geoquímica, que revelou que todos os quatro cortes examinados continham hidrocarbonetos abundantes indicado pelos valores flouresence elevados, bem como grandes quantidades de hidrocarbonetos aromáticos e saturados. Além disso, a análise de biomarcadores indicou que as infiltrações encontradas nos núcleos é comparável com os óleos produzidos a partir de campos na costa do Equador e nas Bacias de Talara e Tumbes no Peru.

BACIA DE MARAÑÓN

Nós e o Grupo Karoon estimamos que o mapeamento geotécnico será iniciado no Bloco 144 em 2011, com o objetivo de desenvolver um inventário amadurecido de prospectos para uma campanha de perfuração no futuro.

NOSSAS VANTAGENS COMPETITIVAS

Acreditamos que nossas principais vantagens competitivas são:

Portfolio significativo de áreas exploratórias em sistemas petrolíferos comprovados e de alto potencial prospectivo. O nosso *portfolio* de prospectos exploratórios que, após a bem sucedida conclusão da Oferta e da reestruturação societária, conterá mais de 13.000 km^2 de área de exploração, incluindo bacias exploratórias comprovadas e prolíficas onde recentes descobertas foram anunciadas. Por exemplo, o Campo Piracucá, localizado a cinco quilômetros ao nordeste dos nossos blocos de exploração na Bacia de Santos, descoberto em 2009, contém como uma reserva potencial divulgada de 550 mmboe. Outros campos produtores relevantes próximos aos nossos blocos na Bacia de Santos incluem o Campo de Gás Merluza, a 100 quilômetros a noroeste dos blocos de nossa propriedade integral na Bacia de Santos, e os Campos Tiro e Sidon, a 16 quilômetros a noroeste dos Blocos em *Joint Venture*, descobertos em 2008. Além disso, descobertas importantes foram anunciadas pela Petrobras, incluindo descobertas de vários bilhões de barris nos Campos Tupi e Carioca, também na Bacia de Santos.

Na costa peruana, o bloco exploratório do Grupo Karoon na Bacia de Tumbes está localizado na proximidade de campos de petróleo e gás em produção e, de acordo com estimativas da USGS, já produziram 1,68 bbo e 340 bcfg. Além disso, no Peru, o prospecto exploratório do Grupo Karoon no Bloco 144 está relacionado à recente descoberta do Campo Situche.

Portfolio diversificado de prospectos exploratórios. O nosso *portfolio* no Brasil e, após a bem sucedida conclusão da Oferta e da reestruturação societária, no Peru, contará com um grupo diversificado de 12 prospectos exploratórios principais em três bacias independentes, tanto marítimas quanto continentais, situadas em dois países sul-americanos. Em particular, sete dos prospectos exploratórios principais estão localizados na Bacia litorânea de Santos, no Brasil, quatro na Bacia litorânea de Tumbes, no Peru, e um na Bacia continental de Marañón, no Peru. Um *portfolio* diversificado de prospectos exploratórios como o que nós temos (i) minimiza os riscos inerentes às operações de descoberta; e (ii) aumenta a probabilidade de sucesso na localização de recursos petrolíferos e subsequente atividade de perfuração.

Uso de técnicas sísmicas de última geração. A nossa capacidade de identificar recursos de exploração é baseada, em grande parte, em seu acesso a dados sísmicos sofisticados, gerados a partir de tecnologias de última geração. Acreditamos ser a primeira empresa exploradora de petróleo a obter dados amplos de Azimute 3D no Brasil em 2010. Além disso, nós e outras as afiliadas do Grupo Karoon utilizamos regularmente as técnicas de PSTM, PSDM e

QI, para processar e interpretar dados sísmicos em 3D, tecnologias que permitem uma melhor visualização e detecção de hidrocarbonetos.

Acreditamos que nossa expectativa de utilizarmos tecnologia de ponta para adquirir e analisar dados sísmicos complexos é uma vantagem competitiva que aumentará nossa capacidade de localizar e avaliar recursos exploratórios.

Um bem sucedido acionista controlador com ampla experiência setorial e administrativa para apoiar a nossa experiente administração e os nossos consultores de petróleo e gás. Nós nos beneficiamos do apoio e da experiência de nosso acionista controlador, a Karoon Austrália, que pretende por nosso intermédio replicar na América do Sul seu sucesso na Austrália. O Grupo Karoon tem experiência comprovada na identificação e exploração de projetos *greenfield* de larga escala e, por meio da utilização de seus profissionais experientes, possibilitou as bases para o seu crescimento. O fundador da Karoon Austrália, Sr. Robert Hosking, é o nosso Presidente do Conselho de Administração e deverá nos proporcionar liderança e experiência na busca do alcance da mesma estratégia de negócios de sucesso no Brasil. Outras pessoas-chave da administração da Karoon Austrália que deverão fornecer liderança direta para nós juntamente com suas respectivas equipes incluem o Sr. Mark Smith, diretor executivo e de exploração da Karoon Austrália, e o Sr. Edward Munks, membro do nosso Conselho de Administração e conselheiro fundador da Karoon Austrália, que possui experiência internacional administrativa e financeira de 28 anos em uma variedade de setores e companhias de recursos naturais.

Ademais, por meio de sua administração experiente na Austrália, o Grupo Karoon formou o principal time de nossos executivos no Brasil, que inclui o Sr. Timothy Hosking, nosso futuro Diretor Presidente, o Sr. Juliano Macedo, Diretor de Exploração e de Relações com Investidores, e a Sra. Karen Albuquerque, Diretora Financeira. O Sr. Timothy Hosking foi fundamental na aquisição dos nossos ativos de exploração e nos ativos de exploração do Grupo Karoon na América do Sul e, posteriormente, trabalhou nas operações do Grupo Karoon na América do Sul por quatro anos, coordenando as nossas operações e as operações do Grupo Karoon tanto no Brasil quanto no Peru. O nosso Diretor de Exploração, de Relações com Investidores e, até a posse do Sr. Timothy Hosking, nosso Diretor Presidente, Sr. Juliano Macedo, geólogo e gerente de exploração, trabalhou por 30 anos no setor de petróleo e gás, incluindo 16 anos na Petrobras, e possui um histórico de dez descobertas comerciais, incluindo descobertas do pré-sal na Bacia de Santos, enquanto que a Sra. Karen Albuquerque, Diretora Financeira, possui experiência de 18 anos em auditoria, incluindo nove anos na PwC, e conta com oito anos de experiência na El Paso Energia do Brasil Ltda., onde exerceu vários cargos, incluindo a posição de Diretora Financeira da área de energia. Além disso, o nosso Conselho de Administração conta com o Sr. Jorge Camargo, ex-diretor presidente da Statoil ASA no Brasil, que trabalhou durante 27 anos na Petrobras, onde adquiriu vasta experiência na área de exploração e esteve envolvido em descobertas bem sucedidas de petróleo de exploração comercial, como Akpo, na Nigéria, Sabalo, na Bolívia, e Guando, na Colômbia.

Adicionalmente, a experiência do Grupo Karoon, do nosso Conselho de Administração e de seus diretores é complementada por uma série de consultores com longa experiência na indústria de petróleo e gás na América do Sul, dente eles: Sr. José Coutinho Barbosa, consultor de negócios para o Brasil com 38 anos de experiência na Petrobras no Brasil e no exterior, em vários cargos técnicos e gerenciais, tais como CEO para as atividades internacionais e Diretor Gerente de Exploração e Produção no Brasil; Sr. Carlos Urien, consultor geológico para a América do Sul, geólogo com mais de 40 anos de experiência na Belco, Oxy, & Apache Noble; e Sr. Gustavo Chanove, consultor geocientífico para o Peru, geólogo com 35 anos de experiência profissional, inclusive nas empresas Petróleos del Peru, S.A., Enterprise Oil Ltd. e Great Western Incorporated.

Nós também nos beneficiamos do apoio e experiência de nosso acionista controlador, a Karoon Austrália e de todo o Grupo Karoon. O Grupo Karoon possui um histórico comprovado na estruturação de projetos complexos e de grande escala, como a exploração do Campo de Gás Poseidon e a avaliação da bacia litorânea de Browse, no norte da Austrália. O fundador da Karoon Austrália, Sr. Robert Hosking, é o presidente do nosso Conselho de Administração e oferecerá liderança e orientações gerais para contribuir com a bem sucedida estratégia de negócios da Karoon Austrália no Brasil. A equipe técnica da Karoon Austrália, liderada por seu Conselheiro e Gerente de Exploração, Sr. Mark Smith, inclui pessoal com senioridade e experiência internacional em geotécnica e engenharia de petróleo. Adicionalmente, por meio do Contrato de Prestação de Serviços celebrado com a Karoon Austrália, continuaremos sendo o veículo exclusivo por meio do qual o Grupo Karoon explora e desenvolve recursos petrolíferos na América do Sul. Com o Contrato de Prestação de Serviços, nós seremos beneficiados pela experiência, conhecimento e reputação do Grupo Karoon ao criar relacionamentos com sócios de exploração e produção, agências regulatórias e instituições financeiras.

Capacidade de criar e desenvolver associações estratégicas com os principais agentes da indústria do petróleo. Baseado na nossa experiência e nos contatos de nossa administração e equipe, bem como de nossas afiliadas, nós e o Grupo Karoon aumentamos nossa capacidade de agregar valor por meio de associações estratégicas. A nossa habilidade em desenvolver associações estratégicas é evidenciada pela celebração, em agosto de 2010, de um contrato de associação, do tipo *farm-in*, com a Petrobras, por meio do qual celebramos um contrato para, sujeito à aprovação da ANP, adquirir uma participação de 20% em cada um dos Blocos em *Joint Venture* na Bacia de Santos, no Brasil. No Peru, o Grupo Karoon adquiriu uma participação de 75% no bloco exploratório na Bacia de Tumbes por meio da celebração de um contrato de *farm-in* com sua sócia Vamex, que está sujeito ao cumprimento de determinadas obrigações de *farm-in* e à aprovação da Perupetro e do governo peruano. Acreditamos que associações estratégicas permitem compartilhar riscos e conhecimento tecnológico entre sócios. A introdução de um sócio cuidadosamente selecionado num ativo tem o potencial de gerar benefícios significativos de longo prazo na exploração e desenvolvimento desse ativo. Nesse sentido, pretendemos adquirir ativos de exploração adicionais por meio de contratos de *farm-in* e *joint ventures* e também consideraremos, no tempo apropriado, a concessão de participações (*farm-out*) nos seus ativos de exploração para parceiros estratégicos em *joint ventures*.

NOSSA ESTRATÉGIA

Uma vez que somos o veículo exclusivo de investimentos em operações de exploração e desenvolvimento de petróleo do Grupo Karoon na América do Sul, o nosso objetivo é utilizar e perpetuar a estratégia comprovada da Karoon Austrália na tentativa de descobrir o próximo "Poseidon" na América do Sul. Para isso, pretendemos adotar as seguintes iniciativas estratégicas:

Buscar oportunidades de grande escala com o potencial de produzir ativos em escala global. No desenvolvimento de nosso *portfolio* de exploração e avaliação, esperamos manter o foco na aquisição de blocos exploratórios subaproveitados em bacias comprovadas, com o potencial de criar projetos de grande escala. Até o momento, o nosso *portfolio* de exploração, no Brasil, e o *portfolio* de exploração do Grupo Karoon, no Peru, inclui 12 prospectos exploratórios principais em mais de 13.000 km^2 de área total de exploração, dentro de sistemas petrolíferos comprovados, onde houve descobertas de grande porte e muito próximas aos referidos prospectos. Como parte desta estratégia, pretendemos continuar a utilizar a experiência do Grupo Karoon em projetos de grande porte, tal como a descoberta do Campo Poseidon, no litoral oeste da Austrália.

Manter o foco seletivo em áreas de exploração e avaliação localizadas em bacias comprovadas com sistemas petrolíferos em funcionamento. Ao identificar áreas potenciais de exploração para aquisição, continuaremos a focar de maneira seletiva em áreas de bacias comprovadas com sistemas petrolíferos em funcionamento. Ao concentrar nossos esforços dessa maneira, aumentaremos a probabilidade de identificar prospectos de maior potencial exploratório. Foram feitas descobertas de petróleo e gás nos Campos Tiro e Sidon (reservas conjuntas de 120 mmboe) a 16 quilômetros a noroeste dos Blocos em *Joint Venture*. As características geológicas desses campos são similares àquelas dos nossos blocos exploratórios na Bacia de Santos. Adicionalmente, blocos vizinhos aos blocos peruanos do Grupo Karoon possuem campos comprovados de petróleo e gás e descobertas recentes. Esses campos possuem características geológicas similares às dos blocos exploratórios do Grupo Karoon no Peru. O sucesso da estratégia de aquisição dos blocos de exploração de nossa propriedade integral na Bacia de Santos é evidenciado pela subsequente descoberta de petróleo e gás no campo de Piracucá (divulgado como uma reserva potencial de 550 mmboe), localizado a cinco quilômetros a nordeste dos blocos de exploração de nossa propriedade integral na Bacia de Santos.

Manter participações significativas em áreas de exploração. Pretendemos manter participações significativas em nossos blocos exploratórios. Possuímos 100% de participação em cinco de nossos blocos exploratórios na Bacia de Santos, no Brasil. Adicionalmente, após a conclusão de nossa reestruturação societária, também deteremos 100% de participação nos blocos de exploração continental do Grupo Karoon na Bacia de Marañón, no Peru, e uma participação de 75% em seu bloco litorâneo, na Bacia de Tumbes, também no Peru, sujeito, no que se refere ao bloco de exploração na Bacia de Tumbes, ao cumprimento de algumas obrigações de *farm-in* e à aprovação regulatória pela Perupetro. Não obstante possamos adquirir participações menores em situações estratégicas (por exemplo, em seu contrato associação, do tipo *farm-in*, com a sócia estratégica Petrobras, de quem adquiriremos, sujeito à aprovação regulatória da ANP, uma participação de 20% nos prospectos exploratórios de Açores e Marujá, e participação em futuras rodadas de licitação), pretendemos continuar buscando oportunidades para adquirir participações significativas em blocos exploratórios por meio de acordos de *farm-in*, licitações e transferências de recursos, uma estratégia que oferece flexibilidade nas decisões exploratórias, além de maximizar a geração de dividendos para seus acionistas ao oferecer uma porcentagem maior da receita advinda de qualquer descoberta de petróleo que possamos fazer e desenvolver.

Ademais, enquanto a propriedade de participações significativas em seus blocos exploratórios geralmente permitiria atuarmos como a operadora desses blocos, pretendemos avaliar as oportunidades de associações estratégicas com operadores experientes, cujas capacidades operacionais e financeiras complementem sua experiência administrativa e geotécnica.

Desenvolver novas alianças estratégicas e de valor agregado com as maiores empresas de petróleo e gás. Pretendemos buscar alianças estratégicas que agreguem valor para obter acesso a áreas adicionais e para construir sua base de recursos. Com esses relacionamentos, acreditamos que será possível compartilhar os riscos financeiros e operacionais enfrentados por empresas do setor de petróleo e gás. Apesar de acreditarmos que possuímos experiência e capacidade para buscar uma estratégia independente de exploração, podemos nos associar a terceiros de forma estratégica, por meio de acordos de *farm-in* e *farm-out* com outras empresas de petróleo e gás cuja força financeira e capacidade operacional complementem nossa experiência administrativa e geotécnica. Objetivamente, pretendemos buscar, quando e onde for vantajoso, uma estratégia ativa e bem elaborada de *farm-in* e *farm-out*, que permita (i) adquirir áreas adicionais de exploração; (ii) reduzir riscos por meio da diversificação de *portfolio* e compartilhamento de custos de desenvolvimento; (iii) alocar capital disponível a um número adequado de projetos; e (iv) construir relacionamentos mutuamente benéficos com *players* chave do setor de petróleo e gás.

Além de nossas alianças estratégicas com a Petrobras e com a Vamex, pretendemos continuar aproveitando da experiência e reputação de nossa controladora, Karoon Austrália, que já possui um acordo de associação (*joint venture*) bem sucedido com a ConocoPhillips na Austrália, para identificar e celebrar alianças estratégicas no futuro como base para a expansão de seus negócios. Uma série de empresas internacionais de petróleo e gás se aproximou de nós e iniciou contatos preliminares, demonstrando interesse em oportunidades de associações na América do Sul.

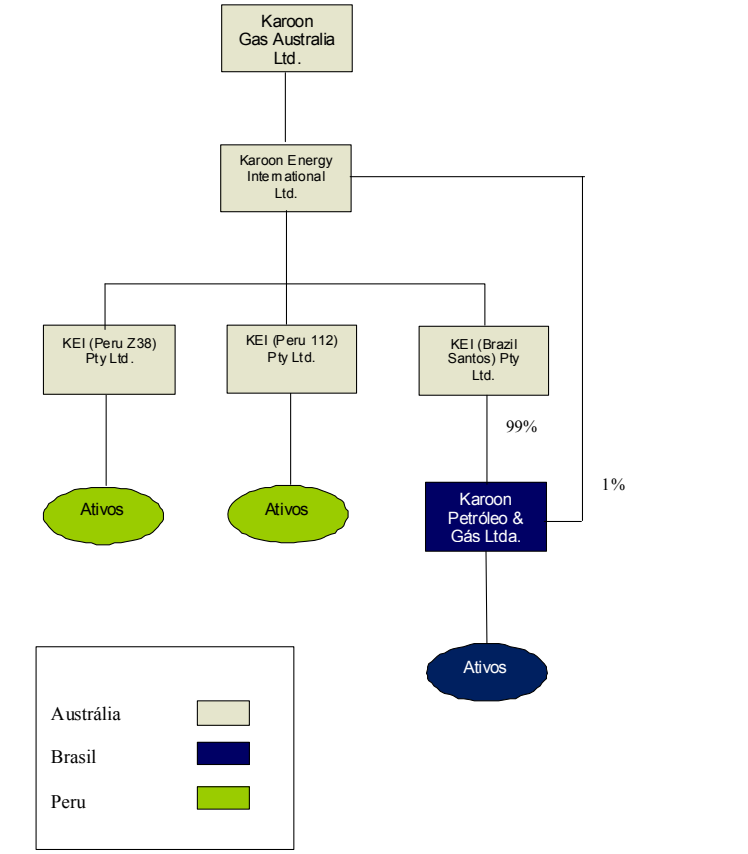
Identificar e adquirir áreas de exploração subavaliadas por meio do uso de tecnologias de exploração e avaliação de ponta. Pretendemos continuar a procurar oportunidades subavaliadas por nossos competidores, onde acreditamos que nossa experiência em obter e analisar dados sísmicos complexos, aliada à tecnologia de última geração a que temos acesso, nos concedem uma vantagem competitiva relevante. Até o momento, essa estratégia tem se mostrado bem-sucedida com relação à aquisição da nossa própria área de exploração e da área de exploração de todo o Grupo Karoon na Austrália e na América do Sul. Antes e depois da aquisição dessas áreas, nós e o Grupo Karoon utilizamos tecnologias sofisticadas, como a aquisição de azimute amplo em 3D, processamento de dados sísmicos PSTM e PSDM, assim como técnicas de QI, para reduzir os riscos relativos às suas respectivas prospecções.

Continuar a investir em tecnologia de ponta. É fundamental para o sucesso das nossas operações o uso de tecnologia de ponta, especialmente o programa de aquisição de dados sísmicos, utilizado por nós e pelo Grupo Karoon para avaliar seus blocos exploratórios na América do Sul e confirmar seu potencial exploratório. A título exemplificativo, o programa de aquisição de dados sísmicos incluiu o que acreditamos ser o primeiro uso de azimute amplo em 3D realizado no Brasil. Também reprocessamos dados sísmicos por meio das PSTM e PSDM, tecnologias que geram melhores imagens (para auxiliar a delimitação de prospecções) abaixo e ao longo de corpos salitres. Pretendemos continuar investindo em tecnologia de última geração à medida que avaliamos o potencial de exploração de nossos blocos exploratórios e analisamos oportunidades de aquisição de novos blocos exploratórios.

Continuar a reter e recrutar profissionais altamente qualificados e experientes. Conseguimos recrutar profissionais de alta categoria para formação de nossa equipe, essenciais para a criação do capital intelectual e experiência setorial necessários ao desenvolvimento de nosso plano de negócios e para atrair outros profissionais e consultores altamente qualificados. Estamos comprometidos com o recrutamento de profissionais altamente qualificados para respaldar nosso crescimento e continuaremos a oferecer incentivos aos membros de nossa administração e nossos empregados e consultores, de forma a obter o máximo comprometimento de nossos executivos e empregados-chave ao alinhar os respectivos interesses com os nossos interesses e de nossos acionistas. A filosofia central do Grupo Karoon sempre foi a de alinhar os interesses dos principais membros de suas equipes técnicas e de gestão com os interesses dos investidores, por meio da outorga de opção de compra de ações. O Grupo Karoon acredita que tal filosofia contribuiu muito para o crescimento e o desempenho bem sucedido da Karoon Austrália, e a nossa intenção é replicar essa estratégia por meio da implementação do nosso Plano de Opção.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

O organograma abaixo ilustra nossa estrutura societária na data deste Prospecto.



PRINCIPAIS FATORES DE RISCO DA COMPANHIA

Abaixo estão incluídos apenas os seis principais fatores de risco que nos afetam. Para maiores informações, ver a seção "Fatores de Risco", que se inicia na página 95 deste Prospecto, e as seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência:

Estamos desenvolvendo nossa plataforma na América do Sul, e, portanto, nosso desempenho futuro é incerto e dependemos da nossa habilidade de implementar com sucesso nossa estratégia de negócios, a contratação de pessoal qualificado e a continuidade da prestação de serviços pela Karoon Austrália.

Somos uma empresa recém estabelecida, sem nenhum histórico operacional e, por isso, estamos sujeitos a riscos, despesas e incertezas associadas à implementação de nosso plano de negócios, os quais não são normalmente enfrentados por empresas já estabelecidas no mercado. Enfrentamos desafios e incertezas em nosso planejamento financeiro tendo em vista a indisponibilidade de um histórico de dados, e incertezas relacionadas à natureza, ao objetivo e aos resultados de nossas atividades futuras. Novas empresas precisam desenvolver relações de negócios bem sucedidas, estabelecer procedimentos operacionais, contratar pessoal, instalar gerenciamento de informações e outros sistemas, constituir estabelecimentos e obter licenças, assim como tomar todas as demais medidas necessárias para conduzir suas atividades. É possível que não obtenhamos sucesso na implementação de nossas estratégias de

negócio ou na conclusão do desenvolvimento da infra-estrutura necessária para a condução de nossos negócios, tal como planejado. Nos estágios iniciais de desenvolvimento, as empresas apresentam riscos substanciais e podem sofrer perdas significativas.

Para estabelecer e executar nossa estratégia de negócios, dependeremos de pessoal altamente qualificado para operar e prestar serviços técnicos e suporte necessário às nossas atividades. Enfrentamos forte concorrência para obtenção de mão-de-obra qualificada no nosso setor de atuação, criando pressão para aumentos salariais. Com o aumento das atividades de exploração de petróleo e gás, poderemos enfrentar maiores dificuldades para identificar ou manter pessoal qualificado. A falta de pessoal qualificado ou a incapacidade de contratar ou de reter profissionais qualificados poderá afetar negativamente a qualidade, a segurança e a pontualidade do nosso trabalho. A concorrência por pessoal qualificado poderá gerar um impacto adverso relevante nos nossos negócios, limitando ou afetando a qualidade e segurança de nossas operações, ou, ainda, aumentando nossos custos.

Após a conclusão da Oferta, continuaremos a depender da Karoon Austrália para o desenvolvimento e operação de nossas atividades. Nesse sentido, celebramos o Contrato de Prestação de Serviços com a Karoon Austrália, por meio do qual a Karoon Austrália comprometeu-se a prestar a nós serviços de consultoria técnica para realização de explorações, suporte à administração financeira, bem como suporte em tecnologia da informação, vendas e *marketing* e suporte administrativo. O Contrato de Prestação de Serviços permanecerá em vigor enquanto a Karoon Austrália detiver, direta ou indiretamente, o poder de interferir na condução dos assuntos da nossa administração pelo exercício do seu direito de voto nas nossas assembleias gerais. Existem determinados riscos associados aos serviços prestados pela Karoon Austrália, incluindo riscos devidos à distância física e diferenças de fuso horário. Por exemplo, caso tenhamos determinado problema inesperado com nossa plataforma de tecnologia da informação, não há garantia de que a Karoon Austrália poderá resolver tal problema de imediato. Além disso, não há garantia de que a Karoon Austrália manterá o nosso poder de controle, seja por meio de sua participação majoritária no nosso capital social ou da nomeação da maioria dos membros do nosso Conselho de Administração. Após o término da vigência do Contrato de Prestação de Serviços, a Karoon Austrália não estará obrigada a prestar serviços para nós com base nos parâmetros de mercado, nos termos do Contrato de Prestação de Serviços, e poderemos ser obrigados a contratar alguns serviços com terceiros ou assumir a responsabilidade pela execução de tais serviços por conta própria. Não podemos garantir que teremos condições de celebrar contratos de prestação de serviços com terceiros e que, ainda que celebrados, tais contratos terão condições satisfatórias para nós. Adicionalmente, a Karoon Austrália poderá dar preferência para outros blocos de exploração e produção de petróleo e gás no mundo em detrimento das nossas atividades, hipótese em que seríamos adversamente afetados. Além disso, nos termos do Contrato de Prestação de Serviços, a Karoon Austrália poderá competir conosco e buscar novas oportunidades de exploração na América do Sul por meio de sociedades não controladas por nós após cinco anos da data de celebração do Contrato de Prestação de Serviços ou a partir da data em que a Karoon Austrália deixar de exercer controle sobre nós, dentre essas hipóteses, a que ocorrer por último.

É possível que não obtenhamos êxito na implementação de nossas estratégias de negócio, ou no desenvolvimento da infra-estrutura necessária para a implementação de nossas atividades como planejado. Na hipótese de um ou mais de nossos projetos não serem concluídos, sofrerem atrasos ou serem encerrados, nossos resultados operacionais devem sofrer efeitos adversos e nossas operações deverão diferir significativamente das atividades descritas neste Prospecto e no Formulário de Referência. Os projetos poderão sofrer atrasos ou ser encerrados por vários motivos, incluindo instabilidade política, ato regulatório do governo, insuficiência de capital, desastres naturais, falha de engenharia ou mudanças na nossa política de negócios. Em razão de fatores da indústria ou daqueles que são especificamente relacionados a nós, poderemos ter que alterar nossos métodos de realizar negócios, o que poderá nos causar um efeito adverso.

Poderemos enfrentar atrasos ou não ser capazes de finalizar nossa reestruturação societária.

Após a liquidação das Ações, pretendemos realizar uma reestruturação societária na qual seremos titulares da totalidade do capital social das Sociedades Australianas, que detêm os ativos peruanos pertencentes ao Grupo Karoon, sendo estes, especificamente, o Bloco Z-38, em mar territorial do Peru, e o Bloco 144, na área terrestre do Peru. As Sociedades Australianas são atualmente subsidiárias da KEI Ltd., a qual, por sua vez, é integralmente detida pelo nosso acionista controlador, a Karoon Austrália.

Em relação à reestruturação societária, nós e a KEI Ltd. celebramos em 21 de outubro de 2010 o Contrato de Opção de Compra de Ações, por meio do qual a KEI Ltd. nos outorgou o direito de adquirir as ações de emissão das Sociedades Australianas, sendo a opção exercível após a Data de Liquidação. De acordo com o Bônus de Subscrição, outorgado por nós simultaneamente à celebração do Contrato de Opção de Compra de Ações, a KEI Ltd. deverá subscrever 500.850 ações ordinárias de nossa emissão por um preço de emissão de R$1.286.359.250,00. No entanto, circunstâncias ou eventos que não dependem de nós, incluindo, sem limitação, casos fortuitos, mudanças em leis e regulamentos, decisões administrativas ou judiciais, questionamentos por terceiros, incluindo autoridades governamentais, a respeito da transferência, podem atrasar ou impedir a conclusão da reestruturação societária. Caso quaisquer desses eventos venham a ocorrer, poderemos não adquirir os blocos Z-38 e 144 no Peru, o que causaria um efeito adverso relevante.

O Estudo de Viabilidade é baseado em projeções de nosso desempenho futuro que podem se revelar inexatas.

O Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer and MacNaughton, que compreende os nossos blocos exploratórios na Bacia de Santos e os blocos exploratórios Z-38 e 144 das Sociedades Australianas no Peru, inclui projeções baseadas em hipóteses e expectativas atuais acerca de eventos futuros e tendências financeiras. Não podemos assegurar que todas essas projeções se realizarão. As estimativas dos recursos potenciais constantes do Estudo de Viabilidade foram preparadas considerando hipóteses limitadas e simplificadas e são utilizadas para ilustrar os nossos recursos potenciais, investimentos e nossos custos. Além disso, tendo em vista os julgamentos subjetivos e as incertezas inerentes às projeções, bem como em razão de as projeções serem baseadas em hipóteses que estão sujeitas a incertezas significativas e contingências fora do nosso controle, não é possível garantir que as projeções ou conclusões derivadas das mesmas se materializarão. Os recursos atuais, custos, fluxo de caixa, margem de lucro e exposição a riscos dos negócios de exploração e produção poderão ser significativamente menos favoráveis do que aqueles projetados no Estudo de Viabilidade. Um risco inerente às estimativas dos nossos recursos potenciais é o fato de que um poço perfurado pode não ser considerado economicamente viável. A possibilidade de não se encontrar reservas é um risco intrínseco ao *portfolio* de ativos das empresas que operam no nosso setor, inclusive nós. Dessa forma, o investidor poderá perder parte ou a totalidade de seu investimento, na medida em que as projeções ou conclusões incluídas no Estudo de Viabilidade, neste Prospecto e no Formulário de Referência não sejam concretizadas.

Estamos sujeitos a inúmeros riscos inerentes à exploração e produção de petróleo e gás, os quais poderão afetar significativa e adversamente nossos negócios, nossa condição financeira e nossos resultados operacionais.

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás envolvem muitos riscos, os quais não podem ser dirimidos ou evitados por completo nem mesmo a combinação de experiência, conhecimento e avaliação cuidadosa. Dependemos do sucesso de nossas atividades de exploração e produção, bem como da futura existência de infra-estrutura que nos permitirá tirar proveito de nossas descobertas. Dessa forma, as nossas atividades estão sujeitas a inúmeros riscos fora de nosso controle, incluindo o risco de determinada perfuração não resultar em uma produção

comercialmente viável de petróleo e gás. As nossas decisões de comprar, pesquisar, desenvolver ou de outra forma explorar potenciais campos ou propriedades dependerão, em parte, da avaliação de dados sísmicos obtidos por meio de análises geofísicas e geológicas, assim como dados de produção e de estudos de engenharia, cujos resultados são frequentemente inconclusivos ou passíveis de interpretações variadas.

Além disso, a negociabilidade da produção de petróleo e gás prevista em nossos projetos será afetada por inúmeros fatores fora do nosso controle. Esses fatores incluem, sem limitação, flutuações nos preços de mercado, proximidade e capacidade de oleodutos e gasodutos, disponibilidade de instalações de processamento e refino, disponibilidade de equipamentos e regulamentação governamental (incluindo, sem limitação, regulamentação relativa a preços, tributos, *royalties*, produção permitida, importação e exportação de petróleo e gás e proteção ambiental). O efeito desses fatores, individual ou conjuntamente, não pode ser previsto de maneira precisa, e, portanto, poderemos não receber um retorno adequado ao nosso capital investido.

Na hipótese de os nossos projetos serem desenvolvidos e se tornarem operacionais, não existirá nenhuma garantia de que os mesmos produzirão petróleo e gás nas quantidades e custos previstos anteriormente por nós, ou que serão mantidos em produção, no todo ou em parte, em determinadas circunstâncias. Os projetos poderão se tornar inviáveis economicamente em razão do aumento dos custos operacionais de produção de petróleo e gás, ou ainda, em razão da redução dos preços desses produtos. Nesses casos, os nossos custos operacionais reais poderão diferir substancialmente das estimativas iniciais. Além disso, é possível que outras adversidades, tais como intensificação da rigidez das leis, da regulamentação ambiental e de segurança, bem como das políticas visando o cumprimento das mesmas, e reclamações por danos materiais ou pessoais resultantes das nossas operações, possam acarretar custos e responsabilidades consideráveis, atrasos, incapacidade de concluir os projetos ou seu abandono, o que poderá causar um efeito adverso relevante para nós.

A demanda de petróleo e gás é altamente volátil. Um declínio substancial ou prolongado dos preços do petróleo ou do gás podem nos afetar, bem como a nossa capacidade de cumprir com as obrigações relativas a despesas de capital e compromissos financeiros de seu plano de negócios, de maneira adversa.

Os preços globais de petróleo e gás têm flutuado muito durante os últimos dez anos e estão sujeitos a fatores de oferta e demanda internacionais que estão fora do nosso controle. Dentre os motivos para tais flutuações estão:

- eventos políticos no mundo, incluindo ameaça e existência de conflitos relevantes, instabilidade política e terrorismo, verificados em determinadas áreas produtoras mais sujeitas à sua influência;
- volume global de estoques, reservas e produtos de petróleo e gás;
- efeitos de mudança climática e de fenômenos meteorológicos, tais como tempestades e terremotos;
- aumento da demanda em países com forte crescimento econômico, tais como China e Índia;
- declínios econômicos, incluindo aqueles resultantes de flutuações na demanda dos nossos produtos;
- ciclos sazonais;
- derramamento de petróleo, desastres naturais ou calamidades ambientais, tais como o derramamento recente no Golfo do México;
- capacidade da OPEP em estabelecer e manter níveis de produção de petróleo e influenciar preços, bem como a capacidade de outras regiões produtoras de aumentar ou diminuir o fornecimento de petróleo;

- preço e disponibilidade de combustíveis alternativos; e
- regulamentações governamentais nacionais ou estrangeiras, bem como outros fatores.

Quaisquer desses eventos poderão afetar os mercados e preços globais de petróleo e gás. Em 2009, a média dos preços de petróleo da WTI foi de US$72,71 por barril, comparada a uma média de US$73,37 por barril no período 2005-2009, com médias máximas e mínimas anuais de US$143,92 por barril e US$36,25 por barril em 2008 e 2005, respectivamente. No período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, a média dos preços de petróleo da WTI foi de US$81,11, comparada a uma média de US$69,40 no período correspondente em 2009.

Os preços de referência internacionais do petróleo, bem como sua demanda, também podem flutuar significantemente durante os ciclos econômicos. O enfraquecimento da demanda global reduziu os preços de certas *commodities* durante os últimos dois anos. Em 2008, os preços de petróleo da WTI caíram mais de 55% em relação a seu pico de US$143,92 por barril, em julho de 2008, refletindo uma importante queda na economia global, não obstante a decisão da OPEP em reduzir a produção como esforço para se manter a estabilidade dos preços. Em 2009, os preços de petróleo da WTI variaram entre US$53,50 e US$86,11 por barril aproximadamente.

A queda dos preços de petróleo e gás pode não apenas diminuir nossas receitas em termos unitários, mas também reduzir a quantidade de petróleo e gás que venhamos a produzir de maneira economicamente viável. A continuidade de preços baixos ou de um posterior declínio nos preços de petróleo e gás podem nos afetar substancialmente e a nossa liquidez e capacidade de financiamento e exigir uma redução do valor contábil dos nossos ativos de petróleo e gás. Não obstante o fato de que as nossas receitas possam aumentar se os preços de petróleo e gás aumentarem significativamente, nossos custos de exploração e produção, bem como os custos de aquisição de outras propriedades e reservas poderão também sofrer aumentos. Caso ocorra qualquer desses fatores, sofreremos um efeito adverso.

Os nossos negócios envolvem muitas incertezas e riscos operacionais que podem nos impedir de obter lucro e aumentar nossos prejuízos.

As nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás poderão não obter sucesso em decorrência de muitos fatores, tais como: clima; perfuração de poços secos; custos adicionais; escassez de equipamentos e pessoal qualificado; e dificuldades mecânicas. Além disso, a perfuração bem sucedida de um poço de gás ou petróleo não garante que a conseguiremos obter lucro sobre seu investimento. Diversos fatores, como fatores geológicos, regulatórios e de mercado podem fazer com que um poço seja pouco economicamente viável ou mesmo economicamente inviável. Os nossos negócios englobam uma variedade de riscos operacionais, tais como:

- incêndios;
- explosões;
- estouros e desabamentos;
- fluxos incontroláveis de gás, petróleo e água de formação;
- desastres naturais, tais como tufões e outras condições climáticas adversas;
- falha nos gasodutos, problemas com cimento, poços marítimos ou oleodutos;
- colapsos no revestimento;

- dificuldades mecânicas, tais como perda ou emperramento de campo de perfuração de petróleo e de ferramentas;
- formações anormais de pressão; ou
- perigos ambientais, tais como, vazamentos de gás; derramamento de petróleo, rupturas em oleoduto e emissão de gases perigosos.

Quaisquer desses eventos ou outros eventos não previstos poderão gerar problemas em quaisquer dos poços, plataformas, sistemas de coleta e instalações de processamento, o que poderá afetar adversamente quaisquer operações de perfuração iniciadas. As operações de perfuração afetadas poderão levar a perdas relevantes resultantes de:

- morte ou lesão corporal;
- danos graves e destruição de propriedade, recursos naturais e equipamentos;
- poluição e danos ambientais;
- limpeza e reparo ou outras responsabilidades remediadoras;
- exigências regulatórias; investigações e penalidades administrativas, civis e criminais;
- suspensão das nossas operações; e
- reparos para reiniciar as nossas operações.

Se quaisquer desses riscos ocorrerem, poderemos ter que limitar ou suspender quaisquer de nossas operações de perfuração ou produção, bem como interromper ou suspender nossa comercialização de petróleo. Além disso, poderemos ter que arcar com custos significativos associados às obrigações de limpeza e reparo; remediadoras ou indenizatórias. Quaisquer dessas ocorrências e suas consequências poderão gerar um efeito adverso para nós e para a capacidade de execução de nosso plano de negócios.

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Nossa sede social está localizada na Rua Farme de Amoedo 56, 8º andar, CEP 22420-020, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro. O número de nosso telefone geral é (21) 2103-4505 e nossa página na Internet é www.karoonbrasil.com.br. O número de telefone do nosso Departamento de Relações com os Investidores é (21) 2103-4503. Nenhuma informação em nossa página na Internet é parte integrante deste Prospecto.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação	Karoon Petróleo & Gás S.A., constituída sob a forma de sociedade por ações, com atos constitutivos arquivados perante a JUCERJA sob o NIRE 33208050644 e com inscrição no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica sob o n.º 09.347.916/0001-97.
Sede	Nossa sede está localizada na Rua Farme de Amoedo 56, 8º andar, CEP 22420-020, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro.
Diretoria de Relações com Investidores	Nossa Diretoria de Relações com Investidores está localizada em nossa sede. Nosso Diretor de Relações com Investidores é o Sr. Juliano Magalhães Macedo. Nosso Departamento de Relações com Investidores pode ser contatado pelo telefone (21) 2103-4503, fac-símile (21) 2103-4661 e correio eletrônico ir@karoonbrasil.com.br.
Instituição Escrituradora	Itaú Corretora de Valores S.A, com sede na Av. Brig. Faria Lima 3400, 10º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, telefone (11) 5029-1942.
Auditores Independentes	PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, localizada na Rua da Candelária 65, 11º a 15º andares, CEP 20091-020, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, telefone (21) 3232-6112 e fac-símile (21) 2516-6592.
Atendimento aos Acionistas	O atendimento aos nossos acionistas é realizado por meio da Instituição Escrituradora.
Listagem	No dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, as Ações serão negociadas na BM&FBOVESPA sob o código "KRBR3" e listadas no Novo Mercado.
Jornais	Divulgamos nossas informações societárias no DOERJ e no jornal "Valor Econômico".
Página na Internet	www.karoonbrasil.com.br. As informações constantes da nossa página na Internet não são parte integrante deste Prospecto, nem devem ser incorporadas por referência a este Prospecto.
Informações Adicionais Sobre Nós e a Oferta	Informações complementares sobre nós e sobre a Oferta poderão ser obtidas conosco, com os Coordenadores, com a BM&FBOVESPA e com a CVM, nos endereços e páginas da Internet indicados na seção "Identificação da Companhia, dos Administradores, dos Coordenadores, dos Consultores e dos Auditores", na página 61 deste Prospecto.
Formulário de Referência	Informações adicionais detalhadas sobre nós, nossos negócios e operações poderão ser encontradas no Formulário de Referência.

IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA, DOS ADMINISTRADORES, DOS COORDENADORES, DOS CONSULTORES E DOS AUDITORES

Para fins do disposto no item 2 do Anexo III da Instrução CVM 400, esclarecimentos sobre nós e sobre a Oferta poderão ser obtidos nos seguintes endereços e páginas da Internet.

COMPANHIA

Karoon Petróleo & Gás S.A.
Diretoria de Relações com Investidores
At.: Sr. Juliano Magalhães Macedo
Rua Farme de Amoedo 56, 8º andar
22420-020 Rio de Janeiro, RJ
Telefone: (21) 2103-4503
Fac-símile: (21) 2103-4661
E-mail: ir@karoonbrasil.com.br
www.karoonbrasil.com.br

COORDENADORES – COORDENADOR LÍDER

Banco Morgan Stanley S.A.
At.: Sr. Paulo Mendes
Av. Brig. Faria Lima 3600, 6º andar e 7º andar (parte)
04538-132 São Paulo, SP
Telefone: (11) 3048-6000
Fac-símile: (11) 3048-6010
www.morganstanley.com.br/prospectos, em tal página acessar "Prospecto Preliminar – Karoon Petróleo & Gás S.A."

A pessoa acima é o responsável designado pelo Coordenador Líder, de acordo com o artigo 33, parágrafo 3º, inciso III, da Instrução CVM 400.

Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
At.: Sr. Marcelo Millen
Av. Brig. Faria Lima 3064, 13º andar
01451-000 São Paulo, SP
Telefone: (11) 3841-6800
Fac-símile: (11) 3841-6912
http://br.credit-suisse.com/ofertas, em tal página acessar "Karoon – Prospecto Preliminar"

Banco BTG Pactual S.A.
At.: Sr. Fabio Nazari
04538-133 Av. Brig. Faria Lima 3729, 9º andar
São Paulo, SP
Telefone: (11) 3383-2000
Fac-símile: (11) 3383-2001
https://www.btgpactual.com/home/AreasDeNegocios.aspx/BancoDeInvestimento/Mercado_de_Capitais, neste site acessar "2010", depois "Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da Karoon Petróleo & Gás S.A. – Prospecto Preliminar – 2010"

COORDENADOR CONTRATADO

Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
At.: Sr. Persio Dangot
Av. Paulista 1111, 11º andar
01311-920 São Paulo, SP
Telefone: (11) 4009-3000
Fac-símile: (11) 2845-2402
http:////corporate.citibank.com.br, em tal página acessar "Prospectos de Operações" e "Prospecto Preliminar Oferta de Ações Karoon"

CONSULTORES JURÍDICOS

Consultores Jurídicos da Companhia para o Direito Brasileiro

Veirano Advogados
At.: Sr. Ricardo C. Veirano/Sra. Joana Scarpa
Av. das Nações Unidas 12995, 18º andar
04578-000 São Paulo, SP
Telefone: (11) 5503-3702
Fac-símile: (11) 5503-3990
www.veirano.com.br

Consultores Jurídicos da Companhia para o Direito dos Estados Unidos

White & Case LLP
At.: Sr. Donald Baker
Av. Brig. Faria Lima 2277, 4º andar
01452-000 São Paulo, SP
Telefone: (11) 3147-5600
Fac-símile: (11) 3147-5611
www.whitecase.com

Consultores Jurídicos da Companhia para o Direito Peruano

Barrios & Fuentes, Abogados
At.: Sr. German Barrios
Arias Araguez 250, Miraflores
Lima 18, Peru
Telefone: (+511) 610 6100
Fac-símile: (+511) 445 1015
www.bafur.com.pe

Consultores Jurídicos dos Coordenadores para o Direito Brasileiro

Pinheiro Guimarães – Advogados
At.: Sr. Francisco J. Pinheiro Guimarães / Sra. Ivie Moura Alves
Av. Paulista 1842, 24° andar
01310-923 São Paulo, SP
Telefone: (11) 4501-5000
Fac-símile: (11) 4501-5025
www.pinheiroguimaraes.com.br

Consultores Jurídicos dos Coordenadores para o Direito dos Estados Unidos

Simpson Thacher & Bartlett LLP
At.: Sr. Jaime Mercado
Av. Pres. Juscelino Kubitschek 1455, 12º andar
04543-011 São Paulo, SP
Telefone: (11) 3546-1004
Fac-símile: (11) 3546-1002
www.stblaw.com

Consultores Jurídicos dos Coordenadores para o Direito Peruano

Rodrigo, Elías & Medrano Abogados
At.: Sr. Jean Paul Chabaneix
Av. San Felipe 758, Jesús María
Lima 11, Peru
Telefone: (+ 511) 619-1900
Fac-símile: (+ 511) 619-1900
www.estudiorodrigo.com

AUDITORES INDEPENDENTES

PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes
At.: Sr. Marcos Panassol
Rua da Candelária 65, 11º a 15º andares
20091-020 Rio de Janeiro, RJ
Telefone: (21) 3232-6112
Fac-símile: (21) 2516-6592
www.pwc.com.br

APRESENTAÇÃO DAS INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS

COORDENADOR LÍDER

Morgan Stanley, entidade constituída de acordo com as leis de Delaware, Estados Unidos, com sede em Nova Iorque, Estados Unidos, foi fundado nos Estados Unidos como banco de investimento em 1935. Em meados de 1971, ingressou no mercado de *sales & trading* e estabeleceu uma área dedicada a fusões e aquisições. Em 1984, Morgan Stanley passou a oferecer o serviço de corretagem *prime*.

Em 1986, abriu seu capital no New York Stock Exchange – NYSE. Em 1997, uniu-se com a Dean Witter, Discover & Co., originando uma das empresas globais líderes no mercado de *securities*, *asset management* e *credit services*. Em 2008, tornou-se um *bank holding company* e estabeleceu uma aliança estratégica com o Mitsubishi UFJ Group. Em 2009, formou uma *joint venture* com Smith Barney, combinando seus negócios de *wealth management*.

Atualmente, Morgan Stanley atua nas áreas de (i) *institutional securities*, que engloba serviços de captação de recursos; de assessoria financeira, incluindo fusões e aquisições, reestruturações, *real estate* e *project finance*; empréstimos corporativos; assim como atividades de venda, negociação, financiamento e formação de mercado em valores mobiliários de renda fixa e variável, e produtos relacionados, incluindo câmbio e *commodities*; (ii) *global wealth management group*, que engloba serviços de corretagem e assessoria em investimento; planejamento financeiro; crédito e produtos de financiamento; gestão de caixa; e serviços fiduciários; e (iii) *asset management*, que engloba produtos e serviços globais em investimentos em renda variável, renda fixa, e investimentos alternativos; incluindo fundos de *hedge*, fundos de fundos e *merchant banking*, por meio de mais de 50 escritórios estrategicamente posicionados ao redor do globo. Em 30 de junho de 2010, Morgan Stanley apresentou patrimônio líquido de US$59.159 milhões e ativos totais no valor de US$809.456 milhões.

Em 1997, Morgan Stanley estabeleceu um escritório permanente no Brasil em São Paulo e, em 2001, fortaleceu sua posição no País ao constituir o Morgan Stanley e a Morgan Stanley Corretora. O Morgan Stanley é um banco múltiplo autorizado pelo Banco Central com carteiras comercial, de investimento e câmbio. O Morgan Stanley é uma subsidiária indiretamente controlada pelo Morgan Stanley. Atualmente, o Morgan Stanley desenvolve principalmente as atividades de banco de investimento, renda variável, renda fixa e câmbio no Brasil.

CREDIT SUISSE

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*, *investment banking* 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 empregados de aproximadamente 100 diferentes nacionalidades. As ações de emissão do Credit Suisse Group (CSGN) são negociadas na Suíça (SWX) e na forma de ADS (CS) em Nova York (NYSE). Os *ratings* 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. 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, colocações primárias e secundárias 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 2º lugar em 2008 e 2009, de acordo com Securities Data Co.;

- Líder no *Ranking* de Oferta Pública Inicial (IPO) do Brasil de 2005 a 2008 e 2º lugar em 2009, de acordo com Securities Data Co.; e

- Líder no *Ranking* de Fusões e Aquisições do Brasil de 2007 a 2009, de acordo com Securities Data Co.

O Credit Suisse foi reconhecido como o "Melhor Banco Global", "Melhor Banco de Investimentos para Mercados Emergentes", "Melhor Banco de Investimentos da América Latina", "Melhor M&A House da América Latina" e "Melhor M&A House do Brasil" em 2010, pela revista Euromoney.

O Credit Suisse foi eleito "*Best Investment Bank in Latin America*" (Revista LatinFinance, 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 LatinFinance. O Credit Suisse também desempenhou papel de liderança em duas transações às quais a revista se referiu como as "Melhores Operações" das últimas duas décadas: 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 de US$3,75 bilhões em duas *tranches* e por uma oferta local em reais, ambas lideradas pelo Credit Suisse – e a abertura de capital (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 LatinFinance 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 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 LatinFinance em 2007, incluindo a abertura de capital (IPO) da BOVESPA de US$3,2 bilhões, eleita a "Melhor Emissão de Ações Primárias", 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 a responsabilidade cultural e social, ao longo de 2008, 2009 e 2010, o Credit Suisse e suas subsidiárias direcionaram e continuarão direcionando recursos para projetos culturais e sociais. Destacam-se, entre os projetos e instituições apoiados, a OSESP (Orquestra Sinfônica do Estado de São Paulo), a OSB (Orquestra Sinfônica Brasileira), o MAM (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 se apóia na convicção de que o

Credit Suisse deve participar de ações que contribuam tanto para o retorno a seus acionistas, clientes e empregados quanto para o desenvolvimento cultural e social do Brasil.

BTG PACTUAL

O Banco Pactual S.A. foi fundado em 1983 como uma distribuidora de títulos e valores mobiliários. Em 2006, o UBS A.G., instituição global de serviços financeiros, e o Banco Pactual S.A. associaram-se para criar o Banco UBS Pactual S.A. Em 2009, o Banco UBS Pactual S.A. foi adquirido pelo grupo BTG Investments, formando o BTG Pactual. O BTG Pactual tem como foco principal as áreas de pesquisa, finanças corporativas, mercado de capitais, fusões & aquisições, *wealth management*, *asset management* e *sales & trading* (vendas e negociação). No Brasil, possui escritórios em São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte, Porto Alegre e Recife. Possui, ainda, escritórios em Londres, Nova Iorque e Hong Kong.

Na área de *wealth management*, o BTG Pactual oferece uma ampla seleção de serviços personalizados, que variam desde *asset management* a planejamento de corporate finance.

Na área de *investment banking*, o BTG Pactual presta serviços para diversos clientes em todo o mundo, incluindo empresas, governos, *hedge funds*, patrocinadores financeiros, empresas de *private equity*, bancos, corretoras e gestores de ativos. Oferece consultoria especializada, excelente execução, produtos inovadores e acesso abrangente aos mercados de capitais mundiais. Seu vasto conhecimento adquirido ao longo dos anos posicionaram o BTG Pactual na liderança entre as instituições de atuação nacional e global, mantendo posição de liderança no Brasil.

O BTG Pactual é o líder no *ranking* de ofertas de ações do Brasil de 2004 a julho de 2010 pelo número e volume de operações, participando de um total de mais de 100 operações no período. Além disso, ficou em 1º lugar em 2009 em volume de ofertas, também de acordo com a ANBIMA. Em 2009, o BTG Pactual foi assessor financeiro exclusivo da Perdigão na sua fusão com a Sadia criando uma das maiores empresas globais da indústria alimentícia. A oferta recebeu o prêmio de *Follow-on* do Ano na América Latina pela Latin Finance. O BTG Pactual também recebeu o prêmio de IPO do Ano na América Latina por sua atuação na oferta de Visanet.

O BTG Pactual foi eleito por três vezes "*World's Best Equity House*" (Euromoney, em 2003, 2004 e 2007), além de "*Equity House of the Year*" (IFR, 2007). Sua atuação e grande conhecimento sobre a América Latina renderam seis vezes o título de "*Best Equity House Latin America*" (Euromoney de 2002 a 2005 e 2007 a 2008). Demonstrando a sua força no Brasil, o BTG Pactual foi eleito em 2010 como o "*Brazil's Equity House of the Year*".

Como principal suporte a seus investidores, o BTG Pactual sempre investiu fortemente na sua equipe de equity research, buscando os melhores profissionais do mercado para a atuação junto ao grupo de investidores. Seus investimentos na área renderam o título de "*#1 Equity Research Team Latin America*" de 2003 a 2007 (Institutional Investor). No entanto, sua expertise é demonstrada pela forte atuação no Brasil, onde o BTG Pactual é o primeiro colocado no *ranking* da Institutional Investor há sete anos consecutivos (de 2003 a 2009), contando com a equipe de profissionais de maior conhecimento de toda a região.

Sua liderança no mercado de capitais é comprovada pela forte atuação em 2010, participando das ofertas de follow-on do Banco do Brasil, JBS, Even e PDG Realty, bem como da abertura de capital da Aliansce, Multiplus, OSX, EcoRodovias, Mills e Júlio Simões. Esta posição de liderança foi alcançada em função do forte relacionamento do BTG Pactual com seus clientes, com sua atuação constante e de acordo com a percepção de valor agregado para suas operações, fato comprovado pela sua atuação em todas as operações de *follow-on* das empresas nas quais participou em sua abertura de capital.

O BTG Pactual também oferece serviços de *sales and trading* (vendas e negociação) em renda fixa, ações e câmbio na América Latina, tanto em mercados locais quanto internacionais. Os especialistas em produtos, setores e países oferecem consultoria e execução de fusões e aquisições de primeira linha. Na área de *asset management*, as estratégias de investimento são desenhadas para clientes institucionais, clientes *private*, empresas e parceiros de distribuição.

CITI

O Citi é uma empresa pertencente ao 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 terceiros destinados a operações com valores mobiliários, exercer as funções de agente emissor 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.

O Citi tem atuado com destaque no segmento de mercado de capitais, atuando como coordenador global na maior operação já realizada na história, a oferta pública de ações da Petrobras, no valor de R$120,2 bilhões (setembro de 2010), e participou também, 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) e Banco do Brasil S.A., no valor de R$9,8 bilhões (agosto de 2010).

[página intencionalmente deixada em branco]

PARTE 2 – INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA

- Sumário da Oferta
- Informações Sobre a Oferta
- Operações Vinculadas à Oferta
- Fatores de Risco
- Destinação dos Recursos
- Capitalização
- Diluição

SUMÁRIO DA OFERTA

Companhia	Karoon Petróleo & Gás S.A.
Coordenador Líder	Banco Morgan Stanley S.A.
Coordenadores	O Coordenador Líder, o Credit Suisse e o BTG Pactual.
Coordenadores Contratados	Citigroup Global Markets Brasil, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores, os Coordenadores Contratados e as Instituições Consorciadas, em conjunto.
Agentes de Colocação Internacional	Morgan Stanley & Co. Incorporated, Credit Suisse Securities (USA) LLC, BTG Pactual US Capital Corp., Citigroup Global Markets Inc., BMO Nesbitt Burns Inc. e Southern Cross Equities Limited, em conjunto.
Oferta	Oferta pública de distribuição primária das Ações no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução CVM 400 e demais disposições legais aplicáveis, com esforços de colocação no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, aos Investidores Estrangeiros, de acordo com as disposições do Contrato de Colocação Internacional.
Ações	1.030.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, objeto da Oferta.
Ações do Lote Suplementar	Até 154.500 ações ordinárias de emissão da Companhia, equivalentes a até 15% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais), que, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, conforme a Opção de Lote Suplementar, poderão ser acrescidas à Oferta, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas.
Ações Adicionais	Até 206.000 ações ordinárias de emissão da Companhia, equivalentes a até 20% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar), que, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data de publicação do Anúncio de Início, poderão, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores, ser acrescidas à Oferta, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas.
Preço por Ação	O Preço por Ação, que será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

Valor Total da Oferta	R$1.184.500.000,00 (com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação e sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais).
Público Alvo	Investidores da Oferta de Dispersão, no âmbito da Oferta de Dispersão, e Investidores da Oferta Institucional, no âmbito da Oferta Institucional, sendo que os Investidores Estrangeiros deverão investir nas Ações por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM.
Oferta de Dispersão	No contexto da Oferta, o montante de, no mínimo, 10% e, a critério dos Coordenadores, o montante de, no máximo, 15% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será destinado prioritariamente à colocação pública para Investidores da Oferta de Dispersão que realizem Pedido de Reserva.
Período de Reserva	Será concedido aos Investidores da Oferta de Dispersão o prazo entre 4 de novembro de 2010 e 9 de novembro de 2010, inclusive, para a realização dos respectivos Pedidos de Reserva.
Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas	Caso seja verificado excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será vedada a colocação de Ações aos Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas, sendo os Pedidos de Reserva realizados por Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente cancelados.
Oferta Institucional	No contexto da Oferta, as Ações destinadas à Oferta de Dispersão que não tiverem sido alocadas aos Investidores da Oferta de Dispersão, juntamente com as demais Ações objeto da Oferta, serão destinadas aos Investidores da Oferta Institucional.

Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas	Poderá ser 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. Caso seja verificado excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será vedada a colocação de Ações aos Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas. Os investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para proteção (*hedge*) de operações com derivativos (incluindo operações de *total return swap*) não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para os fins da Oferta. A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá impactar adversamente a 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 ordinárias de nossa emissão no mercado secundário.
Inadequação da Oferta a Certos Investidores	A Oferta é inadequada aos investidores que não sejam Investidores Qualificados Locais ou Investidores Estrangeiros. Uma decisão de investimento nas Ações requer experiência e conhecimentos específicos que permitam ao investidor uma análise detalhada dos nossos negócios, mercado de atuação e os riscos inerentes aos nossos negócios, que podem, inclusive, ocasionar a perda integral do valor investido. Recomenda-se que os Investidores Qualificados Locais interessados em participar da Oferta consultem seus advogados, contadores, consultores financeiros e demais profissionais que julgarem necessários para auxiliá-los na avaliação dos riscos inerentes aos nossos negócios e ao investimento nas Ações. Adicionalmente, como todo e qualquer investimento em valores mobiliários de renda variável, o investimento nas Ações apresenta certos riscos e possibilidades de perdas patrimoniais que devem ser cuidadosamente considerados antes da tomada de decisão de investimento (ver seções "Sumário – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco", nas páginas 54 e 95, respectivamente, deste Prospecto, e as seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência, além de outras informações incluídas neste Prospecto e no Formulário de Referência).
Data de Liquidação	A data de liquidação física e financeira das Ações (exceto pelas Ações do Lote Suplementar) que deverá ocorrer até o último dia do Período de Colocação.

Data de Liquidação das Ações do Lote Suplementar	Data da liquidação física e financeira das Ações do Lote Suplementar, que deverá ocorrer até o terceiro dia útil após a respectiva data de exercício da Opção de Lote Suplementar, mas não antes da data de publicação do Anúncio de Início.
Garantia Firme de Liquidação	Observadas as condições previstas no Contrato de Distribuição, os Coordenadores realizarão a colocação da totalidade das Ações, em regime de garantia firme de liquidação, de forma individual e não solidária, de acordo com os limites individuais e demais disposições previstas no Contrato de Distribuição e na seção "Informações Sobre a Oferta – Contrato de Distribuição – Garantia Firme de Liquidação", na página 78 deste Prospecto. Se, ao final do Período de Colocação, as Ações não tiverem sido totalmente subscritas e integralizadas pelos respectivos investidores, cada um dos Coordenadores, de forma individual e não solidária, liquidará, no último dia do Período de Colocação, pelo Preço por Ação, na proporção e até o limite individual de cada um dos Coordenadores, conforme indicado na seção "Informações Sobre a Oferta – Contrato de Distribuição – Garantia Firme de Liquidação", na página 78 deste Prospecto, a totalidade do respectivo saldo resultante da diferença entre (i) a quantidade de Ações indicada no Contrato de Distribuição; e (ii) a quantidade de Ações efetivamente liquidada pelos investidores que as subscreveram. A proporção prevista acima poderá ser realocada de comum acordo entre os Coordenadores. Tal garantia é vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de *Bookbuilding* e celebrado o Contrato de Distribuição e concedido o registro da Oferta pela CVM.
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações	As Ações conferirão aos seus subscritores os direitos e as vantagens e estarão sujeitas às restrições decorrentes da Lei das Sociedades por Ações, do Regulamento do Novo Mercado e do nosso Estatuto Social, dentre os quais: (i) direito de voto nas nossas assembleias gerais, sendo que cada Ação corresponderá a um voto; (ii) direito ao dividendo obrigatório, em cada exercício social, equivalente a 0,001% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações; (iii) direito de alienação das Ações nas mesmas condições asseguradas ao acionista controlador alienante, em caso de alienação, direta ou indireta, a título oneroso, do nosso controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas (*tag along* de 100% do preço); e (iv) direito ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que viermos a declarar a partir da Data de Liquidação e da Data de Liquidação do Lote Suplementar, conforme o caso.

Restrições a Negociações com Ações Ordinárias de Nossa Emissão (*Lock-up*)	Durante o prazo de 180 dias contados da data de publicação do Anúncio de Início, nós, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria, exceto mediante prévio consentimento por escrito dos Coordenadores e dos Agentes de Colocação Internacional e observadas determinadas outras exceções, estaremos obrigados a, com relação a quaisquer ações ordinárias de nossa emissão ou quaisquer valores mobiliários conversíveis, permutáveis ou exercíveis em ações de nossa emissão, não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, onerar ou de outra forma dispor, realizar qualquer operação com o mesmo efeito, realizar qualquer operação de derivativos, divulgar publicamente a intenção de realizar tal emissão, oferta, venda, oneração, disposição, operação com o mesmo efeito ou operação de derivativos ou exigir ou exercer qualquer direito com relação ao registro nos termos do *Securities Act* ou da legislação brasileira. Adicionalmente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subsequentes à data de publicação do Anúncio de Início, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações ordinárias de nossa emissão ou derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações ordinárias de nossa emissão e derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após efetivação da Oferta.
Free Float	Após a conclusão da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais, estimamos que 31,9% das ações ordinárias de nossa emissão estarão em circulação.
Conselho Fiscal	Nos termos do nosso Estatuto Social, nosso Conselho Fiscal, de caráter não permanente, somente será instalado quando por solicitação dos acionistas na forma da Lei das Sociedades por Ações, e será composto por, no mínimo, três e, no máximo, cinco membros e suplentes em igual número, acionistas ou não, eleitos pela Assembleia Geral em que for requerido o seu funcionamento.

Resolução de Conflitos por Meio de Arbitragem	Nos termos do nosso Estatuto Social, nós, nossos acionistas, os membros do nosso Conselho de Administração, os membros da nossa Diretoria e os membros do nosso Conselho Fiscal obrigamo-nos a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre nós, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no nosso Estatuto Social, 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 do Novo Mercado, do Contrato de Participação do Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.
Aprovações Societárias	A Oferta foi aprovada pelo nosso Conselho de Administração, em reunião realizada em 22 de outubro de 2010, cuja ata foi publicada no DOERJ e no jornal "Valor Econômico", em 27 de outubro de 2010 e será arquivada na JUCERJA. Nosso Conselho de Administração, previamente à concessão do registro da Oferta pela CVM, em reunião cuja ata será publicada no jornal "Valor Econômico" na data de publicação do Anúncio de Início e será arquivada na JUCERJA e publicada no DOERJ, aprovará a emissão das Ações e o Preço por Ação, a ser calculado de acordo com o artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações e aferido tendo como parâmetro o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*.
Listagem	No dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, as Ações serão negociadas na BM&FBOVESPA sob o código "KRBR3" e listadas no Novo Mercado. Durante o prazo de 12 meses contados da data de publicação do Anúncio de Início, ou seja, até 11 de novembro de 2011, inclusive, as Ações serão negociadas exclusivamente em lotes indivisíveis de 100 Ações, não sendo admitidas negociações de lotes fracionários. Exceto pelo registro da Oferta pela CVM, nós e os Coordenadores não pretendemos realizar nenhum registro da Oferta ou das Ações nos Estados Unidos e nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país.
Instituição Escrituradora das Ações Ordinárias de Nossa Emissão	Itaú Corretora de Valores S.A.

Destinação dos Recursos	Os recursos líquidos de comissões e sem considerar as despesas da Oferta obtidos por nós com a Oferta, equivalentes a R$1.113.430.000,00 (com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação e sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais) serão utilizados para despesas administrativas e custos fixos, principalmente relacionadas com a nossa sede, e para despesas com perfurações, incluindo a obtenção de aprovações e licenças ambientais, aquisição de dados sísmicos, despesas geotécnicas e geofísicas e com equipamentos de perfuração. Para mais informações, ver seção "Destinação dos Recursos", na página 102 deste Prospecto.
Fatores de Risco	Para uma descrição dos fatores que devem ser considerados antes da decisão de investimento nas Ações, ver seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco", nas páginas 54 e 95, respectivamente, deste Prospecto, e seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência, além de outras informações incluídas neste Prospecto e no Formulário de Referência.
Declarações	Nossa declaração e a declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400, estão anexas a este Prospecto.
Informações Adicionais	Para mais informações sobre a Oferta, ver seção "Informações Sobre a Oferta", na página 78 deste Prospecto. Nós e o Coordenador Líder solicitamos o registro da Oferta em 8 de setembro de 2010, estando a Oferta sujeita à prévia aprovação pela CVM. Mais informações sobre a Oferta poderão ser obtidas com as Instituições Participantes da Oferta nos respectivos endereços indicados na seção "Identificação da Companhia, dos Administradores, dos Coordenadores, dos Consultores e dos Auditores", na página 60 deste Prospecto.

CRONOGRAMA ESTIMADO DA OFERTA

Encontra-se abaixo um cronograma estimado das principais etapas da Oferta:

N.º	Evento	Data de Realização/Data Prevista[1][2]
1.	Publicação do Aviso ao Mercado (sem logotipos das Instituições Consorciadas) Disponibilização do Prospecto Preliminar Início das apresentações para potenciais investidores Início do Procedimento de *Bookbuilding*	27/10/2010
2.	Republicação do Aviso ao Mercado (com logotipos das Instituições Consorciadas) Início do Período de Reserva	04/11/2010
3.	Encerramento do Período de Reserva	09/11/2010
4.	Encerramento das apresentações para potenciais investidores Encerramento do Procedimento de *Bookbuilding* Fixação do Preço por Ação Aprovação do Preço por Ação pela Companhia Assinatura do Contrato de Distribuição e dos demais contratos relacionados à Oferta Início do prazo para exercício da Opção de Lote Suplementar	10/11/2010
5.	Registro da Oferta pela CVM Publicação do Anúncio de Início Disponibilização do Prospecto Definitivo	11/11/2010
6.	Início das negociações das Ações na BM&FBOVESPA	12/11/2010
7.	Data de Liquidação	17/11/2010
8.	Encerramento do prazo para exercício da Opção de Lote Suplementar	10/12/2010
9.	Data limite para a liquidação das Ações do Lote Suplementar	15/12/2010
10.	Data limite para a publicação do Anúncio de Encerramento	20/12/2010

(1) As datas previstas para os eventos futuros são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões, prorrogações e antecipações sem aviso prévio, a nosso critério e a critério dos Coordenadores. Ainda, caso ocorram alterações das circunstâncias, revogação ou modificação da Oferta, tal cronograma poderá ser alterado. Para mais informações, ver seções "Informações sobre a Oferta – Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação da Oferta" e "Informações sobre a Oferta – Suspensão e Cancelamento da Oferta", na página 78 deste Prospecto.

(2) Para informações sobre posterior alienação de Ações que eventualmente venham a ser liquidadas pelos Coordenadores em decorrência do exercício da garantia firme, ver seção "Informações sobre a Oferta – Contrato de Distribuição – Garantia Firme de Liquidação", na página 78 deste Prospecto.

INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Na data deste Prospecto, nosso capital social é de R$83.881.992,00, totalmente subscrito e integralizado, representado por 2.199.150 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Nosso capital social poderá ser aumentado independentemente de reforma estatutária, até o limite de R$10.000.000.000,00, por deliberação do Conselho de Administração, que fixará o preço de emissão, a quantidade de ações ordinárias a serem emitidas e as demais condições de subscrição e integralização das ações dentro do capital autorizado.

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

	Capital Social Subscrito e Integralizado
Espécie e Classe	**Quantidade**
Ordinárias	2.199.150
Total	**2.199.150**

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e sem considerar as Ações Adicionais:

	Capital Social Subscrito e Integralizado	
Espécie e Classe	**Quantidade**	**Valor (R$)**
Ordinárias	3.229.150	3.713.522.500
Total	**3.229.150**	**3.713.522.500**

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, considerando as Ações do Lote Suplementar e sem considerar as Ações Adicionais:

	Capital Social Subscrito e Integralizado	
Espécie e Classe	**Quantidade**	**Valor (R$)**
Ordinárias	3.383.650	3.891.197.500
Total	**3.383.650**	**3.891.197.500**

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e considerando as Ações Adicionais:

	Capital Social Subscrito e Integralizado	
Espécie e Classe	**Quantidade**	**Valor (R$)**
Ordinárias	3.435.150	3.950.422.500
Total	**3.435.150**	**3.950.422.500**

Após a conclusão da Oferta, a composição do nosso capital social será a seguinte, considerando as Ações do Lote Suplementar e considerando as Ações Adicionais:

	Capital Social Subscrito e Integralizado	
Espécie e Classe	**Quantidade**	**Valor (R$)**
Ordinárias	3.589.650	4.128.097.500
Total	**3.589.650**	**4.128.097.500**

O quadro a seguir apresenta os acionistas titulares de 5% ou mais das ações ordinárias de nossa emissão, assim como o percentual representativo dessas ações em relação ao nosso capital social (i) na data deste Prospecto; e (ii) após a conclusão da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e sem considerar as Ações Adicionais.

	Na Data deste Prospecto		Após a Oferta	
Acionistas[1]	**Ações**	**Capital Total (%)**	**Ações**	**Capital Total (%)**
KEI (Brazil Santos) PTY. Ltd.	2.199.142	99,99%	2.199.142	68,1%
KEI Ltd.	1	0,01%	1	0,0%
Outros	7	0,01%	1.030.007	31,9%
Total	**2.199.150**	**100,0%**	**3.229.150**	**100,0%**

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "15. Controle", no Formulário de Referência.

O quadro a seguir apresenta os acionistas titulares de 5% ou mais das ações ordinárias de nossa emissão, assim como o percentual representativo dessas ações em relação ao nosso capital social (i) na data deste Prospecto; e (ii) após a conclusão da Oferta, considerando as Ações do Lote Suplementar e sem considerar as Ações Adicionais.

	Na Data deste Prospecto		Após a Oferta	
Acionistas[1]	**Ações**	**Capital Total (%)**	**Ações**	**Capital Total (%)**
KEI (Brazil Santos) PTY. Ltd.	2.199.142	99,99%	2.199.142	65,0%
KEI Ltd.	1	0,01%	1	0,0%
Outros	7	0,01%	1.184.507	35,0%
Total	**2.199.150**	**100,0%**	**3.383.650**	**100,0%**

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "15. Controle", no Formulário de Referência.

O quadro a seguir apresenta os acionistas titulares de 5% ou mais das ações ordinárias de nossa emissão, assim como o percentual representativo dessas ações em relação ao nosso capital social (i) na data deste Prospecto; e (ii) após a conclusão da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e considerando as Ações Adicionais.

	Na Data deste Prospecto		Após a Oferta	
Acionistas[1]	**Ações**	**Capital Total (%)**	**Ações**	**Capital Total (%)**
KEI (Brazil Santos) PTY. Ltd.	2.199.142	99,99%	2.199.142	64,0%
KEI Ltd.	1	0,01%	1	0,0%
Outros	7	0,01%	1.236.007	36,0%
Total	**2.199.150**	**100,0%**	**3.435.150**	**100,0%**

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "15. Controle", no Formulário de Referência.

O quadro a seguir apresenta os acionistas titulares de 5% ou mais das ações ordinárias de nossa emissão, assim como o percentual representativo dessas ações em relação ao nosso capital social (i) na data deste Prospecto; e (ii) após a conclusão da Oferta, considerando as Ações do Lote Suplementar e considerando as Ações Adicionais.

	Na Data deste Prospecto		Após a Oferta	
Acionistas[(1)]	**Ações**	**Capital Total (%)**	**Ações**	**Capital Total (%)**
KEI (Brazil Santos) PTY. Ltd.	2.199.142	99,99%	2.199.142	61,3%
KEI Ltd.	1	0,01%	1	0,0%
Outros	7	0,01%	1.390.507	38,7%
Total	**2.199.150**	**100,0%**	**3.589.650**	**100,0%**

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre nossos acionistas titulares de mais de 5% do nosso capital social, inclusive sua composição societária, ver seção "15. Controle", no Formulário de Referência.

DESCRIÇÃO DA OFERTA

A Oferta compreende a distribuição pública primária das Ações no Brasil, sob a coordenação dos Coordenadores, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução CVM 400 e demais disposições legais aplicáveis, com esforços de colocação no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, para Investidores Estrangeiros, de acordo com as disposições do Contrato de Colocação Internacional.

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais) poderá ser acrescida das Ações do Lote Suplementar, conforme Opção de Lote Suplementar. O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de até 30 dias contados, inclusive, da data de início das negociações das ações ordinárias de nossa emissão na BM&FBOVESPA, de exercer a Opção de Lote Suplementar, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação aos demais Coordenadores, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento em que for fixado o Preço por Ação tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores.

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data de publicação do Anúncio de Início, a quantidade total das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar) poderá, a nosso critério, em comum acordo com os Coordenadores, ser acrescida das Ações Adicionais.

Durante o prazo de 12 meses contados da data de publicação do Anúncio de Início, ou seja, até 11 de novembro de 2011, inclusive, as Ações serão negociadas exclusivamente em lotes indivisíveis de 100 Ações, não sendo admitidas negociações de lotes fracionários.

Exceto pelo registro da Oferta pela CVM, nós e os Coordenadores não pretendemos realizar nenhum registro da Oferta ou das Ações nos Estados Unidos e nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país.

PREÇO POR AÇÃO

O Preço por Ação será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*. Nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações, a escolha do critério para determinação do Preço por Ação é justificada pelo fato de que o Preço por Ação não promoverá a diluição injustificada dos nossos acionistas e de que as Ações serão distribuídas por meio de oferta pública, em que o valor de mercado das Ações será aferido tendo

como parâmetro o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, que refletirá o valor pelo qual os Investidores da Oferta Institucional apresentarão suas intenções de investimento no contexto da Oferta. Os Investidores da Oferta de Dispersão não participarão do Procedimento de *Bookbuilding*, e, portanto, não participarão da fixação do Preço por Ação. **No contexto da Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R$1.025,00 e R$1.275,00, podendo, no entanto, ser fixado fora dessa faixa indicativa.**

Poderá ser 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. Caso seja verificado excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será vedada a colocação de Ações aos Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas. Os investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para proteção (*hedge*) de operações com derivativos (incluindo operações de *total return swap*) não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para os fins da Oferta. **A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá impactar adversamente a 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 ordinárias de nossa emissão no mercado secundário.**

QUANTIDADE, VALOR, ESPÉCIE E RECURSOS LÍQUIDOS

Após a conclusão da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e sem considerar as Ações Adicionais:

Oferta	Quantidade	Valor[(1)] (R$)	Comissões[(1)] (R$)	Recursos Líquidos[(1)(2)] (R$)
Por Ação	1	1.150,00	69,00	1.081,00
Total	**1.030.000**	**1.184.500.000,00**	**71.070.000,00**	**1.113.430.000,00**

(1) Com base no valor de R$1.150,00, correspondente ao ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação.
(2) Sem dedução das despesas da Oferta.

Após a conclusão da Oferta, considerando as Ações do Lote Suplementar e sem considerar as Ações Adicionais:

Oferta	Quantidade	Valor[(1)] (R$)	Comissões[(1)] (R$)	Recursos Líquidos[(1)(2)] (R$)
Por Ação	1	1.150,00	69,00	1.081,00
Total	**1.184.500**	**1.362.175.000,00**	**81.730.500,00**	**1.280.444.500,00**

(1) Com base no valor de R$1.150,00, correspondente ao ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação.
(2) Sem dedução das despesas da Oferta.

Após a conclusão da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e considerando as Ações Adicionais:

Oferta	Quantidade	Valor[(1)] (R$)	Comissões[(1)] (R$)	Recursos Líquidos[(1)(2)] (R$)
Por Ação	1	1.150,00	69,00	1.081,00
Total	**1.236.000**	**1.421.400.000,00**	**85.284.000,00**	**1.336.116.000,00**

(1) Com base no valor de R$1.150,00, correspondente ao ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação.
(2) Sem dedução das despesas da Oferta.

Após a conclusão da Oferta, considerando as Ações do Lote Suplementar e considerando as Ações Adicionais:

Oferta	Quantidade	Valor[1] (R$)	Comissões[1] (R$)	Recursos Líquidos[1][2] (R$)
Por Ação	1	1.150,00	69,00	1.081,00
Total	**1.390.500**	**1.599.075.000,00**	**95.944.500,00**	**1.503.130.500,00**

(1) Com base no valor de R$1.150,00, correspondente ao ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação.
(2) Sem dedução das despesas da Oferta.

ALOCAÇÃO DE RECURSOS

Os recursos líquidos da Oferta serão destinados integralmente à conta de capital social, de modo que não haverá destinação dos recursos líquidos da Oferta para a nossa conta de reserva de capital.

CUSTOS DA OFERTA

As comissões e despesas da Oferta serão pagas por nós. A tabela abaixo indica as comissões e as despesas da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e sem considerar as Ações Adicionais:

Custos	Custo Total[1] (R$)	% em Relação ao Valor Total da Oferta	Custo por Ação[1] (R$)	% em Relação ao Preço por Ação
Comissões da Oferta	**71.070.000,00**	**6,0%**	**69,0**	**6,0**
Comissão de Coordenação	9.476.000,00	0,8%	9,2	0,8
Comissão de Colocação	28.428.000,00	2,4%	27,6	2,4
Comissão de Garantia Firme de Liquidação	9.476.000,00	0,8%	9,2	0,8
Comissão de Incentivo	11.845.000,00	1,0%	11,5	1,0
Comissão de Estruturação[2]	11.845.000,00	1,0%	11,5	1,0
Despesas da Oferta[3]	**5.337.577,00**	**0,5%**	**5,2**	**0,5%**
Registro da Oferta pela CVM	82.870,00	0,0%	0,1	0,0%
Registro da Oferta pela ANBIMA	10.314,00	0,0%	0,0	0,0%
Emolumentos da BM&FBOVESPA	51.000,00	0,0%	0,0	0,0%
Advogados	2.097.898,00	0,2%	2,0	0,2%
Auditores	640.000,00	0,1%	0,6	0,1%
Publicidade	2.240.000,00	0,2%	2,2	0,2%
Outros[4]	215.495,00	0,0%	0,2	0,0%
Total de Comissões e Despesas da Oferta	**76.407.577,00**	**6,5%**	**74,2**	**6,5%**

(1) Com base no valor de R$1.150,00, correspondente ao ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação.
(2) A comissão de estruturação será paga por nós exclusivamente ao Coordenador Líder.
(3) Despesas estimadas.
(4) Custos com apresentações de *roadshow* e outros.

Além da remuneração prevista acima, nenhuma outra será contratada ou paga aos Coordenadores, direta ou indiretamente, por força ou em decorrência do Contrato de Distribuição sem prévia manifestação da CVM.

APROVAÇÕES SOCIETÁRIAS

A Oferta foi aprovada pelo nosso Conselho de Administração, em reunião realizada em 22 de outubro de 2010, cuja ata foi publicada no DOERJ e no jornal "Valor Econômico", em 27 de outubro de 2010 e será arquivada na

JUCERJA. Nosso Conselho de Administração, previamente à concessão do registro da Oferta pela CVM, em reunião cuja ata será publicada no jornal "Valor Econômico" na data de publicação do Anúncio de Início e será arquivada na JUCERJA e publicada no DOERJ, aprovará a emissão das Ações e o Preço por Ação, a ser calculado de acordo com o artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações e aferido tendo como parâmetro o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*.

PÚBLICO ALVO

Os Coordenadores realizarão a Oferta aos Investidores da Oferta de Dispersão e aos Investidores da Oferta Institucional de acordo com o disposto no Contrato de Distribuição, por si e/ou por meio dos Coordenadores Contratados e das Instituições Consorciadas.

Os Agentes de Colocação Internacional realizarão esforços de colocação das Ações no exterior para Investidores Estrangeiros, nos termos do Contrato de Colocação Internacional, sendo que os Investidores Estrangeiros deverão investir nas Ações por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM.

A Oferta é inadequada aos investidores que não sejam Investidores Qualificados Locais ou Investidores Estrangeiros. Uma decisão de investimento nas Ações requer experiência e conhecimentos específicos que permitam ao investidor uma análise detalhada dos nossos negócios, mercado de atuação e os riscos inerentes aos nossos negócios, que podem, inclusive, ocasionar a perda integral do valor investido. Recomenda-se que os Investidores Qualificados Locais interessados em participar da Oferta consultem seus advogados, contadores, consultores financeiros e demais profissionais que julgarem necessários para auxiliá-los na avaliação dos riscos inerentes aos nossos negócios e ao investimento nas Ações.

CRONOGRAMA ESTIMADO DA OFERTA

Ver seção "Sumário da Oferta – Cronograma Estimado da Oferta", na página 76 deste Prospecto.

PROCEDIMENTO DA OFERTA

As Instituições Participantes da Oferta efetuarão a colocação pública das Ações no Brasil, em mercado de balcão não organizado, observado o disposto na Instrução CVM 400 e os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado, por meio da Oferta de Dispersão, realizada exclusivamente pelas Instituições Consorciadas, e da Oferta Institucional, realizada exclusivamente pelos Coordenadores e pelos Coordenadores Contratados.

O plano da Oferta, organizado pelos Coordenadores, nos termos do artigo 33, parágrafo 3º, da Instrução CVM 400, com a nossa expressa anuência, leva em consideração as relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica nossa e dos Coordenadores, observado, entretanto, que os Coordenadores deverão (i) assegurar a adequação do investimento ao perfil de risco de seus clientes, o tratamento justo e equitativo aos investidores, e que os representantes de venda das Instituições Participantes da Oferta recebam previamente exemplar do Prospecto Preliminar para leitura obrigatória e que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoa designada pelo Coordenador Líder; e (ii) realizar os esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento do Novo Mercado.

Oferta de Dispersão

No contexto da Oferta de Dispersão, o montante de, no mínimo, 10% e, a critério dos Coordenadores, o montante de, no máximo, 15% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será destinado prioritariamente à colocação pública para Investidores da Oferta de Dispersão que tenham realizado Pedido de Reserva de acordo com as condições ali previstas e o procedimento abaixo indicado:

(i) durante o Período de Reserva, cada um dos Investidores da Oferta de Dispersão interessados em participar da Oferta deverá realizar pedido de reserva de Ações, irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto nos incisos (ix) e (x) abaixo e no item "―Cancelamento dos Pedidos de Reserva" abaixo, mediante preenchimento do Pedido de Reserva com uma única Instituição Consorciada, observados o valor mínimo de pedido de investimento de R$100.000,00 e o valor máximo de pedido de investimento de R$1.000.000,00 por Investidor da Oferta de Dispersão. Os Investidores da Oferta de Dispersão poderão estipular, no Pedido de Reserva, um preço máximo por Ação 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 automaticamente cancelado. Como condição à eficácia do Pedido de Reserva, cada Investidor da Oferta de Dispersão deverá indicar no Pedido de Reserva se é ou não Pessoa Vinculada. As Instituições Consorciadas somente atenderão Pedidos de Reserva realizados por Investidores da Oferta de Dispersão titulares de conta nelas aberta ou mantida pelo respectivo investidor. Recomenda-se aos Investidores da Oferta de Dispersão interessados na realização de Pedidos de Reserva que (a) 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; (b) verifiquem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, se essa, a seu exclusivo critério, exigirá a manutenção de recursos em conta nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva; e (c) entrem em contato com a Instituição Consorciada de sua preferência para obter informações mais detalhadas sobre o prazo estabelecido pela Instituição Consorciada para a realização do Pedido de Reserva ou, se for o caso, para a realização do cadastro na Instituição Consorciada;

(ii) os Investidores da Oferta de Dispersão deverão realizar seus Pedidos de Reserva no Período de Reserva, sendo que os Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas deverão, necessariamente, indicar no Pedido de Reserva a sua condição de Pessoa Vinculada;

(iii) caso seja verificado excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será vedada a colocação de Ações aos Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas, sendo os Pedidos de Reserva realizados por Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente cancelados;

(iv) caso o total de Ações objeto dos Pedidos de Reserva seja igual ou inferior ao montante de Ações destinadas à Oferta de Dispersão, não haverá Rateio (conforme definido abaixo), sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva, de modo que as Ações remanescentes, se houver, serão destinadas aos Investidores da Oferta Institucional;

(v) caso o total de Ações objeto dos Pedidos de Reserva exceda o total de Ações destinadas à Oferta de Dispersão, será realizado rateio em lotes unitários de 100 Ações cada ("Lotes"), entre os Investidores da

Oferta de Dispersão, sendo que (a) até o limite de R$100.000,00, inclusive, o critério de rateio será a divisão igualitária e sucessiva dos Lotes das Ações destinadas à Oferta de Dispersão entre os Investidores da Oferta de Dispersão que tiverem apresentado Pedido de Reserva, limitada ao valor individual de cada Pedido de Reserva e à quantidade total das Ações destinadas à Oferta de Dispersão; e (b) uma vez atendido o critério descrito na alínea (a) acima, os Lotes das Ações destinadas à Oferta de Dispersão remanescentes serão rateados proporcionalmente ao valor dos respectivos Pedidos de Reserva entre todos os Investidores da Oferta de Dispersão, desconsiderando-se, entretanto, em ambos os casos, as frações dos Lotes ("Rateio"). Opcionalmente, a critério dos Coordenadores, a quantidade de Ações destinadas à Oferta de Dispersão poderá ser aumentada para até 15% das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais) para que os Pedidos de Reserva excedentes possam ser total ou parcialmente atendidos, sendo que, no caso de atendimento parcial, será observado o mesmo critério de Rateio;

(vi) até as 16 horas do primeiro dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, serão informados a cada Investidor da Oferta de Dispersão pela Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo 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, o Preço por Ação 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 as 10h30min da Data de Liquidação, cada Investidor da Oferta de Dispersão deverá efetuar o pagamento, em recursos imediatamente disponíveis, do valor indicado no inciso (vi) acima à Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva, sob pena de, em não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva automaticamente cancelado;

(viii) na Data de Liquidação, a Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva, por meio da BM&FBOVESPA, entregará as Ações alocadas ao respectivo Investidor da Oferta de Dispersão de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição, desde que efetuado o pagamento previsto no inciso (vii) acima;

(ix) caso (a) seja verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo que altere substancialmente o risco assumido pelos Investidores da Oferta de Dispersão ou a sua decisão de investimento, nos termos do artigo 45, parágrafo 4º, da Instrução CVM 400; (b) a Oferta seja suspensa, nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 400; e/ou (c) a Oferta seja modificada, nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, o Investidor da Oferta de Dispersão poderá desistir do respectivo Pedido de Reserva, devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva (1) até as 12 horas do quinto dia útil subsequente à data de disponibilização do Prospecto Definitivo, no caso da alínea (a) acima; e (2) até as 12 horas do quinto dia útil subsequente à data em que o investidor for comunicado diretamente pela Instituição Consorciada sobre a suspensão ou a modificação da Oferta, nos casos das alíneas (b) e (c) acima. Adicionalmente, os casos das alíneas (b) e (c) acima serão imediatamente divulgados por meio de anúncio de retificação, nos mesmos veículos utilizados para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400. No caso da alínea (c) acima, após a publicação do Anúncio de Início, a respectiva Instituição Consorciada deverá acautelar-se e certificar-se, no momento do recebimento das aceitações da Oferta, de que o respectivo Investidor da Oferta de Dispersão está ciente de que a Oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas

condições. 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 inciso (vii) acima e venha a desistir do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos incidentes, no prazo de três dias úteis contados do pedido de cancelamento do respectivo Pedido de Reserva; e

(x) caso não haja conclusão da Oferta ou em caso de resilição do Contrato de Distribuição ou de cancelamento ou revogação da Oferta, todos os Pedidos de Reserva serão cancelados e a Instituição Consorciada que tenha recebido o respectivo Pedido de Reserva comunicará ao respectivo Investidor da Oferta de Dispersão 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 nos termos do inciso (vii) acima, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos incidentes, no prazo de três dias úteis contados da comunicação do cancelamento da Oferta.

Oferta Institucional

As Ações destinadas à Oferta de Dispersão que não tiverem sido alocadas aos Investidores da Oferta de Dispersão serão destinadas à Oferta Institucional, juntamente com as demais Ações, 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) poderá ser 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. Caso seja verificado excesso de demanda superior em um terço à quantidade de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será vedada a colocação de Ações aos Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas. Os investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para proteção (*hedge*) de operações com derivativos (incluindo operações de *total return swap*) não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para os fins da Oferta. **A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá impactar adversamente a 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 ordinárias de nossa emissão 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 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 nossa conjuntura macroeconômica brasileira e internacional;

(iv) até as 16 horas do primeiro dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, os Coordenadores informarão aos Investidores da Oferta Institucional a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas, o Preço por Ação e o valor do respectivo investimento; e

(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, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição.

Cancelamento dos Pedidos de Reserva

Caso haja descumprimento ou indícios de descumprimento, por qualquer dos Coordenadores Contratados ou por qualquer das Instituições Consorciadas, de qualquer das obrigações previstas no respectivo instrumento de adesão ao Contrato de Distribuição ou em qualquer contrato celebrado no âmbito da Oferta, ou, ainda, de qualquer das normas de conduta previstas na regulamentação aplicável à Oferta, incluindo, sem limitação, aquelas previstas na Instrução CVM 400 e, especificamente, na hipótese de manifestação indevida na mídia durante o período de silêncio, emissão indevida de pesquisas e relatórios públicos sobre nós e/ou divulgação indevida da Oferta, conforme previsto no artigo 48 da Instrução CVM 400, tal Coordenador Contratado ou tal Instituição Consorciada, a critério exclusivo dos Coordenadores e sem prejuízo das demais medidas julgadas cabíveis pelos Coordenadores, (i) deixará de integrar o grupo de instituições responsáveis pela colocação das Ações, devendo cancelar todos os Pedidos de Reserva e/ou todas as intenções de investimentos dos Investidores da Oferta Institucional, conforme o caso, e todos os boletins de subscrição que tenha recebido e informar imediatamente os respectivos investidores sobre o referido cancelamento; (ii) arcará com quaisquer custos relativos à sua exclusão como Instituição Participante da Oferta, incluindo custos com publicações e honorários advocatícios, inclusive custos decorrentes de eventuais demandas de potenciais investidores; e (iii) poderá deixar, por um período de até seis meses contados da data da comunicação da violação, de atuar como instituição intermediária em ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários sob a coordenação de qualquer dos Coordenadores.

CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO E CONTRATO DE COLOCAÇÃO INTERNACIONAL

Nós, os Coordenadores e a BM&FBOVESPA (como interveniente anuente) celebraremos o Contrato de Distribuição, cuja cópia será disponibilizada pelo Coordenador Líder em seu endereço indicado na seção "Identificação da Companhia, dos Administradores, dos Coordenadores, dos Consultores e dos Auditores", na página 61 deste Prospecto.

O Contrato de Distribuição e o Contrato de Colocação Internacional estabelecem que a obrigação dos Coordenadores e dos Agentes de Colocação Internacional de efetuarem a colocação das Ações estará sujeita a determinadas condições, tais como (i) a entrega de opiniões legais pelos nossos assessores jurídicos, dos Coordenadores e dos Agentes de Colocação Internacional; (ii) a assinatura de compromissos de restrição à negociação de ações ordinárias de nossa emissão, por nós, pelo Acionista Controlador e pelos membros da nossa Administração; e (iii) a emissão de cartas de conforto por nossos auditores independentes relativas às nossas demonstrações financeiras consolidadas e demais informações financeiras contidas neste Prospecto e no Formulário de Referência. De acordo com o Contrato de Distribuição e o Contrato de Colocação Internacional, obrigamo-nos a indenizar os Coordenadores e os Agentes de Colocação Internacional em certas circunstâncias e contra determinadas contingências.

De acordo com o Contrato de Distribuição, se, ao final do Período de Colocação, as Ações não tiverem sido totalmente subscritas e integralizadas pelos respectivos investidores, cada um dos Coordenadores, de forma

individual e não solidária, liquidará, no último dia do Período de Colocação, pelo Preço por Ação, na proporção e até o limite individual de cada um dos Coordenadores, conforme indicado na seção " - Contrato de Distribuição – Garantia Firme de Liquidação", na página 88 deste Prospecto, a totalidade do respectivo saldo resultante da diferença entre (i) a quantidade de Ações indicada no Contrato de Distribuição; e (ii) a quantidade de Ações efetivamente liquidada pelos investidores que as subscreveram. Além disso, o Contrato de Distribuição prevê que nós nos obrigamos, no que diz respeito à Oferta, a indenizar os Coordenadores por certas contingências em determinadas situações, assim como por ressarcir determinadas despesas por eles incorridas.

Adicionalmente, somos parte do Contrato de Colocação Internacional, que regula os esforços de colocação de Ações no exterior. O Contrato de Colocação Internacional apresenta uma cláusula de indenização 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 no Contrato de Colocação Internacional ou no *Offering Memorandum*. Caso os Agentes de Colocação Internacional venham a sofrer perdas no exterior em relação a essas questões, eles poderão ter direito de regresso contra nós por conta desta cláusula de indenização. Adicionalmente, o Contrato de Colocação Internacional possui declarações específicas em relação à observância de exceções às leis dos Estados Unidos de registro de ofertas públicas de valores mobiliários dos Estados Unidos, as quais, se descumpridas, poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais. Para informações sobre os riscos relacionados ao Contrato de Colocação Internacional, ver seção "Fatores de Risco – Riscos Relativos à Oferta", na página 95 deste Prospecto.

Período de Colocação

A data de início da Oferta será divulgada mediante a publicação do Anúncio de Início, em conformidade com o previsto no artigo 52 da Instrução CVM 400. A colocação das Ações deverá ser feita pelas Instituições Participantes da Oferta durante o Período de Colocação.

Data de Liquidação e Data de Liquidação das Ações do Lote Suplementar

A liquidação física e financeira das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar) deverá ser realizada até o último dia útil do Período de Colocação, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição.

A liquidação física e financeira das Ações do Lote Suplementar deverá ser realizada até o terceiro dia útil contado da respectiva data de exercício da Opção de Lote Suplementar, mas não antes da data de publicação do Anúncio de Início, de acordo com o disposto no Contrato de Distribuição.

Garantia Firme de Liquidação

Após a concessão pela CVM do nosso registro de companhia aberta, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização do Prospecto Definitivo, os Coordenadores realizarão a colocação da totalidade das Ações, em regime de garantia firme de liquidação, de forma individual e não solidária, de acordo com os limites individuais abaixo descritos e demais disposições previstas no Contrato de Distribuição:

Coordenadores	Quantidade de Ações	% do Total
Coordenador Líder	386.250	37,5%
Credit Suisse	386.250	37,5%
BTG Pactual	257.500	25,0%
Total	**1.030.000**	**100,0%**

Se, ao final do Período de Colocação, as Ações não tiverem sido totalmente subscritas e integralizadas pelos respectivos investidores, cada um dos Coordenadores, de forma individual e não solidária, liquidará, no último dia do Período de Colocação, pelo Preço por Ação, na proporção e até o limite individual de cada um dos Coordenadores, conforme indicado no Contrato de Distribuição, a totalidade do respectivo saldo resultante da diferença entre (i) a quantidade de Ações indicada no Contrato de Distribuição; e (ii) a quantidade de Ações efetivamente liquidada pelos investidores que as subscreveram.

A proporção prevista acima poderá ser realocada de comum acordo entre os Coordenadores.

Para os fins do disposto no item 5 do Anexo VI à Instrução CVM 400, caso os Coordenadores eventualmente venham a subscrever Ações nos termos acima e tenham interesse em vender tais Ações antes da publicação do Anúncio de Encerramento, o preço de venda de tais Ações será o preço de mercado das ações ordinárias de nossa emissão, limitado ao Preço por Ação, sendo certo, entretanto, que o disposto neste parágrafo não se aplica às operações realizadas em decorrência das atividades de estabilização previstas abaixo.

ESTABILIZAÇÃO DO PREÇO DE AÇÕES ORDINÁRIAS DE NOSSA EMISSÃO

O Coordenador Líder, por meio da Morgan Stanley Corretora, poderá, a seu exclusivo critério, realizar atividades de estabilização do preço de ações ordinárias de nossa emissão, pelo prazo de até 30 dias contados, inclusive, da data de início das negociações das ações ordinárias de nossa emissão na BM&FBOVESPA, por meio de operações de compra e venda de ações ordinárias de nossa emissão, observadas as disposições legais aplicáveis e o disposto no Contrato de Estabilização, que será previamente aprovado pela BM&FBOVESPA e pela CVM, nos termos do artigo 23, parágrafo 3º, da Instrução CVM 400 e do item II da Deliberação CVM n.º 476, de 25 de janeiro de 2005.

Após tais aprovações, cópia do Contrato de Estabilização poderá ser obtida com o Coordenador Líder, no endereço indicado na seção "Identificação da Companhia, dos Administradores, dos Coordenadores, dos Consultores e dos Auditores", na página 61 deste Prospecto.

RESTRIÇÕES À NEGOCIAÇÃO DE AÇÕES (*LOCK-UP*)

Durante o prazo de 180 dias contados da data de publicação do Anúncio de Início, nós, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria, exceto mediante prévio consentimento por escrito dos Coordenadores e dos Agentes de Colocação Internacional e observadas determinadas outras exceções, estaremos obrigados a, com relação a quaisquer ações ordinárias de nossa emissão ou quaisquer valores mobiliários conversíveis, permutáveis ou exercíveis em ações de nossa emissão, não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, onerar ou de outra forma dispor, realizar qualquer operação com o mesmo efeito, realizar qualquer operação de derivativos, divulgar publicamente a intenção de realizar tal emissão, oferta, venda, oneração, disposição, operação com o mesmo efeito ou operação de derivativos ou exigir ou exercer qualquer direito com relação ao registro nos termos do *Securities Act* ou da legislação brasileira. Adicionalmente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subsequentes à data de publicação do Anúncio de Início, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações ordinárias de nossa emissão ou derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações ordinárias de nossa emissão e derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após efetivação da Oferta.

DIREITOS, VANTAGENS E RESTRIÇÕES DAS AÇÕES ORDINÁRIAS DE NOSSA EMISSÃO

As Ações conferirão aos seus subscritores os direitos e as vantagens e estarão sujeitas às restrições decorrentes da Lei das Sociedades por Ações, do Regulamento do Novo Mercado e do nosso Estatuto Social, dentre os quais: (i) direito de voto nas nossas assembleias gerais, sendo que cada Ação corresponderá a um voto; (ii) direito ao dividendo obrigatório, em cada exercício social, equivalente a 0,001% do lucro líquido ajustado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações; (iii) direito de alienação das Ações nas mesmas condições asseguradas ao acionista controlador alienante, em caso de alienação, direta ou indireta, a título oneroso, do nosso controle, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas (*tag along* de 100% do preço); e (iv) direito ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que viermos a declarar a partir da Data de Liquidação e da Data de Liquidação do Lote Suplementar, conforme o caso.

ADMISSÃO À NEGOCIAÇÃO DAS AÇÕES ORDINÁRIAS DE NOSSA EMISSÃO

No dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, as Ações serão negociadas na BM&FBOVESPA sob o código "KRBR3" e listadas no Novo Mercado.

Durante o prazo de 12 meses contados da data de publicação do Anúncio de Início, ou seja, até 11 de novembro de 2011, inclusive, as Ações serão negociadas exclusivamente em lotes indivisíveis de 100 ações, não sendo admitidas negociações de lotes fracionários.

INSTITUIÇÃO FINANCEIRA ESCRITURADORA DAS AÇÕES ORDINÁRIAS DE NOSSA EMISSÃO

A instituição financeira contratada para a prestação de serviços de escrituração das ações ordinárias de nossa emissão é a Itaú Corretora de Valores S.A., com sede na Av. Brig. Faria Lima 3400, 10º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, número de telefone (11) 5029-1942.

ALTERAÇÃO DAS CIRCUNSTÂNCIAS, REVOGAÇÃO OU MODIFICAÇÃO DA OFERTA

Nós e os Coordenadores poderemos requerer que a CVM autorize a modificação ou o cancelamento da Oferta, caso ocorra, a juízo da CVM, alteração substancial, posterior e imprevisível, nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro da Oferta ou que o fundamentem, acarretando um aumento relevante dos riscos por nós assumidos inerentes à própria Oferta.

O requerimento de modificação da Oferta perante a CVM presumir-se-á deferido caso não haja manifestação da CVM em sentido contrário no prazo de dez dias.

Adicionalmente, nós poderemos modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorá-la em favor dos investidores ou para renúncia a condição da Oferta por nós estabelecida, conforme disposto no artigo 25, parágrafo 3º, da Instrução CVM 400.

Caso o requerimento de modificação das condições da Oferta seja deferido, a CVM poderá, por sua própria iniciativa ou por nosso pedido, prorrogar o prazo para distribuição da Oferta por até 90 dias.

Se a Oferta for revogada, os atos de aceitação anteriores ou posteriores à revogação serão considerados ineficazes, devendo ser restituídos integralmente aos investidores aceitantes os valores dados em contrapartida às Ações, sem

qualquer acréscimo, conforme disposto no artigo 26 da Instrução CVM 400, e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos incidentes.

A revogação ou qualquer modificação da Oferta será imediatamente divulgada por meio de Anúncio de Retificação, nos mesmos veículos utilizados para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400.

Em se tratando de modificação da Oferta, após a publicação do Anúncio de Início, as Instituições Participantes da Oferta deverão acautelar-se e certificar-se, no momento do recebimento das aceitações, de que o manifestante está ciente de que a Oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições. Os investidores que já tiverem aderido à Oferta deverão ser comunicados diretamente a respeito da modificação efetuada para que confirmem, no prazo de cinco dias úteis do recebimento da comunicação, o interesse em manter a declaração de aceitação, sendo que será presumida a manutenção se não revogarem expressamente suas intenções de investimento no Procedimento de *Bookbuilding* ou seus Pedidos de Reserva. Nessa hipótese, as Instituições Participantes da Oferta presumirão que os investidores pretendem manter a declaração de aceitação.

Além das hipóteses de revogação da declaração de aceitação da Oferta pelo investidor previstas neste Prospecto e nos artigos 20 e 27 da Instrução CVM 400, não há quaisquer outras hipóteses em que o investidor possa revogar sua declaração de aceitação da Oferta.

SUSPENSÃO E CANCELAMENTO DA OFERTA

Nos termos do artigo 19 da Instrução CVM 400, a CVM (i) poderá suspender ou cancelar, a qualquer tempo, uma oferta que (a) esteja se processando em condições diversas das constantes da Instrução CVM 400 ou do registro; ou (b) tenha sido havida por ilegal, contrária à regulamentação da CVM ou fraudulenta, ainda que depois de obtido o respectivo registro; e (ii) 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. Encerrado 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 subsequente 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 depositados, que serão devolvidos sem juros ou correção monetária, sem reembolso e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos incidentes, no prazo de três dias úteis contados do recebimento da revogação da aceitação ou da comunicação do cancelamento, conforme o caso.

RELACIONAMENTO ENTRE NÓS E OS COORDENADORES E ENTRE NÓS E OS COORDENADORES CONTRATADOS

Coordenador Líder

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, não possuímos qualquer outro relacionamento com o Coordenador Líder. Poderemos, no futuro, contratar o Coordenador Líder 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 nossas atividades.

Exceto pela remuneração prevista no item "— Custos da Oferta" na página 82 deste Prospecto e pelos recursos decorrentes das atividades de estabilização do preço de ações ordinárias de nossa emissão, não há qualquer outra a ser paga por nós ao Coordenador Líder cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

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

Credit Suisse

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, não possuímos qualquer outro relacionamento com o Credit Suisse. Poderemos, 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 nossas atividades.

Exceto pela remuneração prevista no item "— Custos da Oferta" na página 82 deste Prospecto e pelos recursos decorrentes das atividades de estabilização do preço de ações ordinárias de nossa emissão, não há qualquer outra a ser paga por nós ao Credit Suisse cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

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 das Ações ou outros termos da Oferta.

BTG Pactual

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, não possuímos qualquer outro relacionamento com o BTG Pactual. Poderemos, no futuro, contratar o BTG Pactual 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 nossas atividades.

Exceto pela remuneração prevista no item "— Custos da Oferta" na página 82 deste Prospecto e pelos recursos decorrentes das atividades de estabilização do preço de ações ordinárias de nossa emissão, não há qualquer outra a ser paga por nós ao BTG Pactual cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

O BTG Pactual Banking Limited, sociedade afiliada do BTG Pactual e/ou suas respectivas afiliadas podem celebrar, no exterior, operações de derivativos de Ações com seus clientes. O BTG Pactual Banking 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 das Ações ou outros termos da Oferta.

Citi

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, não possuímos qualquer outro relacionamento com o Citi. Poderemos, 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 nossas atividades.

Exceto pela remuneração prevista no item "— Custos da Oferta" na página 82 deste Prospecto, não há qualquer outra a ser paga por nós ao Citi cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

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

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

A Oferta é inadequada aos investidores que não sejam Investidores Qualificados Locais ou Investidores Estrangeiros. Uma decisão de investimento nas Ações requer experiência e conhecimentos específicos que permitam ao investidor uma análise detalhada dos nossos negócios, mercado de atuação e os riscos inerentes aos nossos negócios, que podem, inclusive, ocasionar a perda integral do valor investido. Recomenda-se que os Investidores Qualificados Locais interessados em participar da Oferta consultem seus advogados, contadores, consultores financeiros e demais profissionais que julgarem necessários para auxiliá-los na avaliação dos riscos inerentes aos nossos negócios e ao investimento nas Ações.

Adicionalmente, como todo e qualquer investimento em valores mobiliários de renda variável, o investimento nas Ações apresenta riscos e possibilidade de perdas patrimoniais que devem ser cuidadosamente considerados antes da tomada de decisão de investimento (ver seções "Sumário da Companhia – Principais Fatores de Risco da Companhia" e "Fatores de Risco", nas páginas 54 e 95, respectivamente, deste Prospecto, e seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência, além de outras informações incluídas neste Prospecto e no Formulário de Referência).

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

Nós e o Coordenador Líder solicitamos o registro da Oferta em 8 de setembro de 2010, estando a Oferta sujeita à prévia aprovação pela CVM. Mais informações sobre a Oferta poderão ser obtidas com as Instituições Participantes da Oferta nos respectivos endereços indicados na seção "Identificação da Companhia, dos Administradores, dos Coordenadores, dos Consultores e dos Auditores", na página 61 deste Prospecto.

OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA

COORDENADOR LÍDER

Na data deste Prospecto, não havia operações vinculadas à Oferta em relação ao Coordenador Líder.

Não há quaisquer títulos ou obrigações com o Coordenador Líder concedendo direito de subscrição de ações representativas do nosso capital social, incluindo, mas não se limitando a, bônus de subscrição e/ou opções.

CREDIT SUISSE

Na data deste Prospecto, não havia operações vinculadas à Oferta em relação ao Credit Suisse.

Não há quaisquer títulos ou obrigações com o Credit Suisse concedendo direito de subscrição de ações representativas do nosso capital social, incluindo, mas não se limitando a, bônus de subscrição e/ou opções.

BTG PACTUAL

Na data deste Prospecto, não havia operações vinculadas à Oferta em relação ao BTG Pactual.

Não há quaisquer títulos ou obrigações com o BTG Pactual concedendo direito de subscrição de ações representativas do nosso capital social, incluindo, mas não se limitando a, bônus de subscrição e/ou opções.

CITI

Na data deste Prospecto, não havia operações vinculadas à Oferta em relação ao Citi.

Não há quaisquer títulos ou obrigações com o Citi concedendo direito de subscrição de ações representativas do nosso capital social, incluindo, mas não se limitando a, bônus de subscrição e/ou opções.

FATORES DE RISCO

O investimento nas ações ordinárias de nossa emissão envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento nas ações ordinárias de nossa emissão, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Prospecto e no Formulário de Referência, incluindo os riscos mencionados abaixo. Nossos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros podem ser afetados de maneira adversa por qualquer dos fatores de risco mencionados acima e por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado das ações ordinárias de nossa emissão pode diminuir em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte substancial ou a totalidade de seu investimento nas ações ordinárias de nossa emissão. Os riscos descritos abaixo e nas seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência são aqueles que conhecemos e que acreditamos que atualmente podem nos afetar de maneira adversa, de modo que riscos adicionais não conhecidos por nós atualmente ou que consideramos atualmente irrelevantes também podem nos afetar de forma adversa.

Para os fins desta seção, exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá "efeito adverso" ou "efeito negativo" para nós, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante em nossos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros, bem como no preço das ações ordinárias de nossa emissão. Expressões similares incluídas nesta seção devem ser compreendidas nesse contexto.

Esta seção faz referência apenas aos principais fatores de risco relativos a nós e inclui os fatores de risco relativos à Oferta. Para os demais fatores de risco, ver seções "4. Fatores de Risco" e "5 Riscos de Mercado" do Formulário de Referência.

PRINCIPAIS FATORES DE RISCO RELATIVOS A NÓS

Para informações sobre os fatores de risco relativos a nós, ver seção "Sumário – Principais Fatores de Risco da Companhia", na página 54 deste Prospecto, e ver seções "4. Fatores de Risco" e "5. Riscos de Mercado" do Formulário de Referência.

FATORES DE RISCO RELATIVOS À OFERTA

As ações ordinárias de nossa emissão nunca foram negociadas em bolsa de valores, e, portanto, um mercado ativo para as ações ordinárias de nossa emissão pode não se desenvolver e a cotação das ações ordinárias de nossa emissão pode ser adversamente afetada em seguida à Oferta.

Antes da Oferta, as ações ordinárias de nossa emissão não eram negociadas em bolsa de valores. Ademais, um mercado ativo e líquido de negociação pode não se desenvolver ou, se for desenvolvido, pode não conseguir se manter. O mercado de valores mobiliários no Brasil é significativamente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado que os principais mercados internacionais de valores mobiliários, como aquele dos Estados Unidos. As dez maiores ações em termos de volume de negociação responderam por aproximadamente 58,3% de todas as ações que compões o Índice BOVESPA negociadas na BM&FBOVESPA no período de noventa dias encerrado em 30 de setembro de 2010. Tais características de mercado podem limitar de forma significativa a capacidade dos nossos

acionistas de vender ações ordinárias de nossa emissão de que sejam titulares pelo preço e no momento em que desejarem, o que pode afetar de forma significativa o preço de mercado das ações ordinárias de nossa emissão. Se um mercado ativo e líquido de negociação não for desenvolvido e mantido, o preço de negociação das ações ordinárias de nossa emissão pode ser negativamente impactado.

Adicionalmente, o Preço por Ação será determinado por meio do Procedimento de *Bookbuilding*, que não é indicativo do preço pelo qual nossas ações serão comercializadas no mercado após a Oferta. O preço de mercado das nossas ações pode variar por diversas razões, incluindo aquelas descritas nesta seção.

A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação deste no Procedimento de Bookbuilding poderá impactar adversamente a 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 ordinárias de nossa emissão no mercado secundário.

O Preço por Ação será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*. Poderá ser 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. Caso não seja verificado excesso de demanda superior a um terço das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), será permitida a colocação de Ações aos Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas. A participação de Investidores da Oferta Institucional que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá impactar adversamente a 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 ordinárias de nossa emissão no mercado secundário.

A venda de um número significativo de ações de nossa emissão após a Oferta pode afetar de forma negativa as cotações das ações ordinárias de nossa emissão.

Durante o prazo de 180 dias contados da data de publicação do Anúncio de Início, nós, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria, exceto mediante prévio consentimento por escrito dos Coordenadores e dos Agentes de Colocação Internacional que realizarão a colocação das Ações objeto da Oferta no Brasil e no exterior, respectivamente, e observadas determinadas outras exceções, estaremos obrigados a, com relação a quaisquer ações ordinárias de nossa emissão ou quaisquer valores mobiliários conversíveis, permutáveis ou exercíveis em ações de nossa emissão, não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, onerar ou de outra forma dispor, realizar qualquer operação com o mesmo efeito, realizar qualquer operação de derivativos, divulgar publicamente a intenção de realizar tal emissão, oferta, venda, oneração, disposição, operação com o mesmo efeito ou operação de derivativos ou exigir ou exercer qualquer direito com relação ao registro nos termos do *Securities Act* ou da legislação brasileira. Adicionalmente, nos termos do Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subsequentes à data de publicação do Anúncio de Início, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações ordinárias de nossa emissão ou derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Após esse período inicial de seis meses, o Acionista Controlador, os membros do nosso Conselho de Administração e os membros da nossa Diretoria não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações ordinárias de nossa emissão e derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após efetivação da Oferta. Após o término dos prazos de restrição de negociação de ações ordinárias de nossa emissão descritos acima, tais ações ordinárias de nossa emissão estarão disponíveis para emissão ou venda,

conforme o caso. A emissão ou a venda ou a percepção da possibilidade de emissão ou de venda de volume substancial de ações ordinárias de nossa emissão podem prejudicar o preço de mercado das ações ordinárias de nossa emissão.

Os investidores que subscreverem Ações no âmbito da Oferta experimentarão uma diluição imediata no valor contábil de suas ações após a Oferta e a finalização de nossa reestruturação societária. Se formos liquidados pelo nosso valor contábil, os investidores não receberão o valor total de seu investimento.

O Preço por Ação deverá ser fixado em valor superior ao patrimônio líquido por ação das ações emitidas e em circulação imediatamente após a Oferta. Após efetuar a venda das ações considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação, e após a dedução das despesas e das comissões a serem pagas por nós com relação à Oferta, o valor de nosso patrimônio líquido em 30 de setembro de 2010 teria sido de R$1.166.431.000,00, ou R$361,22 por ação, considerando os seguintes ajustes: (i) o nosso aumento de capital ocorrido em 5 de outubro de 2010 mediante a emissão de 5.181.992 ações ordinárias; e (ii) o grupamento das nossas ações ordinárias realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915. Isso representa uma diluição imediata no valor do patrimônio líquido por ação de R$788,78 para novos investidores que subscreverem ações no âmbito da Oferta pelo Preço por Ação. Adicionalmente, a transferência a nós de toda a participação societária das Sociedades Australianas no âmbito da reestruturação societária, com a consequente subscrição pela KEI Ltd. de 500.850 ações ordinárias de nossa emissão a um preço total de emissão de R$1.286.359.250,00 representa uma diluição imediata no valor do patrimônio líquido por ação de R$492,42 para novos investidores que subscreverem ações no âmbito da Oferta pelo Preço por Ação. Como resultado dessa diluição, os investidores que subscreverem ações no âmbito da Oferta podem receber significativamente menos que o preço total de compra que eles pagaram pelas ações subscritas no âmbito da Oferta em caso de nossa liquidação.

Podemos vir a precisar de capital adicional no futuro, por meio da emissão de ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações, ou adquirir outras sociedades mediante fusão ou incorporação, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor no nosso capital social.

Podemos vir a ter que captar recursos adicionais no futuro por meio de operações de emissão pública ou privada de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações de nossa emissão. Qualquer captação de recursos através da distribuição pública de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações de nossa emissão pode ser realizada com a exclusão do direito de preferência dos nossos acionistas antigos, incluindo os investidores nas ações ordinárias de nossa emissão, o que pode resultar na diluição da participação do referido investidor nas ações ordinárias de nossa emissão.

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

De acordo com o nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas, no mínimo, 0,001% do nosso lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos ou juros sobre o capital próprio. O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta, como nós, suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o Conselho de Administração informe à assembleia geral ordinária que a distribuição seria incompatível com a nossa situação financeira.

Após a conclusão da Oferta, continuaremos sendo controlados pelo nosso atual acionista controlador, cujos interesses poderão diferir daqueles de outros acionistas.

Após a conclusão da Oferta, o nosso Acionista Controlador será titular de ações representando 68,1% do nosso capital social com direito a voto, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações do Lote Suplementar. O nosso Acionista Controlador tem poderes para, entre outros: (i) eleger e destituir a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração, estabelecer a nossa política administrativa e exercer o controle geral sobre a nossa Administração e de nossas controladas; (ii) vender ou de alguma forma transferir ações que representem o controle do nosso capital social; e (iii) determinar o resultado de qualquer deliberação dos nossos acionistas, inclusive operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, aquisições e alienações de ativos, submetidos à aprovação dos acionistas, incluindo a venda de ativos, assim como determinar a época de distribuição e o pagamento de dividendos. Enquanto o nosso acionista controlador for titular da maioria do nosso capital social votante, continuará a ter o poder de decidir sobre a maior parte dos nossos assuntos e tais decisões podem não coincidir com os interesses dos demais acionistas.

Estamos realizando uma oferta pública de distribuição de Ações no Brasil com esforços de colocação no exterior, o que poderá nos deixar expostos a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior. Os riscos 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 a distribuição pública primária das Ações no Brasil, sob a coordenação dos Coordenadores, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução CVM 400 e demais disposições legais aplicáveis, com esforços de colocação no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, para Investidores Estrangeiros, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM.

De acordo com o Contrato de Distribuição e o Contrato de Colocação Internacional, obrigamo-nos a indenizar os Coordenadores e os Agentes de Colocação Internacional em certas circunstâncias e contra determinadas contingências. Adicionalmente, somos parte do Contrato de Colocação Internacional, que regula os esforços de colocação de Ações no exterior. O Contrato de Colocação Internacional apresenta uma cláusula de indenização 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 no Contrato de Colocação Internacional ou no *Offering Memorandum*. Caso os Agentes de Colocação Internacional venham a sofrer perdas no exterior em relação a essas questões, eles poderão ter direito de regresso contra nós por conta desta cláusula de indenização. Adicionalmente, o Contrato de Colocação Internacional possui declarações específicas em relação à observância de exceções às leis dos Estados Unidos de registro de ofertas públicas de valores mobiliários dos Estados Unidos, as quais, se descumpridas, poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais.

Os esforços de colocação das Ações no exterior nos expõem a normas relacionadas à proteção de investidores estrangeiros por conta de incorreções ou omissões relevantes no *Offering Memorandum*, inclusive no que tange aos riscos de potenciais procedimentos judiciais por parte de investidores e autoridades regulatórias como a SEC.

Nos casos previstos acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra nós no Brasil e/ou exterior. Esses procedimentos judiciais 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 nesses 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 é oneroso para companhias sujeitas a tais processos mesmo que fique provado que nenhuma improbidade foi cometida.

Nossa eventual condenação em um processo no exterior em relação a incorreções ou omissões relevantes no *Offering Memorandum*, se envolver valores elevados, poderá ter um efeito adverso relevante para nós.

Nosso Estatuto Social contém disposições que podem dissuadir a nossa aquisição e dificultar ou atrasar operações que poderiam ser do interesse dos investidores

Nosso Estatuto Social contém disposição que tem o efeito de evitar a concentração de nossas ações ordinárias em um grupo pequeno de investidores, de modo a promover uma base acionária mais dispersa. Uma dessas disposições exige que qualquer pessoa, com exceção dos investidores que se tornem nossos acionistas em certas operações especificadas no nosso Estatuto Social, que venha a adquirir ou se tornar titular de nossas ações em quantidade igual ou superior a 30% do total de ações de nossa emissão (excluídas as ações em tesouraria e os acréscimos involuntários de participação acionária especificados no Estatuto Social), realize, no prazo de 60 dias a contar da data de aquisição ou do evento que resultou na titularidade de ações nessa quantidade, uma oferta pública de aquisição da totalidade das ações de nossa emissão, pelo preço estabelecido no Estatuto Social. Esta disposição pode ter o efeito de dificultar ou impedir tentativas de nossa aquisição, e pode desencorajar, atrasar ou impedir a nossa fusão ou aquisição, incluindo operações nas quais o investidor poderia receber um prêmio sobre o valor de mercado de suas ações. Para mais informações, ver seção "18.2. Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública" do Formulário de Referência.

FATORES DE RISCO RELATIVOS A QUESTÕES AMBIENTAIS

Estamos sujeitos a inúmeras leis e regras do Brasil e Peru, referentes à indústria de petróleo e gás, o que poderá afetar significativa e adversamente a condução de nosso plano de negócios.

As nossas operações estão sujeitas a diversas leis e normas relacionadas à exploração de petróleo e gás e ao desenvolvimento, produção e transporte dos mesmos. Tendo em vista que a indústria de petróleo e gás nos países em que opera é menos desenvolvida do que em determinados países produtores de petróleo e gás, alterações nas leis e em sua interpretação são mais prováveis do que nos países em que a indústria de petróleo e gás é mais desenvolvida. Novas leis e regulamentos, assim como quaisquer alterações na interpretação das leis existentes ou, ainda, a nossa falha no cumprimento das exigências legais existentes poderão nos prejudicar. Poderemos ter que incorrer em despesas adicionais para cumprir regras governamentais, especialmente no que se refere aos seguintes assuntos:

- exigências de disposição de resíduos;
- exigências ambientais e de segurança;
- garantias de programas de trabalho e outras exigências econômico-financeiras;
- tributação;
- *royalties*;
- exigências de consumidores; e
- relatórios operacionais.

Em razão dessas leis e regulamentos, poderemos ser responsável por:

- lesões corporais;
- perdas e danos terceiros e a recursos naturais;
- sanções governamentais; e
- pagamentos de multas.

Além disso, tendo em vista o recente derramamento de petróleo no Golfo do México, regras mais rígidas poderão ser adotadas para a indústria de petróleo e gás do Brasil e do Peru, a fim de prevenir desastres semelhantes nesses dois países. Regras mais rígidas podem acarretar mais custos para cumprimento, particularmente nas atividades de perfuração em águas profundas, bem como maior responsabilidade para nós e para outras empresas de petróleo e gás que operam no Brasil e no Peru. O descumprimento por nós das novas regras poderá acarretar a suspensão ou encerramento de determinadas operações ou sujeitar-nos a penalidades administrativas, civis e criminais. Quaisquer dessas responsabilidades, penalidades, suspensões, encerramentos ou alterações das regras poderão nos afetar de forma adversa.

Estamos sujeitos a um complexo conjunto de regras ambientais e de obtenção de licenças que poderão afetar adversamente os nossos custos, a forma e a viabilidade de nossas operações tais como planejadas.

A exploração, o desenvolvimento, a produção e a comercialização de petróleo e gás no Brasil e no Peru estão sujeitos a ampla quantidade de leis e regulamentações ambientais, de saúde e segurança. A nossa capacidade de conduzir nossas operações está sujeita à satisfação de referidas leis e regulamentações, além de licenças. Por exemplo, teremos que obter uma licença ou autorização ambiental do governo peruano antes da realizar operações sísmicas, perfurar poços ou construir um oleoduto no território peruano, inclusive nas áreas litorâneas, onde pretendemos conduzir futuras operações de petróleo e gás. Além disso, as leis e regulamentos ambientais aplicáveis no Peru impõem restrições significativas ao uso de recursos naturais, interferências ambientais, localização de instalações, manuseio e armazenamento de materiais perigosos como hidrocarbonetos, eliminação de lixo, emissão de ruídos e outras atividades. Essas leis e regulamentos determinam obrigações adicionais de monitoramento e prestação de informações em caso de qualquer derramamento ou descarga irregular de materiais perigosos, como os hidrocarbonetos. A falha no cumprimento de tais leis e regulamentos também poderá acarretar a suspensão ou encerramento das operações de perfuração planejadas por nós, além de sujeitar-nos a penalidades administrativas, civis e criminais.

No Brasil e no Peru, as nossas licenças e autorizações vigentes, bem como nossa capacidade de obtenção de novas licenças e autorizações no futuro, poderão, com o passar do tempo, se tornar suscetíveis a análises mais rigorosas, resultando no aumento de custos ou em atrasos no recebimento das autorizações apropriadas. O cumprimento dessas leis e regulamentos poderá aumentar os nossos custos operacionais, bem como restringir nossas operações. Além disso, essas leis e regulamentos poderão ser alterados de tal forma a provocar significativo aumento dos nossos custos. No passado, mudanças ocorridas em referidas leis e regulamentos de modo geral impuseram exigências mais severas, que aumentaram os custos operacionais ou exigiram investimentos para que fossem cumpridas. Também é possível que ocorrências imprevistas sejam verificadas e façam com que incorramos em gastos ambientais significativamente maiores do que aqueles previstos e, portanto, aumente nossos custos totais.

Em particular, o contrato de associação do tipo *farm-in* para adquirimos 20% de participação nos Blocos em *Joint Venture*, localizados na Bacia de Santos, que são operados pela Petrobras, está sujeito à aprovação pela ANP,

enquanto que a aquisição, pelo Grupo Karoon, de participação adicional de 15% no Bloco Z-38, localizado na Bacia de Tumbes, no Peru, está sujeita à aprovação regulatória da Perupetro e do governo peruano. Caso a ANP, a Perupetro ou o governo peruano não concedam referidas aprovações, poderemos ser forçados a extinguir algumas ou até mesmo todas as suas participações existentes nos Blocos em *Joint Venture* e no Bloco e Z-38, o que poderá acarretar um efeito relevante adverso para nós.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Considerando-se um Preço por Ação de R$1.150,00, que é a média da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, os recursos líquidos a serem captados por nós na Oferta (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais) são estimados em aproximadamente R$1.113.430.000,00, considerando a dedução das comissões da Oferta e sem considerar a dedução das despesas estimadas da Oferta.

Pretendemos utilizar os recursos líquidos a serem auferidos por nós em decorrência da Oferta da seguinte forma: (i) R$79,1 milhões, ou 7,1%, em despesas administrativas e custos fixo, principalmente relacionadas com a nossa sede; e (ii) R$1.034,3 milhões, ou 92,9%, em despesas com perfurações, incluindo a obtenção de aprovações e licenças ambientais, aquisição de dados sísmicos, despesas geotécnicas e geofísicas e com equipamentos de perfuração, conforme indicado na tabela abaixo:

Destinação de Recursos	Valor Estimado (*em R$ milhões*)	Percentual Estimado
Despesas administrativas	79,1	7,1%
Despesas com perfurações	1.034,3	92,9%
Total	**1.113,4**	**100%**

A destinação dos recursos líquidos que viermos a receber com a Oferta baseia-se em nossas análises, estimativas e perspectivas atuais sobre eventos futuros e tendências. Alterações nesses e em outros fatores podem nos obrigar a rever a destinação dos recursos líquidos da Oferta quando de sua efetiva utilização. Ver seções "Capitalização" e "Diluição", nas páginas 103 e 105, respectivamente, deste Prospecto sobre o impacto dos recursos líquidos decorrentes da Oferta em nossa situação patrimonial.Um aumento (redução) de 10% no preço de R$1.150,00 por Ação, que é o ponto médio da faixa indicativa de preços constante da capa deste Prospecto, acarretaria um aumento (redução) de R$111.343.000,00 nos recursos líquidos advindos da Oferta (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), considerando a dedução das comissões da Oferta e das despesas estimadas da Oferta. O Preço por Ação será definido após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

Os recursos líquidos da Oferta causarão seu principal impacto no nosso patrimônio líquido, como uma contribuição de capital, e na nossa conta caixa e equivalentes de caixa (disponibilidades). Pretendemos obter os recursos necessários para as finalidades indicadas na tabela acima por meio da Oferta. No entanto, caso os recursos líquidos da Oferta não sejam suficientes para a conclusão dos objetivos a que se destinam, poderemos captar recursos adicionais por meio da emissão de valores mobiliários (ações ou outros valores mobiliários representativos de dívida conversíveis ou não em ações) e/ou da contratação de linhas de financiamento com instituições financeiras.

Na data deste Prospecto, não há outras fontes de recursos cuja destinação esteja associada à destinação dos recursos líquidos da Oferta prevista neste Prospecto.

CAPITALIZAÇÃO

A tabela abaixo apresenta nossas disponibilidades, passivo de longo prazo, patrimônio líquido e capitalização total com base nas nossas demonstrações financeiras (i) em bases históricas reais em 30 de setembro de 2010; e (ii) conforme ajustado de modo a refletir (a) o aumento do nosso capital social realizado em 5 de outubro de 2010, por meio da emissão de 5.181.992 novas ações subscritas pelos nossos acionistas controladores, e o grupamento das ações de nossa emissão realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915; (b) o recebimento de R$1.113.430.000,00 em recursos líquidos da Oferta (considerando a dedução das comissões da Oferta, mas sem considerar as despesas estimadas da Oferta), considerando o ponto médio da faixa do Preço por Ação de R$1.150,00, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais; e (c) a transferência para nós, nos termos da nossa reestruturação societária, de todas as ações de emissão das Sociedades Australianas, mediante o exercício do Bônus de Subscrição, nos termos do Contrato de Opção de Compra e Venda de Ações, por meio do qual a KEI Ltd. deverá subscrever 500.850 ações ordinárias de nossa emissão no valor total de emissão de R$1.286.359.250,00.

	Em 30 de setembro de 2010 (em R$ milhares)			
	Efetivo	**Ajustado Após o Aumento de Capital[2]**	**Ajustado Após a Oferta[3]**	**Ajustado Considerando as Sociedades Australianas[4]**
Disponibilidades	**430**	**7.909**	**1.121.339**	**1.121.339**
Passivo de Longo Prazo	**0**	**0**	**0**	**0**
Empréstimos e Financiamentos Não Circulante	0	0	0	0
Patrimônio Líquido	**45.522**	**53.001**	**1.166.431**	**2.452.790**
Capitalização Total[1]	**45.522**	**53.001**	**1.166.431**	**2.452.790**

(1) A capitalização total é resultado da soma dos empréstimos e financiamentos não circulante e do patrimônio líquido.

(2) Ajustado de modo a refletir o aumento das disponibilidades, no valor de R$7.479 mil, utilizado para aumentar o nosso capital social realizado em 5 de outubro de 2010, por meio da emissão de 5.181.992 novas ações subscritas pelos nossos acionistas controladores, e o grupamento das ações de nossa emissão realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915.

(3) Ajustado de modo a refletir o recebimento de R$1.113.430.000,00 em recursos líquidos da Oferta (considerando a dedução das comissões da Oferta, mas sem considerar as despesas estimadas da Oferta), considerando o ponto médio da faixa do Preço por Ação de R$1.150,00, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais.

(4) a transferência para nós, nos termos da nossa reestruturação societária, de todas as ações de emissão das Sociedades Australianas, mediante o exercício do Bônus de Subscrição, nos termos do Contrato de Opção de Compra e Venda de Ações, por meio do qual a KEI Ltd. deverá subscrever de 500.850 ações ordinárias de nossa emissão no valor total de emissão de R$1.286.359.250,00.

Um aumento (redução) de R$10% no Preço por Ação de R$1.150,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, em decorrência da colocação das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), considerando a dedução das comissões da Oferta e das despesas estimadas da Oferta, aumentaria (reduziria) o valor do nosso patrimônio líquido em R$111.343.000,00. O Preço por Ação será definido após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

Em 5 de outubro de 2010, nosso Conselho de Administração aprovou um aumento do nosso capital social por meio da emissão de 5.181.992 novas ações, aumentando o capital de R$78.700.000,00 para R$83.881.992,00 a um preço de emissão de R$1,00 por ação ordinária. Todas as ações foram subscritas pelos nossos acionistas controladores.

Em 22 de outubro de 2010, foi aprovado em assembléia geral extraordinária um grupamento das ações que compunham o nosso capital social à razão de 38,142915 ações ordinárias existentes para uma nova ação ordinária. Nesse sentido, o nosso capital social passou de 83.881.992 ações ordinárias para 2.199.150 ações ordinárias. As participações de cada um dos nossos acionistas na data do grupamento foram mantidas de maneira proporcional.

Exceto conforme descrito acima, desde 30 de setembro de 2010 nenhuma mudança material ocorreu em relação à capitalização.

DILUIÇÃO

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

Em 30 de setembro de 2010, considerando os seguintes ajustes: (i) o nosso aumento de capital ocorrido em 5 de outubro de 2010, que passou de R$78.700.000,00 para R$83.881.992,00, mediante a emissão de 5.181.992 ações ordinárias; e (ii) o grupamento das nossas ações ordinárias realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915. Esse valor patrimonial representa o valor contábil total de nosso patrimônio líquido dividido pelo número total de ações ordinárias de nossa emissão em 30 de setembro de 2010; o valor do nosso patrimônio líquido era de R$53,0 milhões e o valor patrimonial por ação ordinária integralizada de nossa emissão correspondia, na mesma data, a R$24,1.

Após considerarmos a colocação das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais) pelo ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação, de R$1.150,00, e considerando a dedução das comissões da Oferta e sem considerar as despesas estimadas da Oferta, nosso patrimônio líquido estimado em 30 de setembro de 2010 considerando os ajustes mencionados no parágrafo acima, seria de R$1,17 bilhão, representando um valor de R$361,2 por ação ordinária de nossa emissão. Isso significaria, em 30 de setembro de 2010, um aumento imediato no valor do nosso patrimônio líquido por ação ordinária de nossa emissão de R$337,1 para os acionistas existentes, e uma diluição imediata no valor do nosso patrimônio líquido por ação ordinária de nossa emissão de R$788,8 para novos investidores. Essa diluição representa a diferença entre o Preço por Ação e o valor patrimonial contábil por ação ordinária de nossa emissão imediatamente após a Oferta.

O quadro a seguir ilustra a diluição por Ação.

Preço por Ação [(1)]	R$1.150,00
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de setembro de 2010 [(2)]	R$24,1
Aumento do valor contábil patrimonial líquido por ação integralizada atribuído aos atuais acionistas após a Oferta	R$337,1
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de setembro de 2010 ajustado para refletir a Oferta [(2)]	R$361,2
Diluição do valor patrimonial contábil por ação dos novos investidores após a Oferta [(3)]	R$788,8
Diluição percentual dos novos investidores após a Oferta [(4)]	68,6%

(1) Considerando a subscrição das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R$1.150,00.
(2) Ajustado para refletir (i) o aumento do nosso capital social de R$78.700.000,00 para R$83.881.992,00, realizado em 5 de outubro de 2010 por meio da emissão de 5.181.992 novas ações; e (ii) o grupamento das nossas ações ordinárias realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915.
(3) Para os fins aqui previstos, diluição representa a diferença entre o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R$1.150,00 a ser pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação imediatamente após a conclusão da Oferta.
(4) O cálculo da diluição percentual dos novos investidores é obtido através da divisão do valor da diluição dos novos investidores pelo Preço por Ação, com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R$1.150,00.

Um aumento (redução) de R$50,00 no Preço por Ação de R$1.150,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, em decorrência da colocação das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), considerando a dedução das comissões da Oferta e das despesas estimadas da Oferta aumentaria (reduziria) (i) o valor patrimonial por ação ordinária de nossa emissão em R$14,99; e (ii) a diluição do valor patrimonial das ações de nossa emissão para novos acionistas em R$35,01 por ação. O Preço por Ação será definido após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* e não tem relação com nosso patrimônio líquido.

DILUIÇÃO REFERENTE AO EXERCÍCIO DO BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO

Após considerarmos (i) a colocação das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais) pelo ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação, de R$1.150,00, e considerando a dedução das comissões da Oferta e sem considerar as despesas estimadas da Oferta; e (ii) a transferência para nós, em relação a nossa reestruturação societária, de todas as ações de emissão das Sociedades Australianas e subscrição pela KEI Ltd. de 500.850 ações ordinárias de nossa emissão no valor total de emissão de R$1.286.359.250,00, nosso patrimônio líquido estimado em 30 de setembro de 2010, seria de R$2,45 bilhões, representando um valor de R$657,6 por ação ordinária de nossa emissão.

Isso significaria, em 30 de setembro de 2010, uma diluição imediata no valor do patrimônio líquido por ação de R$492,4 para novos investidores que subscreverem ações no âmbito da Oferta pelo Preço por Ação. Essa diluição representa a diferença entre o Preço por Ação e o valor patrimonial contábil por ação ordinária de nossa emissão imediatamente após a Oferta e após a conclusão bem-sucedida da nossa reestruturação societária.

O quadro a seguir ilustra a diluição por Ação.

Preço por Ação [(1)]	R$1.150,00
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de setembro de 2010 [(2)]	R$24,1
Aumento do valor contábil patrimonial líquido por ação integralizada atribuído aos atuais acionistas após a Oferta e o Bônus de Subscrição	R$633,5
Valor patrimonial contábil por ação em 30 de setembro de 2010 ajustado para refletir a Oferta e o Bônus de Subscrição[(2)]	R$657,6
Diluição do valor patrimonial contábil por ação dos novos investidores após a Oferta e o Bônus de Subscrição[(3)]	R$492,4
Diluição percentual dos novos investidores após a Oferta e o Bônus de Subscrição[(4)]	42,8%

(1) Considerando a subscrição das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar e as Ações Adicionais), com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R$1.150,00.
(2) Ajustado para refletir (i) o aumento do nosso capital social de R$78.700.000,00 para R$83.881.992,00, realizado em 5 de outubro de 2010 por meio da emissão de 5.181.992 novas ações; (ii) o grupamento das nossas ações ordinárias realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915; e (iii) o exercício do Bônus de Subscrição.
(3) Para os fins aqui previstos, diluição representa a diferença entre o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R$1.150,00 a ser pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação imediatamente após a conclusão da Oferta e após o exercício do Bônus de Subscrição pela KEI Ltd.
(4) O cálculo da diluição percentual dos novos investidores é obtido por meio da divisão do valor da diluição dos novos investidores pelo Preço por Ação, com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R$1.150,00, e considerando o exercício do Bônus de Subscrição pela KEI Ltd.

PLANO DE OPÇÃO

Em 21 de outubro de 2010, nosso Plano de Opção foi aprovado pela assembléia geral extraordinária. O Plano de Opção estabelece as condições gerais para a emissão para os membros do nosso Conselho de Administração, da nossa Diretoria, nossos empregados, consultores e outras pessoas-chave em nossas operações de opções de compra de nossas ações para promover nosso crescimento e sucesso, atingir nosso objetivo social e alinhar os interesses dos detentores das Opções com os dos nossos acionistas.

Até 10% das ações de nossa emissão podem ser emitidas por meio do Plano de Opção. Adicionalmente, de acordo com o Plano de Opção, as Opções são exercíveis dentro de seis anos contados da data de sua emissão, e o nosso Conselho de Administração que determinará o número de Opções a serem outorgadas, o número de nossas ações ordinárias que serão objeto de cada Opção, o preço de exercício, condições de pagamento e outros termos e condições das Opções. Com os termos das Opções emitidas de acordo com as determinações do Conselho de

Administração em cada outorga, antecipamos que a remuneração dos membros do nosso Conselho de Administração, da nossa Diretoria, dos nossos empregados, consultores e outros membros-chave das nossas operações estarão alinhados com nosso valor justo no curto, médio e longo prazo. Nosso Conselho de Administração selecionará os beneficiários das Opções dentre os membros do Conselho de Administração, nossa Diretoria, nossos empregados, consultores e outros membros chave das nossas operações por meio de votos representando a maioria simples.

Em 22 de outubro de 2010, nosso Conselho de Administração aprovou a emissão de Opções para os membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria adquirirem até 131.500 de nossas ações ordinárias, conforme o Plano de Opção, que representa 6% do nosso capital social na data deste Prospecto, conforme a tabela abaixo:

Conselho de Administração	**Quantidade de Ações**
Robert Hosking	21.000
Edward Munks	21.000
Timothy Hosking	16.000
Stephen Power	13.100
Geoffrey Atkins	13.100
Jorge Camargo	13.100
German Barrios	13.100
Diretoria	
Juliano Macedo	13.100
Karen Albuquerque	8.000
Total	**131.500**

Conforme determinado pelo nosso Conselho de Administração, o preço de exercício das Opções, conforme emitidas e que poderão ser exercidas por até seis anos da data de sua emissão, deve ser 33% superior ao Preço por Ação a ser fixado de acordo com o Procedimento de *Bookbuilding*.

Diluição Econômica do Plano de Opção

Conforme anteriormente esclarecido, o preço de exercício de Opções emitidas em conformidade com o Plano de Opção, que será determinado levando em consideração o preço médio para o mesmo tipo e classe de ações de nossa emissão durante os 90 dias de negociação na BM&FBOVESPA imediatamente anteriores à data estabelecida pelo nosso Conselho de Administração, ponderado pelo volume de negociação, corrigido monetariamente nos termos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor – Amplo, divulgado pelo IBGE, ou em conformidade com qualquer outro índice estabelecido pelo nosso Conselho de Administração, antes da data em que as opções sejam exercidas e acrescido de um prêmio ou menos um desconto. Tendo em vista que, na data deste Prospecto, as ações ordinárias de nossa emissão não eram negociadas na BM&FBOVESPA, não é possível calcular com precisão a diluição econômica decorrente do Plano de Opção.

Contudo, apenas para fins de análise, assumindo que (i) a totalidade das Opções outorgadas fosse exercida na sua data de exercício; e (ii) o preço de exercício fosse o Preço por Ação; e (iii) o preço futuro das ações tivesse um aumento correspondente à taxa DI para o período, a diluição econômica verificada no Plano de Opção seria de 3,4% por ação. Esse cálculo não deve ser interpretado pelo investidor como uma indicação do preço das ações ordinárias de nossa emissão no futuro.

[página intencionalmente deixada em branco]

ANEXOS

- Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira da Companhia (Versão Original em Inglês e Tradução Juramentada para Português)
- Estatuto Social Consolidado da Companhia
- Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 22 de outubro de 2010, que aprova a Oferta
- Minuta da Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia, que aprova o aumento do capital social da Companhia no âmbito da Oferta e fixa o Preço por Ação
- Declaração do Artigo 56 da Instrução CVM 400 da Companhia
- Declaração do Artigo 56 da Instrução CVM 400 do Coordenador Líder

[página intencionalmente deixada em branco]

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA COMPANHIA (VERSÃO ORIGINAL EM INGLÊS E TRADUÇÃO JURAMENTADA PARA PORTUGUÊS)

[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
OCTOBER 1, 2010
on the
PROSPECTIVE RESOURCES
attributable to
CERTAIN OIL PROSPECTS
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

TABLE of CONTENTS

Page

FOREWORD 1

Scope of Investigation 1
Authority 4
Source of Information 4

DEFINITION of PROSPECTIVE RESOURCES 5

GEOLOGY 9

Brazil 9
Morro da Igreja East (Beta) Oil Prospect 9
Monte Roriama South (Charlie Theta) Oil Prospect 9
Pre-Salt Oil Prospect 10
Pico do Jaragua East (Alpha) Oil Prospect 10
Monte Roriama Oil Prospect 10
Ascores Oil Prospect 10
Maruja Prospect 11
Peru 11
A Oil Prospect 11
B Oil Prospect 11
G Oil Prospect 11
B 144 Oil Prospect 12
D Oil Prospect 12

ESTIMATION of RESOURCES 13

Quantitative Risk Assessment and the Application of P_g 14
Application of P_e 15

VALUATION of RESOURCES 17

Potential Accumulations: Plans of Development 19
Brazil Prospects 21
Peru Prospects 21

SUMMARY and CONCLUSIONS 22

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 Oil Resources Truncated and Adjusted for TEFS
Table 4 – Estimate of the Net Prospective Oil Resources Truncated and Adjusted for TEFS
Table 5 – Prospective Oil Resources, Probability Distributions
Table 6 – Potential Present Worth at 10 Percent, Net Prospective Oil Resources
Table 7 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Morro Da Igreja (Beta)
Table 8 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Charlie (Theta)

TABLE of CONTENTS – (*Continued*)

TABLES – (*Continued*)

Table 9 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Pre-Salt
Table 10 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Pico Do Jaragua (Alpha)
Table 11 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Monte Roriama
Table 12 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, A
Table 13 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, B
Table 14 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, G
Table 15 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, B-144
Table 16 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, D
Table 17 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Acores
Table 18 – Gross Potential Quantities, Expenses, and Costs, Marujá
Table 19 – Summary of Conceptual Development Plan Assumptions

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

REPORT
as of
OCTOBER 1, 2010
on the
PROSPECTIVE RESOURCES
attributable to
CERTAIN OIL PROSPECTS
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

FOREWORD

Scope of Investigation

This report presents estimates, as of October 1, 2010, of the prospective petroleum resources of 12 prospects located in various license blocks in various basins of Brazil and Peru. This report is being prepared on behalf of Karoon Gas Australia Ltd and its subsidiary Karoon Petróleo & Gás S.A., hereinafter collectively referred to as "Karoon." Karoon currently owns various interests in these prospects under the terms of the exploration and production licenses issued (Table P1).

Karoon 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, Karoon intends to proceed with development 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 September 30, 2010. Net prospective resources are defined as the product of the gross prospective resources and Karoon's net interest. The prospects are located in various license blocks in various basins of Brazil and Peru.

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 19 summarize the estimated prospective resources for 12 prospects, as of October 1, 2010.

At the request of Karoon, 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 October 1, 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.

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 should be regarded only as estimates that may change as additional information becomes available. Not only are such prospective 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. 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 Mr. Bob Hosking, Director, Karoon.

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 Karoon 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 October 1, 2010.

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.

GEOLOGY

Seven prospects have been identified in the Santos Basin of Brazil. Five prospects have been identified in Peru (Tumbes and Maranon). A geologic description follows.

Brazil

Morro da Igreja East (Beta) Oil Prospect

Targets within this oil prospect are sandstones of various age that are vertically stacked, from the deeper Late Santonian to Early Campanian (Itajai Formation) and the shallower Oligocene (Marambaia Formation). The prospect is a structural fault-bounded trap with three-way dip closure to the east, northeast, and southeast. Thick intra-formational claystones provide top and base seals and a lateral cross-fault seal. Source rocks are the Barremian-age Guaratiba Formation, lacustrine shales within the pre-salt interval, and the Albian marine shales of the Garuja Formation in the post-salt interval. The migration pathway from the pre-salt source rocks is interpreted to be through salt thins or "windows" up into the post-salt interval where, in conjunction with the Albian source rocks, migration is vertically focused (due to favorable dipping beds) to the prospect. Direct hydrocarbon indicators (DHIs) are observed with conformance fit to structure in all of the potential targets.

Monte Roriama South (Charlie Theta) Oil Prospect

Targets within this oil prospect are sandstones of the Oligocene (Marambaia Formation). The prospect's trap is defined as a combined structural three-way dip closure with fault closure to the west and three-way dip closure to the south, southwest, and southeast. The reservoirs are sealed by intra-formational shales that provide top, base, and lateral cross fault seals and by an updip seal against salt of the older Aptian-age Ariri Formation that resulted from diapiric salt formation. Source rocks are the Barremian-age Guaratiba Formation, lacustrine shales within the pre-salt interval, and the Albian marine shales of the Garuja Formation in the post-salt interval. The migration pathway from the pre-salt source rocks is interpreted to be through salt thins or "windows" up into the post-salt interval where, in conjunction with the Albian source rocks, migration is vertically focused (due to favorable dipping beds) to the prospect. DHIs are observed with fit to structure at the target level, which is consistent with fluids in the reservoir at these depths.

Pre-Salt Oil Prospect

Targets within this oil prospect are the Barremian Stromatolotic Carbonates. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Barremian lacustrine shales of the Guaratiba Formation. These reservoirs are sealed by Aptian salt of the Ariri Formation. The migration pathway is interpreted to be lateral to the main basement high underlying the Karoon blocks. Significant overpressure is expected and presents a drilling risk as well as a hydrocarbon column height limitation.

Pico do Jaragua East (Alpha) Oil Prospect

Targets within this oil prospect are sandstones of various age that are vertically stacked, from the deeper Late Santonian to Early Campanian (Itajai Formation) and the shallower Maastrichtian (Santos Formation). The prospect is a structural fault-bounded trap with three-way dip closure to the east, northeast, and southeast. Thick intra-formational claystones provide top and base seals and a lateral cross fault seal. Source rocks are the Barremian-age Guaratiba Formation, lacustrine shales within the pre-salt interval, and the Albian marine shales of the Garuja Formation in the post-salt interval. The migration pathway from the pre-salt source rocks is interpreted to be through salt thins or “windows” up into the post-salt interval where, in conjunction with the Albian source rocks, migration is vertical focused (due to favorable dipping beds) to the prospect. DHIs are observed with conformance fit to structure in all of the potential targets.

Monte Roriama Oil Prospect

Targets within this oil prospect are the Maastrichtian sandstones. The prospect is a combined structural/stratigraphic trap. Source rocks are the Barremian lacustrine shales of the Guaratiba Formation. The reservoirs are sealed by Maastrictian shales of the Jurea Formation. The migration pathway is interpreted to be through salt thins or “windows” and then primarily vertical along the face of a salt diapir. DHIs are observed with conformance to structure.

Ascores Oil Prospect

Potential targets within this oil prospect are the Santonian sandstones. The prospect is a combination trap. Source rocks are the Barremian lacustrine shales of the Guaratiba Formation. These reservoirs are

sealed by Santonian shales of the Itajai Formation. The migration pathway is interpreted to be through faults and salt thins or "windows."

Maruja Prospect

The oil prospect targets upper Cretaceous and Paleogene-age potential reservoirs. The prospect is a three-way faulted dip closure. Source rocks are the Barremian lacustrine shales of the Guaratiba Formation. These potential reservoirs are sealed by the various interbedded clastics present in the section. The migration pathway is interpreted to be through faults and salt thins or "windows."

Peru

A Oil Prospect

Prospect A is a Late Miocene-Pliocene fault trap. The potential targets are Late Miocene Tumbes Formation reservoir sands sealed vertically and laterally by Pliocene Mal Pelo Formation or Late Miocene Tumbes Formation intraformational mudstones. Secondary targets are present in the overlying Pliocene Mal Pelo Formation. Oligocene Heath Formation source rocks are presently in the expulsion window. Vertical migration is affected through faults. Amplitude anomalies are recognized within the shallow Mal Pelo Formation horizons.

B Oil Prospect

Prospect B is a faulted anticline. The potential targets are Late Miocene Tumbes Formation reservoir sands sealed vertically by Pliocene Mal Pelo or Late Miocene Tumbes Formation intraformational mudstones. Secondary targets are present in the underlying Pliocene Middle Miocene Zorritos Formation. The structure is situated adjacent to the putative hydrocarbon kitchen where modeling suggests Oligocene Heath Formation source rocks are presently expelling oil and gas. Vertical migration is affected through faults.

G Oil Prospect

Prospect G is a faulted anticline. The potential targets are Middle Miocene Zorritos Formation sands vertically sealed by Middle Miocene Cardolitos Formation shales. Secondary targets are present in the

overlying Late Miocene Tumbes and Pliocene Mal Pelo Formations. Oligocene Heath Formation source rocks are presently expelling oil and gas. Vertical migration is affected through faults.

B 144 Oil Prospect

Targets within this oil prospect are the Upper Cretaceous sandstones at the Pozo and Vivian Formations. The prospect is a structural trap. Source rocks are the Turonian marine shales of the Chonta Formation. These reservoirs are sealed by Upper Cretaceous shales. The migration pathway is interpreted to be lateral from the north.

D Oil Prospect

Prospect D is the thrust or wrench-related structure. The potential targets are Middle Miocene Zorritos Formation sands vertically sealed by Middle Miocene Cardolitos Formation shales. Secondary targets are present in the overlying Late Miocene Tumbes and Pliocene Mal Pelo Formations. Oligocene Heath Formation source rocks are presently in the expulsion window. Vertical migration is affected through faults.

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, 12 potential accumulations are referred to as prospects to reflect the current stage of technical evaluation.

Nonassociated gas is gas at initial reservoir conditions with no crude oil present in the reservoir. Gas-cap gas is gas at initial reservoir conditions and is in communication with an underlying oil zone. Solution gas is gas dissolved in crude oil at initial reservoir conditions. In known accumulations, solution gas and gas-cap gas are sometime produced together, and as a whole, referred to as associated gas. However, it is not certain whether prospective reservoirs will be gas bearing, oil bearing, or water bearing. Due to this uncertainty, prospective resources volumes are identified in this report simply as oil, gas, condensate, or solution gas.

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 Table 5.

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, resources and the P_g estimates, as of October 1, 2010, evaluated herein are shown in Tables 1 and 2. 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 October 1, 2010, of the truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted gross and net prospective oil resources evaluated herein are summarized in Tables 3 and 4.

Application of the P_e 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 Karoon, 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), 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 7 through 18. The Karoon 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.

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 report 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 TEFS for the 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 are summarized in Table P1.

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 Table 6.

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.

Potential Accumulations:

Plans of Development

The development scenarios presented in this study are conceptual development plans based on successful discovery of economic quantities for each prospect. Since these conceptual development plans are based on estimates of prospective resource quantities, these plans should not be misinterpreted as development plans based on reserves. The actual development plans, should there be successful discovery, may differ significantly from the conceptual development plans presented herein.

The potential operating expenses, potential capital costs, and potential production associated with the gross prospective mean oil resources estimated in this study used available analog fields in basins with similar production and environmental conditions (Tables 7 through 18). The offshore prospective resources oil quantities, if discovered and economically developed, would use leased floating production storage and offloading (FPSO) vessels that range in production capacity from 50,000 barrels of oil per day (BOPD) to 200,000 BOPD. Development wells could be produced through subsea templates, wellhead platforms or tension-leg platforms tied back to the FPSO. The leased FPSO option is suitable for the offshore basins where prospective resources have been estimated and may be discovered. Facility costs are based on a U.S.$30 million per well cost for all subsea architecture necessary to connect the well to the FPSO.

Potential operating expenses were estimated using fixed costs of U.S.$130 million per year per 100,000 BOPD of FPSO processing capacity for the Santos and Tumbes basins. Variable potential operating expenses and potential transportation costs were estimated to be U.S.$2.00 per barrel and U.S. $1.00 per barrel, respectively.

Potential fixed operating expenses estimated herein include expense items such as FPSO lease payments to the owners of the vessels. Potential variable expenses are related to operating personnel salaries, onshore support, supply boats, spare parts, maintenance expenses, water handling charges, chemicals, transportation, and certain well related workover costs.

Potential capital costs, potential operating expenses, and potential production forecasts are summarized in Tables 7 through 18. These schedules are based on current industry practice, and may change based on new technical data and/or economic conditions. These potential forecasts do not represent production scheduling of reserves. Application of P_g and/or P_e does not equate potential production forecasts of prospective resources to contingent resources or 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.

Table 19 presents a summary of the potential development plan assumptions. Table 19 also summarizes for each prospect the gross mean prospective resources quantities that have been estimated for each prospect, the number of development wells, and the drilling and completion cost estimates and assumptions related to the fixed and variable operating expenses. Abandonment costs are included as operating expenses in the later years of the field's operation.

Brazil Prospects

Based on information provided by Karoon, the identified prospects will be developed via subsea wells tied back to dedicated FPSO units. Each FPSO will be sized in accordance with peak production from the corresponding prospect.

The produced oil will be transported via a shuttle tanker. Produced gas will be reinjected except for a small volume that will be used in-field for fuel. It is possible that a gas pipeline may eventually be constructed to allow export of the associated gas.

Peru Prospects

Based on information provided by Karoon, the identified offshore prospects (A, B, D, and G) will be developed via subsea wells tied back to FPSO units sized appropriately for estimated peak production for each prospect. Produced oil will be transported via shuttle tanker to onshore facilities. Produced gas will be reinjected except for a small volume that will be used for in-field fuel. It is possible that a gas pipeline may eventually be constructed to allow export of associated gas.

The identified onshore prospect (B-144) will be developed using directional wells drilled from well pads. Produced oil will be transported via barge on the river in close proximity to the prospect. Produced gas will be reinjected except for a small volume that will be used for in-field fuel. It is possible that a gas pipeline may eventually be constructed to allow export of associated gas.

SUMMARY and CONCLUSIONS

Prospective resources in 12 prospects have been identified in various license blocks in various basins of Brazil and Peru. The prospective resources presented below are based on the statistical aggregation method. Estimates of the gross and net prospective oil resources for Brazil and Peru, as of October 1, 2010, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl):

	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Mean Estimate
Gross Prospective Resources				
Gross Prospective Oil Resources, 10^3bbl	1,277,387	2,339,941	4,286,749	2,616,133
Net Prospective Resources				
Net Prospective Oil Resources, 10^3bbl	902,253	1,836,190	3,737,274	2,141,347

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 geological or economic chance 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.

Estimates of the gross and net truncated, TEFS-adjusted prospective oil resources for Brazil and Peru, as of October 1, 2010, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl):

	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Mean Estimate
Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Resources				
Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	1,359,515	2,490,383	4,562,357	2,784,332
Net Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Resources				
Net Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	1,095,012	2,005,862	3,674,720	2,242,622

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 geological or economic chance 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 truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted mean estimate prospective oil resources for Brazil and Peru, as of October 1, 2010, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl).

	Mean Estimate
Gross Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted Prospective Resources	
Gross Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	635,809
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted Prospective Resources	
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e-Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	561,042

Notes:
1. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
2. Application of any geological or economic chance factor does not equate prospective resources with contingent resources or reserves.
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 interest to Karoon) for Brazil and Peru that might be realized from the production and sale of the truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted prospective oil resources of the various prospects evaluated herein, using the potential present worth per prospective resources volume methodology, as of October 1, 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	2,871,726	3,937,005	5,397,720	4,058,172

Notes:

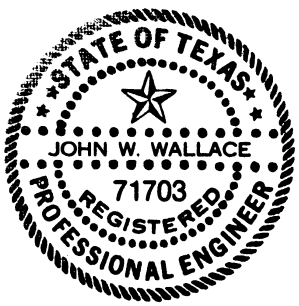
1. Estimated potential present worth of prospective resources is not comparable to present worth estimates of contingent resources or reserves.
2. Estimates of potential present worth for prospective resources do not consider adjustments for political and/or environmental uncertainties.
3. A possibility exists that the prospects will not result in successful discovery and development, in which case there would be no positive present worth.
4. 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 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: October 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:

$$PPW_{10} = \left[\left(P_e \times EV_t \times NRI \times \frac{PW}{BOE}\right) - \left(P_e \times CWCE \times NRI\right)\right] - \left(P_f \times DHC \times NRI\right)$$

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.

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

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE P1
PROSPECT PORTFOLIO SUMMARY
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

Prospect	Country	Basin	License Block	Equity (decimal)	Fraction in Block (decimal)	Statistical Mean Potential Present Worth per Barrel (U.S.$/bbl)	Threshold Economic Field Size (10^3 bbl)	Exploration Well Cost Estimate (10^3 U.S.$)	Prospect Potential Fluid	Target Zone Depth (meters)	Water Depth (meters)
Morro da Igreja (Beta)	Brazil	Santos	Block S-1102-1037	1.000	1.000	7.820	35,000	40,000	Oil	3,000	250
Charlie (Theta)	Brazil	Santos	Block S-1166	1.000	1.000	7.280	10,000	40,000	Oil	2,900	400
Pre-Salt	Brazil	Santos	Block 1102	1.000	1.000	5.030	35,000	130,000	Oil	7,500	500
Pico do Jaragua (Alpha)	Brazil	Santos	Block S-1101-1165	1.000	1.000	11.100	35,000	40,000	Oil	3,000	500
Monte Roriama	Brazil	Santos	Block 1166	1.000	1.000	5.290	35,000	35,000	Oil	2,500	430
Acores	Brazil	Santos	Block 1352	0.200	1.000	3.150	35,000	65,000	Oil	5,000	465
Marujá	Brazil	Santos	Block 1352	0.200	1.000	8.900	35,000	50,000	Oil	3,900	394
A	Peru	Tumbes	Z38	0.750	1.000	8.590	20,000	30,000	Oil	1,700	340
B	Peru	Tumbes	Z38	0.750	1.000	9.240	20,000	30,000	Oil	950	460
G	Peru	Tumbes	Z38	0.750	1.000	7.070	20,000	30,000	Oil	750	300
B-144	Peru	Maranon	Block 144	1.000	1.000	6.180	25,000	35,000	Oil	5,200	--
D	Peru	Tumbes	Z38	0.750	1.000	7.520	20,000	30,000	Oil	750	300

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
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

				Gross 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 Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
Morro da Igreja (Beta)	Brazil	Santos	Block S-1102-1037	289,667	565,814	1,040,471	632,785	0.250	157,971
Charlie (Theta)	Brazil	Santos	Block S-1166	31,049	87,177	242,440	116,431	0.448	52,161
Pre-Salt	Brazil	Santos	Block 1102	35,681	101,195	256,959	126,475	0.189	23,904
Pico do Jaragua (Alpha)	Brazil	Santos	Block S-1101-1165	208,821	345,391	569,750	372,156	0.501	186,587
Monte Roriama	Brazil	Santos	Block 1166	26,751	46,675	79,609	50,790	0.420	21,332
Acores	Brazil	Santos	Block 1352	49,824	99,883	188,689	111,479	0.175	19,509
Marujá	Brazil	Santos	Block 1352	91,875	176,413	315,607	194,078	0.210	40,756
A	Peru	Tumbes	Z38	54,446	190,239	611,423	273,158	0.216	59,002
B	Peru	Tumbes	Z38	23,411	81,082	237,756	113,305	0.125	14,163
G	Peru	Tumbes	Z38	88,420	288,656	888,722	418,754	0.140	58,626
B-144	Peru	Maranon	Block 144	37,117	79,687	160,293	90,577	0.250	22,644
D	Peru	Tumbes	Z38	33,332	90,700	236,440	116,146	0.140	16,260
Statistical Aggregate				**1,277,387**	**2,339,941**	**4,286,749**	**2,616,133**	**0.257**	**672,916**
Arithmetic Summation				970,392	2,152,912	4,828,160	2,616,133	0.257	672,916

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; leads are not valued in this report.
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 2
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE OIL RESOURCES
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

				Net 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 Geologic Success, P_g (decimal)	P_g-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)
Morro da Igreja (Beta)	Brazil	Santos	Block S-1102-1037	289,667	565,814	1,040,471	632,785	0.250	157,971
Charlie (Theta)	Brazil	Santos	Block S-1166	31,049	87,177	242,440	116,431	0.448	52,161
Pre-Salt	Brazil	Santos	Block 1102	35,681	101,195	256,959	126,475	0.189	23,904
Pico do Jaragua (Alpha)	Brazil	Santos	Block S-1101-1165	208,821	345,391	569,750	372,156	0.501	186,587
Monte Roriama	Brazil	Santos	Block 1166	26,751	46,675	79,609	50,790	0.420	21,332
Acores	Brazil	Santos	Block 1352	9,965	19,977	37,738	22,296	0.175	3,902
Marujá	Brazil	Santos	Block 1352	18,375	35,283	63,121	38,816	0.210	8,151
A	Peru	Tumbes	Z38	40,834	142,679	458,567	204,869	0.216	44,252
B	Peru	Tumbes	Z38	17,559	60,812	178,317	84,978	0.125	10,622
G	Peru	Tumbes	Z38	66,315	216,492	666,542	314,065	0.140	43,969
B-144	Peru	Maranon	Block 144	37,117	79,687	160,293	90,577	0.250	22,644
D	Peru	Tumbes	Z38	24,999	68,025	177,330	87,109	0.140	12,195
Statistical Aggregate				**902,253**	**1,836,190**	**3,737,274**	**2,141,347**	**0.274**	**587,691**
Arithmetic Summation				807,132	1,769,206	3,931,138	2,141,347	0.274	587,691

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; leads are not valued in this report.
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.

TABLE 3
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

				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)
Morro da Igreja (Beta)	Brazil	Santos	Block S-1102-1037	319,903	585,332	1,071,094	654,145	0.236	154,226
Charlie (Theta)	Brazil	Santos	Block S-1166	42,313	98,360	228,678	122,158	0.399	48,754
Pre-Salt	Brazil	Santos	Block 1102	39,990	101,602	258,180	132,399	0.169	22,388
Pico do Jaragua (Alpha)	Brazil	Santos	Block S-1101-1165	222,357	357,285	574,132	382,612	0.475	181,558
Monte Roriama	Brazil	Santos	Block 1166	32,084	53,659	89,750	58,160	0.311	18,077
Acores	Brazil	Santos	Block 1352	83,528	156,152	291,948	175,919	0.060	10,622
Marujá	Brazil	Santos	Block 1352	100,297	179,688	321,950	199,288	0.198	39,457
A	Peru	Tumbes	Z38	60,390	189,247	593,152	281,557	0.192	54,079
B	Peru	Tumbes	Z38	28,063	83,864	250,659	120,799	0.112	13,501
G	Peru	Tumbes	Z38	104,705	311,374	926,130	447,056	0.125	55,972
B-144	Peru	Maranon	Block 144	40,488	80,817	161,333	93,472	0.234	21,911
D	Peru	Tumbes	Z38	35,645	89,951	227,026	116,767	0.131	15,264
Statistical Aggregate				**1,359,515**	**2,490,383**	**4,562,357**	**2,784,332**	**0.228**	**635,809**
Arithmetic Summation				1,109,763	2,287,332	4,994,032	2,784,332	0.228	635,809

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. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05; leads are not valued in this report.
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.

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

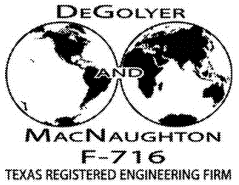


TABLE 4
ESTIMATE of the NET PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

				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)**
Morro da Igreja (Beta)	Brazil	Santos	Block S-1102-1037	319,903	585,332	1,071,094	654,145	0.236	154,226
Charlie (Theta)	Brazil	Santos	Block S-1166	42,313	98,360	228,678	122,158	0.399	48,754
Pre-Salt	Brazil	Santos	Block 1102	39,990	101,602	258,180	132,399	0.169	22,388
Pico do Jaragua (Alpha)	Brazil	Santos	Block S-1101-1165	222,357	357,285	574,132	382,612	0.475	181,558
Monte Roriama	Brazil	Santos	Block 1166	32,084	53,659	89,750	58,160	0.311	18,077
Acores	Brazil	Santos	Block 1352	16,706	31,230	58,390	35,184	0.060	2,124
Marujá	Brazil	Santos	Block 1352	20,059	35,938	64,390	39,858	0.198	7,891
A	Peru	Tumbes	Z38	45,293	141,935	444,864	211,168	0.192	40,559
B	Peru	Tumbes	Z38	21,048	62,898	187,994	90,599	0.112	10,126
G	Peru	Tumbes	Z38	78,529	233,531	694,598	335,292	0.125	41,979
B-144	Peru	Maranon	Block 144	40,488	80,817	161,333	93,472	0.234	21,911
D	Peru	Tumbes	Z38	26,734	67,463	170,269	87,575	0.131	11,448
Statistical Aggregate				**1,095,012**	**2,005,862**	**3,674,720**	**2,242,622**	**0.250**	**561,042**
Arithmetic Summation				905,502	1,850,051	4,003,672	2,242,622	0.250	561,042

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. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05; leads are not valued in this report.
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.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5
PROBABILITY DISTRIBUTIONS
for
MONTE CARLO SIMULATION
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

Prospect	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
Morro da Igreja (Beta)	Santonian	Productive area, acres	963	1,022	1,313	1,763	1,924	1,355
		Net hydrocarbon thickness, feet	148.7	176.6	275.9	453.1	592.4	297.0
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.84
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.172	0.195	0.220	0.246	0.279	0.220
		Oil saturation, decimal	0.621	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.424	1.366	1.293	1.222	1.174	1.291
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.174	0.299	0.450	0.567	0.307
		Prospective OOIP, barrels	102,533,968	176,816,016	293,287,456	512,135,936	1,185,755,520	322,800,146
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	20,121,450	42,125,736	87,265,832	172,293,088	481,891,616	98,564,231
Morro da Igreja (Beta)	Campanian	Productive area, acres	1,873	3,122	7,399	14,896	18,683	8,240
		Net hydrocarbon thickness, feet	82.7	98.0	153.3	251.8	329.1	165.0
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.84
		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	0.307	0.250
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.577	1.513	1.433	1.354	1.297	1.430
		Recovery efficiency, decimal	0.213	0.261	0.327	0.392	0.443	0.327
		Prospective OOIP, barrels	159,477,104	367,444,032	940,482,752	2,097,822,336	4,879,756,800	1,118,532,207
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	41,667,100	121,946,392	296,562,912	704,071,040	1,786,435,968	365,698,398
Morro da Igreja (Beta)	Eocene	Productive area, acres	1,103	1,836	4,356	8,751	10,983	4,847
		Net hydrocarbon thickness, feet	57.8	68.7	107.3	176.2	230.6	115.5
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.84
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.250	0.275	0.300	0.325	0.356	0.300
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.578	1.513	1.433	1.354	1.300	1.430
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.155	0.294	0.478	0.599	0.307
		Prospective OOIP, barrels	59,319,272	178,667,728	461,636,832	1,052,877,696	2,453,996,800	550,290,587
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	9,432,627	47,355,216	126,872,856	353,598,816	1,016,840,896	168,521,994

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
Charlie (Theta)	Eocene	Productive area, acres	748	1,242	2,939	5,908	7,415	3,272
		Net hydrocarbon thickness, feet	57.8	68.6	107.3	176.2	230.9	115.5
		Geometric correction factor, decimal	0.80	0.82	0.84	0.86	0.88	0.84
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.230	0.255	0.280	0.305	0.338	0.280
		Oil saturation, decimal	0.650	0.691	0.750	0.809	0.849	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.577	1.513	1.433	1.354	1.297	1.430
		Recovery efficiency, decimal	0.100	0.166	0.308	0.485	0.599	0.318
		Prospective OOIP, barrels	40,082,596	113,382,192	294,884,672	718,967,296	1,672,642,688	366,814,847
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	6,076,484	31,048,592	87,177,064	242,439,696	628,854,144	116,430,902
Pre-Salt	Stromatolitic Carbonates	Productive area, acres	1,518	2,531	5,983	12,043	15,125	6,665
		Net hydrocarbon thickness, feet	90.8	107.9	168.6	277.0	362.4	181.5
		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	0.161	0.101
		Oil saturation, decimal	0.625	0.666	0.725	0.784	0.824	0.725
		Formation volume factor, Bo	1.480	1.418	1.343	1.269	1.217	1.341
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.333	0.397	0.249
		Prospective OOIP, barrels	65,929,064	158,254,352	421,263,808	997,144,000	1,954,923,776	507,016,683
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	11,414,026	35,680,572	101,195,016	256,959,456	638,521,792	126,475,336
Pico do Jaragua (Alpha)	Santonian	Productive area, acres	1,468	1,627	2,429	3,816	4,395	2,582
		Net hydrocarbon thickness, feet	123.8	147.2	230.0	377.6	493.4	247.5
		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	0.172	0.195	0.220	0.246	0.280	0.220
		Oil saturation, decimal	0.621	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.425	1.366	1.293	1.222	1.174	1.291
		Recovery efficiency, decimal	0.225	0.300	0.400	0.500	0.577	0.400
		Prospective OOIP, barrels	151,948,400	293,497,280	537,415,744	1,022,499,904	2,228,965,120	608,861,698
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	49,617,144	112,532,336	214,193,552	404,001,728	945,943,744	242,922,060
Pico do Jaragua (Alpha)	Maastrichtian	Productive area, acres	3,852	4,085	5,253	7,054	7,697	5,419
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	39.2	61.3	100.6	131.9	66.0
		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	0.152	0.175	0.200	0.226	0.258	0.200
		Oil saturation, decimal	0.620	0.661	0.720	0.779	0.820	0.720
		Formation volume factor, Bo	1.369	1.313	1.244	1.175	1.126	1.242
		Recovery efficiency, decimal	0.225	0.300	0.400	0.500	0.577	0.400
		Prospective OOIP, barrels	91,083,312	170,652,880	292,375,040	520,429,248	920,844,480	323,937,462
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	23,476,486	64,946,716	112,401,352	211,594,704	494,341,888	129,233,636

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
Monte Roriama	Maastrichtian A	Productive area, acres	249	412	977	1,962	2,465	1,087
		Net hydrocarbon thickness, feet	23.1	27.4	42.9	70.5	92.1	46.2
		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	0.181	0.205	0.230	0.256	0.289	0.230
		Oil saturation, decimal	0.650	0.691	0.750	0.809	0.849	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.428	1.366	1.293	1.222	1.174	1.291
		Recovery efficiency, decimal	0.178	0.237	0.350	0.465	0.545	0.351
		Prospective OOIP, barrels	6,412,802	16,821,110	42,465,316	101,060,064	223,270,416	52,238,571
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,327,085	5,558,552	14,439,899	35,639,488	92,620,416	18,253,743
Monte Roriama	Maastrichtian B	Productive area, acres	111	184	436	876	1,098	485
		Net hydrocarbon thickness, feet	29.7	35.3	55.2	90.7	118.8	59.4
		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	0.181	0.205	0.230	0.256	0.290	0.230
		Oil saturation, decimal	0.650	0.691	0.750	0.809	0.850	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.426	1.366	1.293	1.222	1.174	1.291
		Recovery efficiency, decimal	0.178	0.237	0.350	0.465	0.545	0.351
		Prospective OOIP, barrels	3,259,698	9,839,235	24,564,720	56,665,708	108,531,584	29,770,174
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	911,082	2,957,639	8,573,972	21,176,642	42,755,648	10,410,514
Monte Roriama	Maastrichtian C	Productive area, acres	116	193	457	920	1,155	509
		Net hydrocarbon thickness, feet	29.7	35.3	55.2	90.5	118.5	59.4
		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	0.181	0.205	0.230	0.256	0.287	0.230
		Oil saturation, decimal	0.651	0.691	0.750	0.809	0.849	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.425	1.366	1.293	1.222	1.175	1.291
		Recovery efficiency, decimal	0.178	0.237	0.350	0.465	0.545	0.351
		Prospective OOIP, barrels	3,536,242	10,226,945	26,317,752	59,950,536	110,160,336	31,213,444
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	663,092	3,333,823	8,778,703	21,478,366	52,457,992	10,955,514
Monte Roriama	Maastrichtian D	Productive area, acres	116	193	457	918	1,154	509
		Net hydrocarbon thickness, feet	29.7	35.3	55.2	90.5	118.4	59.4
		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	0.181	0.205	0.230	0.256	0.290	0.230
		Oil saturation, decimal	0.651	0.691	0.750	0.809	0.850	0.750
		Formation volume factor, Bo	1.423	1.366	1.293	1.222	1.174	1.291
		Recovery efficiency, decimal	0.178	0.237	0.350	0.465	0.545	0.351
		Prospective OOIP, barrels	4,205,152	10,196,023	26,270,064	59,226,804	127,984,136	31,407,856
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	785,526	3,126,368	9,203,098	22,070,280	64,502,604	11,170,227

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
A	Upper Miocene - Tumbes	Productive area, acres	856	2,965	7,781	16,070	20,350	8,681
		Net hydrocarbon thickness, feet	57.8	66.4	113.9	248.3	403.0	137.7
		Geometric correction factor, decimal	0.63	0.65	0.67	0.68	0.69	0.66
		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	0.307	0.250
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.579	1.513	1.433	1.354	1.298	1.430
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.179	0.370	0.536	0.600	0.363
		Prospective OOIP, barrels	56,184,292	189,531,248	556,832,896	1,563,605,504	4,001,120,768	749,015,478
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	8,805,416	54,445,740	190,238,800	611,422,720	1,761,780,736	273,158,345
B	Upper Miocene - Tumbes	Productive area, acres	441	1,245	3,249	6,694	8,452	3,622
		Net hydrocarbon thickness, feet	57.8	66.4	113.9	248.1	401.7	137.7
		Geometric correction factor, decimal	0.63	0.65	0.67	0.68	0.69	0.66
		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	0.275	0.309	0.250
		Oil saturation, decimal	0.601	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.579	1.513	1.433	1.354	1.300	1.430
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.179	0.367	0.534	0.600	0.361
		Prospective OOIP, barrels	20,749,054	78,575,040	234,166,864	639,231,936	2,162,058,240	315,676,491
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	3,690,451	23,411,352	81,082,384	237,755,584	891,434,880	113,304,568
G	Upper Miocene - Tumbes	Productive area, acres	1,126	4,413	11,689	24,120	30,559	13,027
		Net hydrocarbon thickness, feet	57.8	66.4	113.8	248.4	401.8	137.7
		Geometric correction factor, decimal	0.63	0.65	0.67	0.68	0.69	0.66
		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	0.309	0.250
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.582	1.513	1.433	1.354	1.300	1.430
		Recovery efficiency, decimal	0.101	0.182	0.376	0.548	0.620	0.370
		Prospective OOIP, barrels	48,222,744	280,649,056	829,507,072	2,487,821,312	7,160,773,120	1,141,018,400
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	5,664,397	88,419,712	288,656,160	888,722,112	3,371,948,800	418,753,575
B-144	Pozo	Productive area, acres	1,379	2,297	5,441	10,953	13,735	6,059
		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	0.152	0.175	0.200	0.226	0.259	0.200
		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	1.083	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.333	0.397	0.249
		Prospective OOIP, barrels	22,793,750	58,497,632	153,596,288	337,966,176	1,081,680,000	182,611,207
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,796,187	12,598,844	35,964,056	88,691,560	303,831,936	45,183,792

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
B-144	Vivian	Productive area, acres	1,377	2,296	5,440	10,953	13,737	6,059
		Net hydrocarbon thickness, feet	16.5	19.6	30.7	50.4	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	0.152	0.175	0.200	0.226	0.258	0.200
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.314	1.261	1.194	1.128	1.080	1.192
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.333	0.397	0.249
		Prospective OOIP, barrels	25,723,358	59,711,924	151,187,376	338,648,640	839,266,880	182,357,452
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	3,832,347	13,980,476	35,483,280	88,416,680	250,998,848	45,393,231
D	Upper Miocene - Tumbes	Productive area, acres	1,385	2,299	5,443	10,940	13,731	6,059
		Net hydrocarbon thickness, feet	57.8	68.6	107.3	176.2	230.9	115.5
		Geometric correction factor, decimal	0.63	0.65	0.67	0.68	0.69	0.66
		Net to gross ratio, decimal	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
		Porosity, decimal	0.151	0.175	0.200	0.226	0.259	0.200
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.799	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.205	1.156	1.094	1.034	0.990	1.093
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.333	0.397	0.249
		Prospective OOIP, barrels	48,365,480	144,084,496	376,487,424	912,811,456	2,207,413,248	467,518,417
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	8,861,058	33,331,640	90,699,824	236,440,464	543,709,760	116,145,892
Acores	Upper Santonian	Productive area, acres	331	551	1,306	2,629	3,296	1,454
		Net hydrocarbon thickness, feet	41.3	49.1	76.7	125.8	164.6	82.5
		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	0.076	0.095	0.120	0.146	0.182	0.121
		Oil saturation, decimal	0.601	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.391	1.334	1.263	1.194	1.147	1.262
		Recovery efficiency, decimal	0.150	0.198	0.326	0.510	0.605	0.341
		Prospective OOIP, barrels	7,455,165	19,620,858	51,729,348	118,076,176	415,478,688	62,429,711
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	1,877,199	5,610,481	15,608,962	42,647,140	165,579,696	21,140,375
Acores	Lower Santonian	Productive area, acres	992	1,653	3,917	7,886	9,891	4,362
		Net hydrocarbon thickness, feet	41.3	49.0	76.7	125.9	164.5	82.5
		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	0.104	0.125	0.150	0.176	0.209	0.150
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.369	1.313	1.244	1.175	1.125	1.242
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.333	0.397	0.249
		Prospective OOIP, barrels	33,621,440	76,429,320	194,069,456	441,136,832	1,176,195,712	236,803,748
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	4,703,028	17,620,580	46,262,088	114,683,744	351,763,904	58,954,034

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 5 – PROBABILITY DISTRIBUTIONS – *(Continued)*

Prospect	Reservoir	Parameter	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Mean
Acores	Cenomanian	Productive area, acres	937	1,561	3,703	7,439	9,336	4,120
		Net hydrocarbon thickness, feet	24.8	29.4	46.0	75.5	98.8	49.5
		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	0.094	0.115	0.140	0.166	0.199	0.141
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.348	1.292	1.224	1.156	1.111	1.222
		Recovery efficiency, decimal	0.113	0.165	0.249	0.333	0.397	0.249
		Prospective OOIP, barrels	12,768,466	40,532,088	104,604,232	240,012,736	639,779,776	126,550,560
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	2,403,608	9,954,117	25,103,866	61,614,908	161,184,672	31,384,814
Marujá	Oligocene	Productive area, acres	781	1,297	3,072	6,181	7,745	3,420
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	39.2	61.3	100.7	131.6	66.0
		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	0.181	0.205	0.230	0.256	0.289	0.230
		Oil saturation, decimal	0.601	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.480	1.418	1.343	1.269	1.219	1.341
		Recovery efficiency, decimal	0.150	0.200	0.319	0.456	0.520	0.325
		Prospective OOIP, barrels	28,614,384	67,361,264	176,048,448	399,825,536	1,023,150,784	210,508,379
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	5,279,231	20,500,048	54,214,144	132,422,768	362,384,576	67,964,734
Marujá	Paleocene	Productive area, acres	781	1,295	3,072	6,181	7,751	3,420
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	39.2	61.3	100.6	131.9	66.0
		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	0.181	0.205	0.230	0.256	0.288	0.230
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.478	1.418	1.343	1.269	1.217	1.341
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.300	0.399	0.476	0.300
		Prospective OOIP, barrels	20,474,700	65,692,416	176,293,696	400,824,832	924,618,368	212,451,583
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	3,344,425	19,177,012	49,920,576	122,851,432	352,742,752	63,371,937
Marujá	Campanian	Productive area, acres	777	1,299	3,070	6,174	7,753	3,420
		Net hydrocarbon thickness, feet	33.0	39.2	61.3	100.7	131.9	66.0
		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	0.181	0.205	0.230	0.256	0.289	0.230
		Oil saturation, decimal	0.600	0.641	0.700	0.759	0.800	0.700
		Formation volume factor, Bo	1.478	1.418	1.343	1.269	1.216	1.341
		Recovery efficiency, decimal	0.146	0.201	0.300	0.399	0.476	0.300
		Prospective OOIP, barrels	30,265,062	70,562,848	167,205,712	403,439,712	900,152,960	210,553,761
		Prospective gross ultimate recovery, barrels	6,120,574	18,901,732	50,429,640	123,525,184	288,975,232	62,741,408

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 6
POTENTIAL PRESENT WORTH at 10 PERCENT
of the
NET PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED, TEFS-ADJUSTED, and P_e-ADJUSTED
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in
CERTAIN PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

	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.$)	Mean Estimate (10^3 U.S.$)
Morro da Igreja (Beta)	717,434	1,019,583	1,329,881	1,020,816
Charlie (Theta)	178,386	289,698	435,764	299,152
Pre-Salt	(68,697)	(26,105)	29,383	(23,142)
Pico do Jaragua (Alpha)	1,299,234	1,853,996	2,602,816	1,906,029
Monte Roriama	23,804	54,663	100,710	59,360
Acores	(9,654)	(6,240)	(2,400)	(6,114)
Marujá	25,684	47,625	77,316	49,182
A	188,024	290,002	403,496	292,950
B	34,129	62,338	94,044	62,981
G	156,170	239,473	331,205	241,595
B-144	48,371	92,054	151,783	96,370
D	30,451	56,733	91,520	58,993
Statistical Aggregate	**2,871,726**	**3,937,005**	**5,397,720**	**4,058,172**
Arithmetic Summation	2,623,337	3,973,819	5,645,517	4,058,172

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 Karoon's net interest.
7. The potential 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. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
14. 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 7
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
MORRO DA IGREJA (BETA)
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 (Oct)	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	(75,000)	0	(75,000)
2013	0	0	0	0	0	0	0	(75,000)	0	(75,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(75,000)	0	(75,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(450,000)	(900,000)	(1,350,000)
2016	14,078	0	(195,000)	(28,157)	(14,078)	0	(237,235)	(450,000)	0	(450,000)
2017	29,423	0	(195,000)	(58,846)	(29,423)	0	(283,270)	(450,000)	0	(450,000)
2018	38,679	0	(195,000)	(77,358)	(38,679)	0	(311,037)	(450,000)	0	(450,000)
2019	43,747	0	(195,000)	(87,494)	(43,747)	0	(326,241)	(225,000)	0	(225,000)
2020	46,671	0	(195,000)	(93,342)	(46,671)	0	(335,013)	0	0	0
2021	48,462	0	(195,000)	(96,924)	(48,462)	0	(340,386)	0	0	0
2022	49,612	0	(195,000)	(99,224)	(49,612)	0	(343,836)	0	0	0
2023	50,401	0	(195,000)	(100,802)	(50,401)	0	(346,203)	0	0	0
2024	50,939	0	(195,000)	(101,878)	(50,939)	0	(347,818)	0	0	0
2025	51,302	0	(195,000)	(102,605)	(51,302)	0	(348,907)	0	0	0
2026	51,573	0	(195,000)	(103,146)	(51,573)	0	(349,718)	0	0	0
2027	51,768	0	(195,000)	(103,536)	(51,768)	0	(350,304)	0	0	0
2028	46,055	0	(195,000)	(92,110)	(46,055)	0	(333,164)	0	0	0
2029	29,859	0	(195,000)	(59,719)	(29,859)	0	(284,578)	0	0	0
2030	17,678	0	(195,000)	(35,357)	(17,678)	0	(248,035)	0	0	0
2031	10,853	0	(195,000)	(21,706)	(10,853)	0	(227,558)	0	0	0
2032	6,975	0	(195,000)	(13,950)	(6,975)	0	(215,925)	0	0	0
2033	4,686	0	(195,000)	(9,372)	(4,686)	0	(209,058)	0	0	0
2034	3,260	0	(195,000)	(6,520)	(3,260)	0	(204,779)	0	0	0
2035	2,334	0	(195,000)	(4,668)	(2,334)	0	(202,001)	0	0	0
2036	1,709	0	(195,000)	(3,419)	(1,709)	0	(200,128)	0	0	0
2037	1,282	0	(195,000)	(2,565)	(1,282)	0	(198,847)	0	0	0
2038	978	0	(195,000)	(1,957)	(978)	0	(197,935)	0	0	0
2039	755	0	(195,000)	(1,510)	(755)	0	(197,265)	0	0	0
2040	593	0	(195,000)	(1,187)	(593)	0	(196,780)	0	0	0
2041	470	0	(195,000)	(940)	(470)	0	(196,410)	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	(60,000)	(60,000)	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**654,145**	**0**	**(5,070,000)**	**(1,308,290)**	**(654,145)**	**(60,000)**	**(7,092,435)**	**(2,250,000)**	**(900,000)**	**(3,150,000)**

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.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 8
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
CHARLIE (THETA)
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 (Oct)	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	(70,000)	0	(70,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(70,000)	0	(70,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(70,000)	0	(70,000)
2016	0	0	0	0	0	0	0	(420,000)	(450,000)	(870,000)
2017	8,527	0	(65,000)	(17,055)	(8,527)	0	(90,582)	(420,000)	0	(420,000)
2018	13,622	0	(65,000)	(27,243)	(13,622)	0	(105,865)	0	0	0
2019	16,495	0	(65,000)	(32,991)	(16,495)	0	(114,486)	0	0	0
2020	18,184	0	(65,000)	(36,368)	(18,184)	0	(119,553)	0	0	0
2021	18,722	0	(65,000)	(37,444)	(18,722)	0	(121,167)	0	0	0
2022	11,766	0	(65,000)	(23,532)	(11,766)	0	(100,297)	0	0	0
2023	6,998	0	(65,000)	(13,995)	(6,998)	0	(85,993)	0	0	0
2024	4,504	0	(65,000)	(9,008)	(4,504)	0	(78,513)	0	0	0
2025	3,157	0	(65,000)	(6,315)	(3,157)	0	(74,472)	0	0	0
2026	2,407	0	(65,000)	(4,813)	(2,407)	0	(72,220)	0	0	0
2027	1,972	0	(65,000)	(3,944)	(1,972)	0	(70,915)	0	0	0
2028	1,705	0	(65,000)	(3,411)	(1,705)	0	(70,116)	0	0	0
2029	1,529	0	(65,000)	(3,058)	(1,529)	0	(69,588)	0	0	0
2030	1,402	0	(65,000)	(2,803)	(1,402)	0	(69,205)	0	0	0
2031	1,298	0	(65,000)	(2,597)	(1,298)	0	(68,895)	0	0	0
2032	1,209	0	(65,000)	(2,417)	(1,209)	0	(68,626)	0	0	0
2033	1,129	0	(65,000)	(2,258)	(1,129)	0	(68,387)	0	0	0
2034	1,057	0	(65,000)	(2,114)	(1,057)	0	(68,172)	0	0	0
2035	991	0	(65,000)	(1,983)	(991)	0	(67,974)	0	0	0
2036	932	0	(65,000)	(1,863)	(932)	0	(67,795)	0	0	0
2037	876	0	(65,000)	(1,752)	(876)	0	(67,627)	0	0	0
2038	820	0	(65,000)	(1,639)	(820)	0	(67,459)	0	0	0
2039	771	0	(65,000)	(1,542)	(771)	0	(67,312)	0	0	0
2040	730	0	(65,000)	(1,460)	(730)	0	(67,190)	0	0	0
2041	692	0	(65,000)	(1,384)	(692)	0	(67,075)	0	0	0
2042	663	0	(65,000)	(1,326)	(663)	0	(66,989)	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	(45,000)	(45,000)	0	0	0
Total	**122,158**	**0**	**(1,690,000)**	**(244,316)**	**(122,158)**	**(45,000)**	**(2,101,474)**	**(1,050,000)**	**(450,000)**	**(1,500,000)**

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.

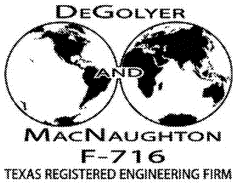


TABLE 9
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
PRE-SALT
OIL PROSPECT

(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 (Oct)	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	(160,000)	0	(160,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(160,000)	0	(160,000)
2016	0	0	0	0	0	0	0	(160,000)	0	(160,000)
2017	0	0	0	0	0	0	0	(960,000)	(270,000)	(1,230,000)
2018	8,142	0	(65,000)	(16,285)	(8,142)	0	(89,427)	(160,000)	(30,000)	(190,000)
2019	11,442	0	(65,000)	(22,885)	(11,442)	0	(99,327)	0	0	0
2020	13,368	0	(65,000)	(26,736)	(13,368)	0	(105,103)	0	0	0
2021	14,307	0	(65,000)	(28,614)	(14,307)	0	(107,921)	0	0	0
2022	15,013	0	(65,000)	(30,026)	(15,013)	0	(110,039)	0	0	0
2023	15,447	0	(65,000)	(30,894)	(15,447)	0	(111,341)	0	0	0
2024	15,827	0	(65,000)	(31,655)	(15,827)	0	(112,482)	0	0	0
2025	12,151	0	(65,000)	(24,302)	(12,151)	0	(101,453)	0	0	0
2026	6,506	0	(65,000)	(13,013)	(6,506)	0	(84,519)	0	0	0
2027	4,016	0	(65,000)	(8,033)	(4,016)	0	(77,049)	0	0	0
2028	2,731	0	(65,000)	(5,461)	(2,731)	0	(73,192)	0	0	0
2029	2,004	0	(65,000)	(4,009)	(2,004)	0	(71,013)	0	0	0
2030	1,560	0	(65,000)	(3,120)	(1,560)	0	(69,680)	0	0	0
2031	1,257	0	(65,000)	(2,513)	(1,257)	0	(68,770)	0	0	0
2032	1,052	0	(65,000)	(2,104)	(1,052)	0	(68,156)	0	0	0
2033	930	0	(65,000)	(1,861)	(930)	0	(67,791)	0	0	0
2034	852	0	(65,000)	(1,703)	(852)	0	(67,555)	0	0	0
2035	798	0	(65,000)	(1,596)	(798)	0	(67,393)	0	0	0
2036	750	0	(65,000)	(1,499)	(750)	0	(67,249)	0	0	0
2037	706	0	(65,000)	(1,412)	(706)	0	(67,119)	0	0	0
2038	667	0	(65,000)	(1,334)	(667)	0	(67,002)	0	0	0
2039	632	0	(65,000)	(1,264)	(632)	0	(66,896)	0	0	0
2040	601	0	(65,000)	(1,201)	(601)	0	(66,802)	0	0	0
2041	572	0	(65,000)	(1,144)	(572)	0	(66,717)	0	0	0
2042	546	0	(65,000)	(1,092)	(546)	0	(66,637)	0	0	0
2043	521	0	(65,000)	(1,041)	(521)	0	(66,562)	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	(40,000)	(40,000)	0	0	0
Total	**132,399**	**0**	**(1,690,000)**	**(264,798)**	**(132,399)**	**(40,000)**	**(2,127,197)**	**(1,600,000)**	**(300,000)**	**(1,900,000)**

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.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 10
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
PICO DO JARAGUA (ALPHA)
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 (Oct)	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	(420,000)	0	(420,000)
2013	0	0	0	0	0	0	0	(420,000)	0	(420,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(420,000)	0	(420,000)
2015	45,638	0	(195,000)	(91,276)	(45,638)	0	(331,913)	(420,000)	(720,000)	(1,140,000)
2016	45,638	0	(195,000)	(91,276)	(45,638)	0	(331,913)	0	0	0
2017	45,638	0	(195,000)	(91,276)	(45,638)	0	(331,913)	0	0	0
2018	38,890	0	(195,000)	(77,780)	(38,890)	0	(311,670)	0	0	0
2019	33,140	0	(195,000)	(66,280)	(33,140)	0	(294,419)	0	0	0
2020	28,240	0	(195,000)	(56,480)	(28,240)	0	(279,720)	0	0	0
2021	24,064	0	(195,000)	(48,129)	(24,064)	0	(267,193)	0	0	0
2022	20,506	0	(195,000)	(41,013)	(20,506)	0	(256,519)	0	0	0
2023	17,474	0	(195,000)	(34,949)	(17,474)	0	(247,423)	0	0	0
2024	14,891	0	(195,000)	(29,781)	(14,891)	0	(239,672)	0	0	0
2025	12,689	0	(195,000)	(25,378)	(12,689)	0	(233,067)	0	0	0
2026	10,813	0	(195,000)	(21,626)	(10,813)	0	(227,439)	0	0	0
2027	9,214	0	(195,000)	(18,428)	(9,214)	0	(222,642)	0	0	0
2028	7,852	0	(195,000)	(15,703)	(7,852)	0	(218,555)	0	0	0
2029	6,691	0	(195,000)	(13,382)	(6,691)	0	(215,072)	0	0	0
2030	5,702	0	(195,000)	(11,403)	(5,702)	0	(212,105)	0	0	0
2031	4,859	0	(195,000)	(9,717)	(4,859)	0	(209,576)	0	0	0
2032	4,140	0	(195,000)	(8,280)	(4,140)	0	(207,420)	0	0	0
2033	3,528	0	(195,000)	(7,056)	(3,528)	0	(205,584)	0	0	0
2034	3,006	0	(195,000)	(6,013)	(3,006)	0	(204,019)	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	(54,000)	(54,000)	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
Total	**382,612**	**0**	**(3,900,000)**	**(765,224)**	**(382,612)**	**(54,000)**	**(5,101,836)**	**(1,680,000)**	**(720,000)**	**(2,400,000)**

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.

TABLE 11
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
MONTE RORIAMA
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 (Oct)	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	(65,000)	0	(65,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(65,000)	0	(65,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(65,000)	0	(65,000)
2016	0	0	0	0	0	0	0	(325,000)	(240,000)	(565,000)
2017	6,143	0	(65,000)	(12,286)	(6,143)	0	(83,430)	0	0	0
2018	10,154	0	(65,000)	(20,309)	(10,154)	0	(95,463)	0	0	0
2019	8,113	0	(65,000)	(16,226)	(8,113)	0	(89,339)	0	0	0
2020	6,245	0	(65,000)	(12,489)	(6,245)	0	(83,734)	0	0	0
2021	4,939	0	(65,000)	(9,878)	(4,939)	0	(79,818)	0	0	0
2022	3,925	0	(65,000)	(7,851)	(3,925)	0	(76,776)	0	0	0
2023	3,135	0	(65,000)	(6,270)	(3,135)	0	(74,405)	0	0	0
2024	2,523	0	(65,000)	(5,045)	(2,523)	0	(72,568)	0	0	0
2025	2,050	0	(65,000)	(4,100)	(2,050)	0	(71,150)	0	0	0
2026	1,683	0	(65,000)	(3,365)	(1,683)	0	(70,048)	0	0	0
2027	1,390	0	(65,000)	(2,781)	(1,390)	0	(69,171)	0	0	0
2028	1,153	0	(65,000)	(2,307)	(1,153)	0	(68,460)	0	0	0
2029	964	0	(65,000)	(1,928)	(964)	0	(67,892)	0	0	0
2030	815	0	(65,000)	(1,629)	(815)	0	(67,444)	0	0	0
2031	696	0	(65,000)	(1,391)	(696)	0	(67,087)	0	0	0
2032	600	0	(65,000)	(1,201)	(600)	0	(66,801)	0	0	0
2033	525	0	(65,000)	(1,049)	(525)	0	(66,574)	0	0	0
2034	464	0	(65,000)	(927)	(464)	0	(66,391)	0	0	0
2035	414	0	(65,000)	(827)	(414)	0	(66,241)	0	0	0
2036	373	0	(65,000)	(745)	(373)	0	(66,118)	0	0	0
2037	342	0	(65,000)	(684)	(342)	0	(66,026)	0	0	0
2038	320	0	(65,000)	(640)	(320)	0	(65,961)	0	0	0
2039	306	0	(65,000)	(612)	(306)	0	(65,917)	0	0	0
2040	299	0	(65,000)	(598)	(299)	0	(65,897)	0	0	0
2041	296	0	(65,000)	(592)	(296)	0	(65,888)	0	0	0
2042	294	0	(65,000)	(588)	(294)	0	(65,883)	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	(38,000)	(38,000)	0	0	0
Total	**58,160**	**0**	**(1,690,000)**	**(116,320)**	**(58,160)**	**(38,000)**	**(1,902,480)**	**(520,000)**	**(240,000)**	**(760,000)**

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.

TABLE 12
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
A
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 (Oct)	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	(35,000)	0	(35,000)
2013	0	0	0	0	0	0	0	(35,000)	0	(35,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(35,000)	0	(35,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(210,000)	(270,000)	(480,000)
2016	12,369	0	(65,000)	(24,738)	(12,369)	0	(102,107)	(210,000)	(180,000)	(390,000)
2017	15,659	0	(65,000)	(31,319)	(15,659)	0	(111,978)	(210,000)	(180,000)	(390,000)
2018	17,821	0	(65,000)	(35,643)	(17,821)	0	(118,464)	(210,000)	(180,000)	(390,000)
2019	18,693	0	(65,000)	(37,387)	(18,693)	0	(121,080)	(210,000)	(180,000)	(390,000)
2020	19,042	0	(65,000)	(38,084)	(19,042)	0	(122,126)	(210,000)	(180,000)	(390,000)
2021	19,588	0	(65,000)	(39,176)	(19,588)	0	(123,764)	0	0	0
2022	19,972	0	(65,000)	(39,945)	(19,972)	0	(124,917)	0	0	0
2023	19,679	0	(65,000)	(39,358)	(19,679)	0	(124,037)	0	0	0
2024	19,801	0	(65,000)	(39,602)	(19,801)	0	(124,402)	0	0	0
2025	20,096	0	(65,000)	(40,193)	(20,096)	0	(125,289)	0	0	0
2026	19,987	0	(65,000)	(39,973)	(19,987)	0	(124,960)	0	0	0
2027	19,806	0	(65,000)	(39,611)	(19,806)	0	(124,417)	0	0	0
2028	20,063	0	(65,000)	(40,126)	(20,063)	0	(125,189)	0	0	0
2029	17,753	0	(65,000)	(35,506)	(17,753)	0	(118,258)	0	0	0
2030	9,128	0	(65,000)	(18,256)	(9,128)	0	(92,384)	0	0	0
2031	4,819	0	(65,000)	(9,638)	(4,819)	0	(79,456)	0	0	0
2032	2,666	0	(65,000)	(5,332)	(2,666)	0	(72,998)	0	0	0
2033	1,539	0	(65,000)	(3,079)	(1,539)	0	(69,618)	0	0	0
2034	936	0	(65,000)	(1,873)	(936)	0	(67,809)	0	0	0
2035	608	0	(65,000)	(1,215)	(608)	0	(66,823)	0	0	0
2036	424	0	(65,000)	(848)	(424)	0	(66,271)	0	0	0
2037	318	0	(65,000)	(636)	(318)	0	(65,954)	0	0	0
2038	256	0	(65,000)	(511)	(256)	0	(65,767)	0	0	0
2039	212	0	(65,000)	(425)	(212)	0	(65,637)	0	0	0
2040	174	0	(65,000)	(347)	(174)	0	(65,521)	0	0	0
2041	148	0	(65,000)	(295)	(148)	0	(65,443)	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	(69,000)	(69,000)	0	0	0
Total	**281,557**	**0**	**(1,690,000)**	**(563,114)**	**(281,557)**	**(69,000)**	**(2,603,671)**	**(1,365,000)**	**(1,170,000)**	**(2,535,000)**

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.

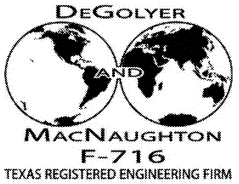


TABLE 13
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
B
OIL PROSPECT

(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 (Oct)	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)	0	(30,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(30,000)	0	(30,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(30,000)	0	(30,000)
2016	0	0	0	0	0	0	0	(180,000)	(270,000)	(450,000)
2017	5,991	0	(65,000)	(11,981)	(5,991)	0	(82,972)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2018	9,887	0	(65,000)	(19,774)	(9,887)	0	(94,662)	(30,000)	(30,000)	(60,000)
2019	12,821	0	(65,000)	(25,643)	(12,821)	0	(103,464)	0	0	0
2020	14,916	0	(65,000)	(29,832)	(14,916)	0	(109,749)	0	0	0
2021	16,416	0	(65,000)	(32,831)	(16,416)	0	(114,247)	0	0	0
2022	15,737	0	(65,000)	(31,474)	(15,737)	0	(112,210)	0	0	0
2023	11,027	0	(65,000)	(22,054)	(11,027)	0	(98,081)	0	0	0
2024	7,951	0	(65,000)	(15,902)	(7,951)	0	(88,853)	0	0	0
2025	5,769	0	(65,000)	(11,538)	(5,769)	0	(82,307)	0	0	0
2026	4,238	0	(65,000)	(8,476)	(4,238)	0	(77,715)	0	0	0
2027	3,167	0	(65,000)	(6,334)	(3,167)	0	(74,501)	0	0	0
2028	2,412	0	(65,000)	(4,824)	(2,412)	0	(72,235)	0	0	0
2029	1,872	0	(65,000)	(3,745)	(1,872)	0	(70,617)	0	0	0
2030	1,482	0	(65,000)	(2,965)	(1,482)	0	(69,447)	0	0	0
2031	1,197	0	(65,000)	(2,394)	(1,197)	0	(68,590)	0	0	0
2032	984	0	(65,000)	(1,969)	(984)	0	(67,953)	0	0	0
2033	825	0	(65,000)	(1,649)	(825)	0	(67,474)	0	0	0
2034	703	0	(65,000)	(1,406)	(703)	0	(67,109)	0	0	0
2035	609	0	(65,000)	(1,218)	(609)	0	(66,827)	0	0	0
2036	535	0	(65,000)	(1,070)	(535)	0	(66,605)	0	0	0
2037	476	0	(65,000)	(952)	(476)	0	(66,427)	0	0	0
2038	427	0	(65,000)	(855)	(427)	0	(66,282)	0	0	0
2039	386	0	(65,000)	(773)	(386)	0	(66,159)	0	0	0
2040	352	0	(65,000)	(704)	(352)	0	(66,056)	0	0	0
2041	322	0	(65,000)	(644)	(322)	0	(65,966)	0	0	0
2042	296	0	(65,000)	(592)	(296)	0	(65,888)	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	(46,000)	(46,000)	0	0	0
Total	**120,799**	**0**	**(1,690,000)**	**(241,598)**	**(120,799)**	**(46,000)**	**(2,098,397)**	**(480,000)**	**(480,000)**	**(960,000)**

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.

TABLE 14
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
G
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 (Oct)	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)	0	(30,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(30,000)	0	(30,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(180,000)	(240,000)	(420,000)
2016	15,511	0	(65,000)	(31,023)	(15,511)	0	(111,534)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2017	18,162	0	(65,000)	(36,324)	(18,162)	0	(119,486)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2018	19,811	0	(65,000)	(39,621)	(19,811)	0	(124,432)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2019	19,692	0	(65,000)	(39,383)	(19,692)	0	(124,075)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2020	20,550	0	(65,000)	(41,100)	(20,550)	0	(126,650)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2021	21,079	0	(65,000)	(42,158)	(21,079)	0	(128,237)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2022	20,406	0	(65,000)	(40,812)	(20,406)	0	(126,218)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2023	20,974	0	(65,000)	(41,949)	(20,974)	0	(127,923)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2024	21,358	0	(65,000)	(42,717)	(21,358)	0	(129,075)	(90,000)	(90,000)	(180,000)
2025	20,614	0	(65,000)	(41,228)	(20,614)	0	(126,842)	0	0	0
2026	21,148	0	(65,000)	(42,296)	(21,148)	0	(128,444)	0	0	0
2027	21,555	0	(65,000)	(43,110)	(21,555)	0	(129,665)	0	0	0
2028	20,785	0	(65,000)	(41,569)	(20,785)	0	(127,354)	0	0	0
2029	21,308	0	(65,000)	(42,616)	(21,308)	0	(128,923)	0	0	0
2030	21,674	0	(65,000)	(43,347)	(21,674)	0	(130,021)	0	0	0
2031	20,909	0	(65,000)	(41,818)	(20,909)	0	(127,728)	0	0	0
2032	21,426	0	(65,000)	(42,851)	(21,426)	0	(129,277)	0	0	0
2033	21,787	0	(65,000)	(43,575)	(21,787)	0	(130,362)	0	0	0
2034	21,022	0	(65,000)	(42,043)	(21,022)	0	(128,065)	0	0	0
2035	21,538	0	(65,000)	(43,076)	(21,538)	0	(129,614)	0	0	0
2036	17,340	0	(65,000)	(34,680)	(17,340)	0	(117,019)	0	0	0
2037	8,346	0	(65,000)	(16,692)	(8,346)	0	(90,039)	0	0	0
2038	4,442	0	(65,000)	(8,884)	(4,442)	0	(78,327)	0	0	0
2039	2,623	0	(65,000)	(5,246)	(2,623)	0	(72,868)	0	0	0
2040	1,725	0	(65,000)	(3,449)	(1,725)	0	(70,174)	0	0	0
2041	1,272	0	(65,000)	(2,544)	(1,272)	0	(68,817)	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	(89,000)	(89,000)	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0		0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**447,056**	**0**	**(1,690,000)**	**(894,112)**	**(447,056)**	**(89,000)**	**(3,120,168)**	**(1,770,000)**	**(1,770,000)**	**(3,540,000)**

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.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 15
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
B-144
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 (Oct)	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)	0	(30,000)
2014	0	0	0	0	0	0	0	(30,000)	0	(30,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(30,000)	0	(30,000)
2016	0	0	0	0	0	0	0	(180,000)	(40,000)	(220,000)
2017	3,095	0	(15,000)	(6,190)	(3,095)	0	(24,285)	(180,000)	0	(180,000)
2018	4,398	0	(15,000)	(8,797)	(4,398)	0	(28,195)	(180,000)	0	(180,000)
2019	5,504	0	(15,000)	(11,007)	(5,504)	0	(31,511)	(180,000)	0	(180,000)
2020	6,296	0	(15,000)	(12,592)	(6,296)	0	(33,887)	(180,000)	0	(180,000)
2021	6,871	0	(15,000)	(13,741)	(6,871)	0	(35,612)	(180,000)	0	(180,000)
2022	7,291	0	(15,000)	(14,583)	(7,291)	0	(36,874)	(180,000)	0	(180,000)
2023	7,606	0	(15,000)	(15,212)	(7,606)	0	(37,818)	(180,000)	0	(180,000)
2024	7,846	0	(15,000)	(15,692)	(7,846)	0	(38,539)	(90,000)	0	(90,000)
2025	8,033	0	(15,000)	(16,067)	(8,033)	0	(39,100)	0	0	0
2026	8,182	0	(15,000)	(16,363)	(8,182)	0	(39,545)	0	0	0
2027	6,630	0	(15,000)	(13,259)	(6,630)	0	(34,889)	0	0	0
2028	4,774	0	(15,000)	(9,548)	(4,774)	0	(29,321)	0	0	0
2029	3,537	0	(15,000)	(7,073)	(3,537)	0	(25,610)	0	0	0
2030	2,663	0	(15,000)	(5,325)	(2,663)	0	(22,988)	0	0	0
2031	2,043	0	(15,000)	(4,086)	(2,043)	0	(21,129)	0	0	0
2032	1,602	0	(15,000)	(3,204)	(1,602)	0	(19,806)	0	0	0
2033	1,285	0	(15,000)	(2,571)	(1,285)	0	(18,856)	0	0	0
2034	1,055	0	(15,000)	(2,109)	(1,055)	0	(18,164)	0	0	0
2035	884	0	(15,000)	(1,768)	(884)	0	(17,653)	0	0	0
2036	757	0	(15,000)	(1,514)	(757)	0	(17,271)	0	0	0
2037	660	0	(15,000)	(1,321)	(660)	0	(16,981)	0	0	0
2038	586	0	(15,000)	(1,172)	(586)	0	(16,758)	0	0	0
2039	528	0	(15,000)	(1,056)	(528)	0	(16,584)	0	0	0
2040	482	0	(15,000)	(965)	(482)	0	(16,447)	0	0	0
2041	447	0	(15,000)	(893)	(447)	0	(16,340)	0	0	0
2042	418	0	(15,000)	(836)	(418)	0	(16,254)	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	(84,000)	(84,000)	0	0	0
Total	**93,472**	**0**	**(390,000)**	**(186,944)**	**(93,472)**	**(84,000)**	**(754,416)**	**(1,620,000)**	**(40,000)**	**(1,660,000)**

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.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 16
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
D
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 (Oct)	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)	0	(30,000)
2015	0	0	0	0	0	0	0	(30,000)	0	(30,000)
2016	0	0	0	0	0	0	0	(180,000)	(240,000)	(420,000)
2017	5,791	0	(65,000)	(11,581)	(5,791)	0	(82,372)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2018	9,557	0	(65,000)	(19,114)	(9,557)	0	(93,672)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2019	12,393	0	(65,000)	(24,787)	(12,393)	0	(102,180)	(180,000)	(180,000)	(360,000)
2020	14,418	0	(65,000)	(28,837)	(14,418)	0	(108,255)	(30,000)	(30,000)	(60,000)
2021	15,868	0	(65,000)	(31,735)	(15,868)	0	(112,603)	0	0	0
2022	15,211	0	(65,000)	(30,423)	(15,211)	0	(110,634)	0	0	0
2023	10,659	0	(65,000)	(21,318)	(10,659)	0	(96,977)	0	0	0
2024	7,686	0	(65,000)	(15,371)	(7,686)	0	(88,057)	0	0	0
2025	5,576	0	(65,000)	(11,153)	(5,576)	0	(81,729)	0	0	0
2026	4,097	0	(65,000)	(8,193)	(4,097)	0	(77,290)	0	0	0
2027	3,061	0	(65,000)	(6,123)	(3,061)	0	(74,184)	0	0	0
2028	2,331	0	(65,000)	(4,663)	(2,331)	0	(71,994)	0	0	0
2029	1,810	0	(65,000)	(3,620)	(1,810)	0	(70,430)	0	0	0
2030	1,433	0	(65,000)	(2,866)	(1,433)	0	(69,299)	0	0	0
2031	1,157	0	(65,000)	(2,314)	(1,157)	0	(68,470)	0	0	0
2032	952	0	(65,000)	(1,903)	(952)	0	(67,855)	0	0	0
2033	797	0	(65,000)	(1,594)	(797)	0	(67,392)	0	0	0
2034	680	0	(65,000)	(1,359)	(680)	0	(67,039)	0	0	0
2035	589	0	(65,000)	(1,177)	(589)	0	(66,766)	0	0	0
2036	517	0	(65,000)	(1,034)	(517)	0	(66,551)	0	0	0
2037	460	0	(65,000)	(920)	(460)	0	(66,380)	0	0	0
2038	413	0	(65,000)	(826)	(413)	0	(66,239)	0	0	0
2039	374	0	(65,000)	(747)	(374)	0	(66,121)	0	0	0
2040	340	0	(65,000)	(680)	(340)	0	(66,020)	0	0	0
2041	311	0	(65,000)	(623)	(311)	0	(65,934)	0	0	0
2042	286	0	(65,000)	(572)	(286)	0	(65,858)	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	(57,000)	(57,000)	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**116,767**	**0**	**(1,690,000)**	**(233,534)**	**(116,767)**	**(57,000)**	**(2,097,301)**	**(810,000)**	**(810,000)**	**(1,620,000)**

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.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TABLE 17
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
ACORES
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 (Oct)	0	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	(120,000)	0	(120,000)
2013	0	0	0	0	0	0	0	(720,000)	(210,000)	(930,000)
2014	7,728	0	(65,000)	(15,456)	(7,728)	0	(88,185)	(720,000)	(180,000)	(900,000)
2015	9,784	0	(65,000)	(19,568)	(9,784)	0	(94,352)	(720,000)	(180,000)	(900,000)
2016	11,135	0	(65,000)	(22,270)	(11,135)	0	(98,405)	(720,000)	(180,000)	(900,000)
2017	11,680	0	(65,000)	(23,360)	(11,680)	0	(100,039)	0	0	0
2018	11,898	0	(65,000)	(23,795)	(11,898)	0	(100,693)	0	0	0
2019	12,239	0	(65,000)	(24,477)	(12,239)	0	(101,716)	0	0	0
2020	12,479	0	(65,000)	(24,958)	(12,479)	0	(102,437)	0	0	0
2021	12,296	0	(65,000)	(24,591)	(12,296)	0	(101,887)	0	0	0
2022	12,372	0	(65,000)	(24,743)	(12,372)	0	(102,115)	0	0	0
2023	12,556	0	(65,000)	(25,113)	(12,556)	0	(102,669)	0	0	0
2024	12,488	0	(65,000)	(24,976)	(12,488)	0	(102,463)	0	0	0
2025	12,375	0	(65,000)	(24,749)	(12,375)	0	(102,124)	0	0	0
2026	12,536	0	(65,000)	(25,071)	(12,536)	0	(102,607)	0	0	0
2027	11,092	0	(65,000)	(22,184)	(11,092)	0	(98,276)	0	0	0
2028	5,703	0	(65,000)	(11,406)	(5,703)	0	(82,110)	0	0	0
2029	3,011	0	(65,000)	(6,022)	(3,011)	0	(74,033)	0	0	0
2030	1,666	0	(65,000)	(3,331)	(1,666)	0	(69,997)	0	0	0
2031	962	0	(65,000)	(1,924)	(962)	0	(67,885)	0	0	0
2032	585	0	(65,000)	(1,170)	(585)	0	(66,755)	0	0	0
2033	380	0	(65,000)	(759)	(380)	0	(66,139)	0	0	0
2034	265	0	(65,000)	(530)	(265)	0	(65,794)	0	0	0
2035	199	0	(65,000)	(397)	(199)	0	(65,596)	0	0	0
2036	160	0	(65,000)	(319)	(160)	0	(65,479)	0	0	0
2037	133	0	(65,000)	(265)	(133)	0	(65,398)	0	0	0
2038	108	0	(65,000)	(217)	(108)	0	(65,325)	0	0	0
2039	92	0	(65,000)	(185)	(92)	0	(65,277)	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	(55,000)	(55,000)	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**175,919**	**0**	**(1,690,000)**	**(351,838)**	**(175,919)**	**(55,000)**	**(2,272,757)**	**(3,000,000)**	**(750,000)**	**(3,750,000)**

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.

TABLE 18
GROSS POTENTIAL QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
for the
MEAN TRUNCATED VOLUME
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
in the
MARUJÁ
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 (Oct)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	(95,000)	0	(95,000)
2012	0	0	0	0	0	0	0	(95,000)	0	(95,000)
2013	0	0	0	0	0	0	0	(570,000)	(240,000)	(810,000)
2014	8,755	0	(65,000)	(17,510)	(8,755)	0	(91,265)	(570,000)	(180,000)	(750,000)
2015	11,084	0	(65,000)	(22,168)	(11,084)	0	(98,251)	(95,000)	(30,000)	(125,000)
2016	12,614	0	(65,000)	(25,228)	(12,614)	0	(102,842)	0	0	0
2017	13,231	0	(65,000)	(26,463)	(13,231)	0	(104,694)	0	0	0
2018	13,478	0	(65,000)	(26,956)	(13,478)	0	(105,434)	0	0	0
2019	13,864	0	(65,000)	(27,729)	(13,864)	0	(106,593)	0	0	0
2020	14,137	0	(65,000)	(28,273)	(14,137)	0	(107,410)	0	0	0
2021	13,929	0	(65,000)	(27,858)	(13,929)	0	(106,787)	0	0	0
2022	14,015	0	(65,000)	(28,030)	(14,015)	0	(107,045)	0	0	0
2023	14,224	0	(65,000)	(28,449)	(14,224)	0	(107,673)	0	0	0
2024	14,147	0	(65,000)	(28,293)	(14,147)	0	(107,440)	0	0	0
2025	14,019	0	(65,000)	(28,037)	(14,019)	0	(107,056)	0	0	0
2026	14,201	0	(65,000)	(28,402)	(14,201)	0	(107,602)	0	0	0
2027	12,566	0	(65,000)	(25,131)	(12,566)	0	(102,697)	0	0	0
2028	6,461	0	(65,000)	(12,922)	(6,461)	0	(84,383)	0	0	0
2029	3,411	0	(65,000)	(6,822)	(3,411)	0	(75,232)	0	0	0
2030	1,887	0	(65,000)	(3,774)	(1,887)	0	(70,661)	0	0	0
2031	1,090	0	(65,000)	(2,179)	(1,090)	0	(68,269)	0	0	0
2032	663	0	(65,000)	(1,326)	(663)	0	(66,988)	0	0	0
2033	430	0	(65,000)	(860)	(430)	0	(66,290)	0	0	0
2034	300	0	(65,000)	(600)	(300)	0	(65,900)	0	0	0
2035	225	0	(65,000)	(450)	(225)	0	(65,675)	0	0	0
2036	181	0	(65,000)	(362)	(181)	0	(65,543)	0	0	0
2037	150	0	(65,000)	(301)	(150)	0	(65,451)	0	0	0
2038	123	0	(65,000)	(246)	(123)	0	(65,369)	0	0	0
2039	105	0	(65,000)	(209)	(105)	0	(65,314)	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	(45,000)	(45,000)	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**199,288**	**0**	**(1,690,000)**	**(398,576)**	**(199,288)**	**(45,000)**	**(2,332,864)**	**(1,425,000)**	**(450,000)**	**(1,875,000)**

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.

DeGolyer and MacNaughton
F-716
TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

TABLE 19
SUMMARY of CONCEPTUAL DEVELOPMENT PLAN ASSUMPTIONS
as of
OCTOBER 1, 2010
for
KAROON GAS AUSTRALIA LTD.
and its subsidiary
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
for
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL and PERU

Prospect	Truncated TEFS-Adjusted Mean Estimate (10^3bbl)	Facility Capacity 10^3bbl/day	Production Life (Years)	Number of Wells	Development Well Cost Estimate (10^3 U.S.$)	Capex ($/bbl)	Fixed Opex (10^3 U.S.$)	Opex Variable Costs (U.S.$/bbl)	Opex Transport Costs (U.S.$/bbl)
Morro da Igreja (Beta)	654,145	142	26	30	75,000	4.82	195,000	2.00	1.00
Charlie (Theta)	122,158	51	26	15	70,000	12.28	65,000	2.00	1.00
Pre-Salt	132,399	43	26	10	160,000	14.36	65,000	2.00	1.00
Pico do Jaragua (Alpha)	382,612	125	20	24	70,000	6.27	195,000	2.00	1.00
Monte Roriama	58,160	28	26	8	65,000	13.07	65,000	2.00	1.00
Acores	175,919	34	26	25	120,000	21.32	65,000	2.00	1.00
Marujá	199,288	39	26	15	95,000	9.41	65,000	2.00	1.00
A	281,557	55	26	39	35,000	9.00	65,000	2.00	1.00
B	120,799	45	26	16	30,000	7.96	65,000	2.00	1.00
G	447,056	60	26	59	30,000	7.92	65,000	2.00	1.00
B-144	93,472	22	26	64	30,000	17.76	15,000	2.00	1.00
D	116,767	43	26	27	30,000	13.87	65,000	2.00	1.00

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.

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAT JUCERJA N° 162 - CPF 297096447-34

TRADUÇÃO 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° 19.110-2010

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

Esta é uma representação digital de um relatório da DeGolyer and MacNaughton.

Este arquivo tem o objetivo de ser uma manifestação de certos dados no relatório 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 relatório deve ser considerada a única fonte autorizada de tais informações.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

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

RELATÓRIO

de

01 de OUTUBRO de 2010

sobre

RECURSOS POTENCIAIS

atribuíveis a

ALGUNS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO

para a

KAROON GAS AUSTRALIA LTD

e sua subsidiária

KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.

em

VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS

BRASIL e PERU

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ÍNDICE

Página

APRESENTAÇÃO.....1

Escopo de Investigação.....1

Autoridade.....4

Fonte de Informações.....4

DEFINIÇÃO de RECURSOS POTENCIAIS.....**5**

GEOLOGIA.....9

Brasil.....9

Prospecto Exploratório de óleo Morro da Igreja Leste (Beta).....9

Prospecto Exploratório de Óleo Monte Roriama Sul (Charlie Theta).....9

Prospecto Exploratório de Óleo Pré-Sal 10

Prospecto Exploratório de Óleo Pico do Jaragua Leste (Alpha).....10

Prospecto Exploratório de Óleo Monte Roriama 10

Prospecto Exploratório de Óleo Ascores.....10

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto Exploratório Maruja.....11

Peru 11

Prospecto Exploratório de Óleo A.....11

Prospecto Exploratório de Óleo B.....11

Prospecto Exploratório de Óleo G.....11

Prospecto Exploratório de Óleo B, 144 12

Prospecto Exploratório de Óleo D.....12

ESTIMATIVA de RECURSOS.....13

Avaliação de Risco Quantitativo e Aplicação de P_g.....14

Aplicação de P_e.....15

AVALIAÇÃO de RECURSOS.....17

Acumulações Potenciais: Planos de Desenvolvimento 19

Prospectos Exploratórios Brasil 21

Prospectos Exploratórios Peru 21

RESUMO e CONCLUSÕES.....22

GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS

TABELAS

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela P1 - Resumo de Portfólio de Prospecto Exploratório

Tabela 1 - Estimativa de Recursos Potenciais Totais de Óleo

Tabela 2 - Estimativa de Recursos Potenciais Líquidos de Óleo

Tabela 3 - Estimativa de Recursos Potenciais Totais de Óleo Truncados e Ajustados para TEFS

Tabela 4 - Estimativa de Recursos Potenciais Líquidos de Óleo Truncados e Ajustados para TEFS

Tabela 5 - Recursos Potenciais de Óleo, Distribuições de Probabilidade

Tabela 6 - Valor Presente Potencial a 10 Por Cento, Recursos Potenciais Líquidos de Óleo

Tabela 7 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, Morro Da Igreja (Beta)

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 8 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, Charlie (Theta)

ÍNDICE - (*Continuação*)

TABELAS - (*Continuação*)

Tabela 9 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, do Pré-Sal

Tabela 10 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, Pico Do Jaragua (Alpha)

Tabela 11 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, Monte Roriama

Tabela 12 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, A

Tabela 13 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, B

Tabela 14 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, G

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Tabela 15 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, B-144

Tabela 16 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, D

Tabela 17 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, Acores

Tabela 18 - Quantidades, Despesas e Custos, Total em Potencial, Marujá

Tabela 19 - Resumo de Pressuposições do Plano Conceitual de Desenvolvimento

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

RELATÓRIO

de

01 de OUTUBRO de 2010

sobre

RECURSOS POTENCIAIS

atribuíveis a

ALGUNS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO

para a

KAROON GAS AUSTRALIA LTD

e sua subsidiária

KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.

em

VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS

BRASIL e PERU

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

APRESENTAÇÃO

Escopo de Investigação Este relatório apresenta estimativas, em 01 de Outubro de 2010, dos recursos de petróleo em potencial de 12 prospectos exploratórios localizados em vários blocos licenciados em várias bacias do Brasil e Peru. Este relatório está sendo elaborado em nome de Karoon Gas Australia Ltd e sua subsidiária Karoon Petróleo & Gás S.A., doravante conjuntamente referidas como "Karoon". A Karoon possui atualmente várias participações nestes prospectos exploratórios sob os termos das licenças de exploração e produção emitidas (Tabela P1).

A Karoon declarou que mediante a conclusão do prazo primário de qualquer licença de exploração e/ou produção atual, a mesma pretende assegurar

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

uma prorrogação ou licença adicional para qualquer prospecto exploratório descoberto. Ainda, Karoon pretende proceder com o desenvolvimento de qualquer prospecto exploratório descoberto. Com base nestas declarações, nós incluímos como recursos certas quantidades que podem ser produzidas após o fim da vigência da licença primária atual.

As estimativas de recursos potenciais apresentadas neste relatório foram elaboradas de acordo com o Sistema de Gerenciamento 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. Essas definições dos recursos potenciais são detalhadamente discutidas na seção Definição de Recursos Potenciais deste relatório.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

As quantidades de recursos potenciais neste relatório são expressas como recursos potenciais totais e líquidos. Recursos potenciais totais são definidos como o petróleo estimado total que seja potencialmente recuperável após 30 de setembro de 2010. Recursos potenciais líquidos são definidos como o produto dos recursos potenciais totais e participação líquida da Karoon. Os prospectos exploratórios estão localizados em vários blocos licenciados em várias bacias do Brasil e Peru.

Os recursos potenciais aqui estimados são aquelas quantidades de petróleo potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda a serem descobertas. Devido à incerteza de comercialização e falta de perfuração exploratória suficiente, os recursos potenciais aqui estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Os potenciais

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

estimados neste relatório não são fornecidos como um meio de comparação com recursos contingentes ou reservas. Tabelas de 1 a 19 resumem os recursos potenciais estimados para 12 prospectos exploratórios em 01 de Outubro de 2010.

Mediante solicitação da Karoon, um modelo foi elaborado para estimar valores potenciais que podem ser realizados a partir de recursos estimados caso tais recursos sejam descobertos e desenvolvidos com sucesso. Existe uma possibilidade de que os prospectos exploratórios não resultem em descobertas e desenvolvimento exitosos, ocasião em que seria possível não haver qualquer valor presente em potencial. Não há qualquer certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais estimados será descoberta. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

produzir qualquer parcela dos recursos potenciais avaliados.

Os potenciais valores dos recursos potenciais aqui estimados são expressos em termos de valor presente potencial. O valor presente potencial é definido como a receita líquida futura potencial descontada a uma taxa de desconto arbitrária especificada composta mensalmente sobre o período estimado de realização. Receita líquida futura potencial é aquela receita que pode ser derivada da venda dos recursos potenciais estimados totais recuperáveis após 01 de Outubro de 2010, após deduções para despesas operacionais, custos de capital, impostos e *royalties*. Neste relatório, os valores presentes potenciais foram estimados usando uma taxa de desconto de 10 por cento. Valores presentes potenciais a 10 por cento foram estimados através de cenário baseado em uma modelagem

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

econômica probabilística e determinística, analogia de campo, análises estatísticas e experiência regional. A metodologia de valor presente por recursos potenciais foi utilizada para desenvolver uma estimativa de valor presente potencial para os recursos potenciais modelados probabilisticamente. Essa metodologia é discutida mais detalhadamente na seção de Avaliação de Recursos deste relatório.

Estimativas de valor presente potencial são mostradas neste realtório para os recursos potenciais após ajuste para a probabilidade de sucesso econômico e geológico no descobrimento e desenvolvimento de um campo comercialmente viável. Essas estimativas de valor presente potencial são fornecidas como meio de comparação a estimativas de valor presente de outros recursos e não fornecem meios de comparação direta com as estimativas de valor presente

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

atribuíveis às 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 exploratório de petróleo.

Essas estimativas de valor presente potencial não levam em consideração as incertezas associadas ao mercado e a condições políticas. As estimativas são expressas em termos de valor presente potencial descontado a 10 por cento. Todas as estimativas de valor presente potencial apresentadas neste relatório são expressas em dólares dos Estados Unidos (US$). O cenário de falha total para estimativa de valor presente potencial reconhece a possibilidade de que nenhum dos poços encontre recursos potenciais econômicos. Esta probabilidade de nenhum valor

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

presente positivo é intrínseca a todos os portfólios de prospectos exploratórios.

As estimativas dos recursos potenciais devem ser consideradas somente como estimativas que podem modificar-se à medida que informações adicionais são disponibilizadas. Não apenas tais estimativas dos recursos potenciais são baseadas naquelas informações atualmente disponíveis, mas tais estimativas também estão sujeitas às incertezas inerentes à aplicação de fatores de julgamento na interpretação de tais informações. As estimativas de quantidades de recursos potenciais não devem ser confundidas com aquelas quantidades associadas e recursos contingentes ou reservas devido aos riscos adicionais envolvidos. As quantidades que poderiam ser de fato recuperadas, caso sejam descobertas e desenvolvidas, podem ser significativamente diferentes das estimativas aqui apresentadas.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Autoridade — Este relatório foi autorizado pelo Sr. Bob Hosking, Conselheiro, Karoon.

Fonte de Informações — Na elaboração deste relatório, confiamos, sem verificação independente, em informações, incluindo mapas e dados sísmicos disponíveis, fornecidos por ou em nome da Karoon com relação às participações proprietárias a serem avaliadas, dados de sub-superfície na medida em que sejam pertinentes aos objetivos alvo e prospectos em meta, e várias outras informações e dados técnicos que foram aceitos conforme declarados. Este relatório foi baseado em dados disponíveis em 01 de Outubro de 2010.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

DEFINIÇÃO DE RECURSOS POTENCIAIS

Recursos petrolíferos inclusos neste relatório são classificados como recursos potenciais 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 potenciais aqui estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Os recursos petrolíferos são classificados a seguir:

Recursos potenciais - Tais quantidades de petróleo que são estimadas, a partir de uma certa data, a serem potencialmente recuperáveis de acumulações não descobertas através de futuros projetos de desenvolvimento.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

A estimativa de quantidade de volumes de recursos para um prospecto exploratório está sujeita a incertezas comerciais e técnicas e, geralmente, pode ser apresentada como intervalo de valores. O intervalo de variação de incerteza reflete um limite razoável de volumes potencialmente recuperáveis estimados. Em todos os casos, os intervalos da variação de incerteza depende da quantidade e qualidade dos dados comerciais e técnicos que estejam disponíveis e podem mudar a medida que mais dados tornem-se disponíveis.

Estimativas Baixas, Melhores, Altas e Médias - Estimativas de recursos petrolíferos neste relatório são expressas mediante a utilização dos termos de estimativa baixa, melhor estimativa, estimativa alta, e estimativa média para refletir os intervalos da variação de incerteza.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Uma explicação detalhada dos termos probabilísticos usados aqui e identificados com um asterisco (*) está incluída no Glossário de Termos Probabilísticos no apêndice deste relatório. Para estimativas probabilísticas de recursos petrolíferos, a estimativa baixa é utilizada como P_{90}*, quantidade derivada da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 90% de que, supondo que o prospecto exploratório seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa baixa. A estimativa melhor (mediana) é utilizada como P_{50}*, quantidade derivada de análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 50% que, supondo que o prospecto exploratório seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa melhor (mediana). A estimativa alta

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

é utilizada como P_{10}*, quantidade derivada da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 10% que, supondo que o prospecto exploratório seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa alta. O valor esperado* (EV), um resultado da análise probabilística, é utilizado para a estimativa média.

Incertezas Relativas a Recursos Potenciais - O volume de petróleo descoberto através de perfuração exploratória depende do número de prospectos exitosos, assim como do volume que cada prospecto exploratório exitoso contém. Previsões confiáveis destes volumes dependem, portanto, de previsões precisas do número de descobertas que provavelmente podem ser feitas se o portfólio completo de prospectos for perfurado. A precisão desta previsão depende do

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

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 que produzem 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 chance é computado como P_g.

Neste relatório, estimativas de recursos potenciais são apresentadas antes e depois do ajuste pela P_g. As estimativas de recursos potenciais totais baseiam-se na soma probabilística dos volumes para o inventário total de prospectos.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

A aplicação de P_g para estimar os volumes de recursos potenciais ajustados pela P_g não iguala recursos potenciais a reservas ou recursos contingentes. Os volumes de recursos potenciais ajustados P_g não podem ser comparados diretamente ou agregados com as reservas e/ou recursos contingentes. Estimativas da P_g são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade dos dados atualmente disponíveis. A futura aquisição de dados, tais como aquisição sísmica ou perfuração adicional, pode ter um efeito significativo na estimativa da P_g. Estes dados adicionais não estão limitados à área de estudo, mas também incluem dados de arcabouços geológicos similares ou avanços tecnológicos que poderiam afetar a estimativa de P_g.

Previsibilidade versus Tamanho de Portfólio - A precisão das previsões do número de descobertas que são prováveis de serem feitas é restringida

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

pelo número de prospectos no portfólio de exploração. O tamanho do portfólio juntamente com a P_g são úteis na medição dos limites de confiabilidade destas previsões. Uma alta P_g que indica uma grande chance de descoberta relevante de petróleo, pode não exigir um portfólio grande para garantir que pelo menos uma descoberta será feita (supondo que a P_g não mude durante a perfuração de alguns dos prospectos). Em contraste, uma P_g baixa, que indica pouca chance de descoberta relevante de petróleo, pode exigir um grande número de prospectos para assegurar um alto nível de confiança para se fazer uma única descoberta. A relação entre tamanho de portfólio, P_g e a probabilidade de um programa de perfuração totalmente malsucedido que resulte em uma série de poços não encontrando volumes relevantes de hidrocarbonetos é aqui mencionada como a relação da previsibilidade versus tamanho do portfólio* (PPS). É crucial estar ciente da

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

PPS, já que um programa de perfuração malsucedido, que resulte em uma série de poços que não encontrem volumes relevantes de hidrocarbonetos, pode afetar adversamente qualquer esforço de exploração, resultando em um valor presente negativo.

Para um vasto portfólio de prospectos exploratórios, a estimativa média ajustada pela P_g do volume de recursos potenciais deverá ser uma estimativa razoável dos volumes de petróleo recuperável encontrados se todos os prospectos forem perfurados. Quando o número de prospectos no portfólio for pequeno e a P_g for baixa, o petróleo recuperável realmente encontrado poderá ser consideravelmente menor do que indicaria a melhor estimativa ajustada pela P_g. Segue-se que a probabilidade de que todos os prospectos sejam malsucedidos é menor quando existe um grande inventário de prospectos.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Etapa de Avaliação Técnica de Prospecto Exploratório - Um prospecto exploratório, muitas vezes, pode ser subcategorizado baseado na sua etapa corrente de avaliação técnica. As diferentes etapas da avaliação técnica relacionam-se à quantidade de dados geológicos, geofísicos, de engenharia e petrofísicos, bem como a qualidade dos dados disponíveis.

Prospecto Exploratório - Um prospecto exploratório é potencial acumulação que é suficientemente bem definida para ser um alvo viável para perfuração. Para um prospecto exploratório, existem suficientes dados e análises para identificar e quantificar as incertezas técnicas, para determinar limites razoáveis para fatores de chance geológica, e parâmetros petrofísicos e de engenharia e estimar os recursos potenciais.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Lead - Um *lead* é bem menos definido e requer dados adicionais e/ou avaliação para ser classificado como um prospecto exploratório. Um exemplo seria um fechamento mal definido, mapeado utilizando dados sísmicos regionais esparsos numa bacia que contenha geração e reservatórios favoráveis. Um *lead* pode ou não ser elevado ao status de prospecto exploratório, 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.

Play - Um projeto associado a uma tendência de prospectos potenciais, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação a fim de definir *leads* ou prospectos específicos.

Limite Econômico para Tamanho de Campo - O limite econômico para tamanho de campo (TEFS) é

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

o valor mínimo do petróleo produzível exigido para recuperar o capital total e despesa operacional usados 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 descoberta será economicamente viável. Ela considera P_g, TEFS, P_{TEFS}, investimento, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise de fluxo de caixa descontado) e outros fatores econômicos e de negócios. P_e é calculada como se segue:

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

Probabilidade de Limite econômico para Tamanho de Campo - A probabilidade de limite econômico

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

para tamanho de campo (P_{TEFS}) é definida como a probabilidade de descobrir uma acumulação que seja grande o suficiente para ser economicamente viável. O P_{TEFS} é estimado usando a distribuição de potenciais quantidades recuperáveis em recursos potenciais em conjunto com TEFS. A probabilidade associada com o TEFS pode ser determinada graficamente a partir da distribuição de quantidades recuperáveis brutas em potencial.

GEOLOGIA

Sete prospectos foram identificados na Bacia de Santos no Brasil. Cinco prospectos foram identificados no Peru (Tumbes e Maranon). A seguir, a descrição geológica.

Brasil

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto Exploratório de Óleo Morro da Igreja Leste (Beta)

São alvos dentro deste prospecto exploratório de óleo arenitos de várias idades que estão amontoadas verticalmente, do início do mais profundo período Santoniano ao fim do período Campaniano (Formação de Itajaí) e o menos profundo período Oligocênico (Formação de Marambaia). O prospecto exploratório consiste em uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falhas: leste, nordeste e sudeste. Pedras argilosas espessas de intra-formação oferecem selos na parte superior e na base, e um selo lateral através da falha. As rochas fontes são a Formação de Guaratiba da idade Barremiana, xisto lacustrino dentro do intervalo do pré-sal e os xistos marinhos Albianos da formação de Garuja no intervalo pós-sal. O caminho de migração das rochas fonte de pré-sal é interpretado como através de finas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PUBLICO

camadas de sal ou "janelas" até dentro do intervalo de pós-sal onde, em conjunção com as rochas fonte Albianas, a migração é focalizada verticalmente (por causa de bases de mergulho favoráveis) ao prospecto exploratório. Indicadores diretos de hidrocarbonetos diretos (DHIs) são mantidos em conformidade com a estrutura em todos os alvos potenciais.

Prospecto Exploratório de óleo Monte Roriama Sul (Charlie Theta)

Os alvos dentro deste prospecto exploratório de óleo são arenitos Oligocênicos (Formação de Marambaia). Uma trapa do prospecto exploratório é definida como uma estrutura combinada de fechamento de mergulho de três caminhos, com fechamento de falha ao oeste e fechamento de mergulho de três caminhos para o sul, sudoeste e sudeste. Os reservatórios estão vedados por xistos de intra-formação que oferecem selos na

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

parte superior, e laterais através da falha e por um selo contrário ao mergulho contra o sal mais antigo da idade Aptiana da Formação de Ariri que resultou da formação de sal diapírica. As rochas fontes são da Formação de Guaratiba da idade Barremiana, xistos lacustrinos da Formação de Grajau dentro do intervalo de pré-sal, e os xistos marinhos Albianos da Formação de Garuja no intervalo de pós-sal. O caminho de migração das rochas fontes de pré-sal é interpretado como sendo através de finas camadas de sal ou "janelas" até dentro do intervalo de pós-sal onde, em conjunção com as rochas fontes Albianas, a migração é focalizada verticalmente (por causa dos leitos de mergulho favoráveis) à perspectiva. Os DHIs são mantidos em adequação com a estrutura no nível de alvo, o que coerente com fluídos no reservatório a estas profundidades.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto Exploratório de óleo Pré-Sal

Os alvos dentro deste prospecto exploratório de óleo são os Carbonatos Estromatólitos Barremianos. O prospecto exploratório é uma trapa estrutural. As rochas fontes são xistos lacustrinos Barremianos da Formação de Guaratiba. Estes reservatórios estão selados pelo sal Aptiano da Formação de Ariri. O caminho de migração é interpretado como sendo lateral ao subsolo principal subjacente bem alto dos blocos da Karoon. Sobrepressão significativa é esperada e apresenta um risco de perfuração e também uma limitação de altura da coluna de hidrocarboneto.

Prospecto Exploratório de óleo Pico do Jaragua Leste (Alpha)

Os alvos dentro deste prospecto exploratório de óleo são arenitos de várias idades amontoados, desde os mais profundos do início Santoniano até o fim do Campaniano (Formação de Itajai) e o

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

menos profundo Maastrichtiano (Formação de Santos). O prospecto exploratório é uma trapa estrutural baseada em uma falha com fechamento de mergulho em três direções: leste, nordeste e sudeste. Pedras argilosas espessas de intra-formação oferecem selos superiores e de base, e um selo lateral através da falha. As rochas fontes são a Formação de Guaratiba da idade Barremiana, xistos lacustrinos dentro do intervalo de pré-sal, e os xistos marinhos Albianos da Formação de Garuja no intervalo de pós-sal. O caminho de migração das rochas fontes de pré-sal é interpretado como sendo através de finas camadas ou "janelas" até o intervalo de pós-sal onde, em conjunção com as rochas fontes Albianas a migração é focalizada verticalmente (por causa dos leitos de mergulho favoráveis) ao prospecto exploratório. DHIs são mantidos em conformidade com a estrutura em todos os alvos potenciais.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto Exploratório de óleo de Monte Roriama

Os alvos dentro deste prospecto exploratório de óleo são arenitos Maastrichtianos. O prospecto exploratório é uma trapa combinada estrutural/estratigráfico. As rochas fontes são os xistos lacustrinos da Formação de Guaratiba. Os reservatórios estão selados por xistos Maastrichtianos da Formação de Jurea. O caminho de migração é interpretado como sendo de finas camadas de sal ou "janelas" e depois primordialmente na vertical ao longo da face de intrusão de sal. DHIs são mantidos em conformidade com a estrutura.

Prospecto Exploratório de óleo Ascores

Os alvos potenciais dentro deste prospecto exploratório de óleo são arenitos Santonianos. O prospecto exploratório é uma trapa de combinação. As rochas fontes são xistos lacustrinos Barremianos da Formação de

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Guaratiba. Estes reservatórios estão selados por xistos Santonianos da Formação de Itajaí. O caminho de migração é interpretado como sendo através das falhas e de camadas finas de sal ou "janelas".

Prospecto Exploratório de Maruja

Os alvos do prospecto exploratório de óleo são reservatórios potenciais mais altos das eras Cretácea e Paleogênica. O prospecto exploratório é um fechamento de mergulho com base em falhas de três caminhos. As rochas fontes são os xistos lacustrinos Barremianos da Formação de Guaratiba. Estes reservatórios parciais estão selados por vários fragmentos intercalados presentes na seção. O caminho de migração é interpretado como sendo através de falhas e por meio de finas camadas de sal ou "janelas".

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Peru

Prospecto Exploratório de Óleo A

O prospecto exploratório A é uma trapa de falha do início da era Miocênica-Pliocênica. Os alvos potenciais são areias de reservatório da Formação de Tumbes seladas verticalmente e lateralmente pela Formação Mal Pelo da era Pliocênica ou de rochas de argila de intra-formação da Formação Tumbes da era Miocênica. Alvos secundários estão presentes na subjacente Formação Mal Pelo na era Pliocênica. Rochas fontes da Formação de Heath da era Oligocênica estão atualmente na janela de expulsão. A migração vertical está afetada através de falhas. Anomalias de amplitude são reconhecidas dentro dos horizontes superficiais da Formação Mal Pelo.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto Exploratório de Óleo B

O Prospecto exploratório B é um anticlino com falhas. Os alvos potenciais são as areias de reservatórios da Formação Tumbes do início Miocênico, seladas verticalmente pela Formação Mal Pelo Pliocênica ou pelas argilas de intra-formação da Formação Tumbes do início Miocênico. Alvos secundários estão presentes na Formação Zorritos das subjacentes eras Pliocênica e Miocênica Mediana. A estrutura está situada adjacente à cozinha do suposto hidrocarboneto onde a modelagem sugere que rochas fonte da Formação de Heath Oligocênica estão atualmente expelindo óleo e gás. A migração vertical está afetada através das falhas.

Prospecto Exploratório de Óleo G

O Prospecto exploratório G é um anticlino com falhas. Os alvos potenciais são as areias de Formação de Zorritos da era Miocênica Mediana,

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

seladas verticalmente pelos xistos de Formação Cardolitos da era Miocênica Mediana. Alvos secundários estão nas subjacentes Formação Tumbes Miocênica e a Formação de Mal Pelo Pliocênica. As rochas fontes da Formação de Heath Oligocênica estão atualmente expelindo óleo e gás. A migração vertical é afetada através de falhas.

Prospecto Exploratório de Óleo B 144

Os alvos dentro deste prospecto exploratório de óleo são arenitos do início da era Cretácea nas Formações de Pozo e de Vivian. O prospecto exploratório é uma trapa estrutural. Rochas fontes são os xistos marinhos da era Turônia da Formação Chonta. Estes reservatórios estão selados por xistos do início da era Cretâcea. O caminho de migração é interpretado como sendo lateral a partir do norte.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Prospecto Exploratório de Óleo D

O prospecto exploratório D é a estrutura de impulso ou relativa a ferramentas. Os alvos potenciais são as areias da Formação de Zorritos da era Miocênica verticalmente seladas pelos xistos da Formação Cardolitos da era Miocênica Mediana. Alvos secundários estão presentes nas subjacentes Formações Tumbes do início Miocênico e Pelo Mal da era Pliocênica. As rochas fontes da Formação de Heath da era Oligocênica estão atualmente na janela de expulsão. A migração vertical é afetada através de falhas.

ESTIMATIVA de RECURSOS

As estimativas de recursos potenciais foram elaboradas através de métodos de engenharia e padrões geológicos geralmente aceitos pela indústria do petróleo. O método ou a combinação de métodos usados na análise dos reservatórios

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

foram enriquecidos com a experiência com reservatórios semelhantes, a etapa de desenvolvimento e qualidade e quantidades de dados básicos.

A análise probabilística dos recursos potenciais neste relatório considerou a incerteza na quantidade do petróleo que pode ser descoberto, e a P_g. A análise de incerteza considera a variedade de possibilidades de qualquer parâmetro volumétrico existente. As estimativas baixas, melhores, altas, e médias de recursos potenciais foram elaboradas considerando esta incerteza. A análise de P_g considera a probabilidade de que o prospecto exploratório identificado contenha o petróleo que produza a uma vazão mensurável. A análise de P_e considera a probabilidade de que recursos potenciais sejam economicamente viáveis.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Os métodos probabilísticos padrão foram usados na análise de incerteza. As distribuições de probabilidade foram estimadas a partir de indicativas de porosidade, saturação de petróleo, espessura líquida de hidrocarboneto, fator de correção geométrica*, eficiência de recuperação, propriedades de fluido, e área produtiva para cada prospecto exploratório. Estes indicativos foram preparados baseados em dados conhecidos, analogia, e outros métodos de estimativa padrão, inclusive experiência. As medidas estatísticas que descrevem as distribuições de probabilidade desses indicativos foram identificadas e submetidas a uma simulação de Monte Carlo para produzir recursos potenciais de estimativa baixa, melhor estimativa, estimativa alta e estimativa média para cada prospecto exploratório.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Neste relatório, 12 acumulações potenciais são mencionadas como prospectos para refletir o estágio atual de avaliação técnica.

Gás não associado é um gás em condições iniciais de reservatório sem petróleo bruto presente no reservatório. Gás com tampão de gás é um gás nas condições iniciais do reservatório e está em comunicação com a zona de óleo subjacente. Gás de solução é gás dissolvido em petróleo bruto em condições iniciais de reservatório. Em acumulações conhecidas, o gás de solução e o gás com tampão de gás são algumas vezes produzidos juntos, e, como um todo, são chamadas de gás associado. Porém, não há certeza de que o potencial reservatório seja portador de gás, óleo ou água. Por esta incerteza, os volumes de recursos potenciais são identificados neste relatório simplesmente como óleo, gás, condensado ou gás de solução.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Avaliação de Risco

Quantitativo e Aplicação de P_q Indicativos mínimos, modais e máximos

da área produtiva foram obtidos de mapas, dados sísmicos disponíveis e/ou analogia. Indicativos baixos, médios e altos dos parâmetros petrofísicos (porosidade, saturação de petróleo, e espessura líquida de hidrocarboneto), dos parâmetros de engenharia (eficiência de recuperação e propriedades de fluidos) também foram obtidos baseados em dados disponíveis de poços, dados regionais, dados de campo análogos, e experiência global. As distribuições de probabilidade individual de volume líquido de rocha e de parâmetros de engenharia e petrofísica foram obtidas desses indicativos e estão resumidos na Tabela 5.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PUBLICO

As distribuições das variáveis foram obtidas de (1) interpretações baseadas em cenários, (2) dados geológicos, geofísicos, petrofísicos, e de engenharia disponíveis, (3) conhecimento local, regional e global, e (4) estudos de campo e casos na literatura. Os parâmetros usados para modelar os volumes recuperáveis foram a área produtiva, a espessura líquida de hidrocarboneto, o fator de correção geométrica, a porosidade, a saturação de petróleo, o fator de volume de formação e a eficiência de recuperação. Indicativos mínimos, médios e máximos foram usados para modelar estatisticamente e delimitar os parâmetros P_{90}, P_{50} e P_{10}. A Área produtiva e espessura líquida de hidrocarboneto foram modeladas usando distribuições lognormais truncadas. As distribuições triangulares e normais truncadas foram usadas para modelar o fator de correção geométrica, o fator de volume de formação e a

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

eficiência de recuperação. A porosidade e saturação de petróleo foram modeladas usando distribuições normais truncadas. A amostragem hipercúbica latina foi utilizada para melhor representar os limites das distribuições.

Cada parâmetro volumétrico individual foi investigado usando uma abordagem probabilística com atenção à variabilidade. Dados determinísticos foram usados para ancorar e modelar as várias distribuições. Os parâmetros de volume líquido de rocha tiveram o maior intervalo de variabilidade, e por isso tiveram maior impacto na incerteza da simulação. A variabilidade de parâmetro volumétrico foi baseada nas incertezas estratigráficas e estruturais devido ao ambiente deposicional e à qualidade dos dados sísmicos. Dados de campo análogos foram incorporados estatisticamente para obter limites de incerteza e restrições no

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

volume líquido poroso. A incerteza associada a conversão de profundidade, interpretação sísmica, mapeamento de espessura bruta de areia, e premissas de espessura líquida de hidrocarboneto também foram obtidas de estudos de reservatórios análogos, múltiplos cenários interpretativos, e análises de sensibilidade.

Uma análise P_g foi aplicada para estimar os volumes que podem resultar de fato da perfuração destes prospectos. Na análise P_g, as estimativas P_g foram obtidas para cada prospecto exploratório através do produto das probabilidades de quatro fatores de sucesso geológicos: trapa, reservatório, migração e geração.

As estimativas de recursos potenciais líquidos e totais de óleo, e as estimativas P_g, em 01 de Outubro de 2010, aqui avaliadas são mostradas nas Tabelas 1 a 2. A estimativa média ajustada

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

por P_g dos recursos potenciais foi então obtida pelo produto probabilístico de P_g e das distribuições de recursos para o prospecto exploratório. Esses resultados foram então somados estocasticamente (dependência zero) para obter as estimativas médias de recursos potenciais ajustadas pelo P_g.

A aplicação do fator P_g para estimar os volumes de recursos potenciais ajustados pela P_g não iguala recursos potenciais a reservas ou recursos contingentes. As estimativas ajustadas pela P_g de volumes de recursos potenciais não podem ser diretamente comparadas com ou agregadas a reservas ou recursos contingentes. As estimativas de P_g são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. A futura aquisição de dados, como perfuração adicional ou aquisição sísmica pode ter um efeito significativo na

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
POR PÚBLICO

estimativa P_g. Esses dados adicionais não estão limitados à área do estudo, mas também incluem dados de arcabouços geológicos semelhantes ou de avanços tecnológicos que possam afetar a estimativa de P_g.

Aplicação de P_e TEFS necessário para o sucesso do prospecto exploratório também foi estimado. O TEFS foi usado para truncar e redistribuir as estimativas de distribuições de probabilidade de recursos potenciais estimados. As estimativas de recursos potenciais, ajustadas por P_e e TEFS e truncadas foram então estimadas pelo produto probabilístico de P_e e das distribuições de recursos potenciais truncadas e ajustadas pelo TEFS para cada um dos prospectos individuais. Estes resultados foram então

Rio de Janeiro

somados estocasticamente (dependência zero) e redistribuídos para produzir as estimativas de recursos potenciais ajustados por P_e e TEFS.

As estimativas, em 01 de Outubro de 2010, dos recursos potenciais totais e líquidos de óleo avaliados, ajustados por P_e e TEFS, e truncados, aqui estão resumidas nas tabelas 3 e 4.

A aplicação do fator P_e para estimar os volumes de recursos potenciais ajustados por P_e não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas. As estimativas de P_e são interpretativas e dependem de qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. A aquisição futura de dados, desenvolvimentos técnicos ou cenários econômicos favoráveis podem ter um efeito significativo na estimativa P_e Esses dados adicionais não estão restritos à área do estudo, mas também incluem dados de

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

arcabouços geológicos semelhantes ou avanços tecnológicos que podem afetar a estimativa de P_e

AVALIAÇÃO de RECURSOS

As estimativas do valor presente potencial da futura receita líquida descontada a 10 por cento, que poderiam ser observadas para os recursos potenciais previstos neste relatório, dependem do sucesso da descoberta e do desenvolvimento dos recursos dos prospectos aqui avaliados. O valor presente potencial estimado para os recursos potenciais avaliados neste relatório deve ser usado para comparação e classificação destes recursos potenciais contra outros recursos potenciais apenas. O valor presente potencial estimado para os recursos potenciais não pode ser diretamente comparado com, igualado a, ou agregado a estimativas de valor presente que podem ser obtidas a partir de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

recursos contingentes ou reservas, nem essas estimativas de valor presente potencial são um indicativo do justo valor de mercado das propriedades aqui avaliadas.

Mediante solicitação da Karoon, metodologias probabilísticas e deterministas foram usadas para estimar o valor presente potencial que pode ser obtido caso os recursos potenciais aqui previstos sejam descobertos e desenvolvidos com sucesso.

Métodos probabilísticos foram usados para estimar quantidades de recursos potenciais. Modelos determinísticos incorporaram vários fatores econômicos e práticas de desenvolvimento com base nas quantidades de recursos potenciais probabilísticos. O seguinte foi estimado deterministicamente: despesas operacionais, custos de capital, preços (US$ 60,00 estimativa

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

baixa, US$ 80,00 estimativa média, US$ 100,00 estimativa alta por barril para óleo cru Brent, não escalada),produção potencial, depreciação, impostos, valor temporal de dinheiro, vida do campo, custos de poços de exploração, tempo de desenvolvimento, e custos de abandono com consideração de outros fatores. Estes fatores econômicos e práticas de desenvolvimento são resumidos nas Tabelas 7 a 18. Os dados da Karoon foram modelados usando uma taxa de desconto de valor presente potencial de 10 por cento para vários tamanhos de campo e maturidade de desenvolvimento de campo. Esses dados inerentemente apresentam variações nas premissas econômicas, transporte, perfuração, e outros custos de instalação de infraestrutura. As previsões econômicas estimadas deterministicamente permitiram a estimativa determinística do valor presente potencial por unidade de recursos baseados em três estimativas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

de quantidade de recursos potenciais: baixa, média e alta. Essas três estimativas, com base determinística, de valores presentes potenciais por unidade de recursos (baixa, média e alta) foram usadas para construir o valor presente potencial por unidade de distribuições de recursos. Estas distribuições foram usadas para prover o valor potencial, assumindo a descoberta bem sucedida e o desenvolvimento de cada respectivo prospecto exploratório.

As estimativas de valor presente potencial que poderiam ser realizadas para os recursos potenciais de estimativa média, ajustados por-TEFS e truncados são apresentadas depois de ajuste para P_e. O valor presente potencial por barril foi utilizado na avaliação quantitativa do risco em conjunto com os recursos potenciais ajustados por P_e, ajustados-TEFS, truncados para estimar valor presente potencial. (O Glossário

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

de Termos Probabilísticos anexado a este relatório 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. Resultados probabilísticos envolvem milhares de iterações usando distribuições. Estimativas determinísticas e operações matemáticas relacionadas (adição, subtração, multiplicação e divisão) não podem ser realizadas sobre distribuições de recursos potenciais ou valor presente potencial por distribuições de barris. Qualquer tal cálculo produz resultados inválidos que não são comparáveis aos resultados probabilísticos aqui estimados. Tais cálculos e comparações a estes resultados probabilísticos devem ser evitados.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

O valor presente potencial para os recursos potenciais totais truncados ajustados-P_e, ajustados-TEFS, foi estimado pela derivação de um valor presente potencial a 10 por cento *versus* desenvolvimentos de campo de vários tamanhos baseados nos resultados de modelagem econômica determinística. A estimativa do valor presente potencial previsto para os recursos potenciais totais considerou o tempo e custos de exploração, avaliação e custos de desenvolvimento, e outras informações dependendo do prospecto exploratório.

Estimativa de valor presente potencial considera sucesso de exploração em potencial contra falha de exploração em potencial. Sucesso de exploração mescla probabilisticamente TEFS, volumes ajustados-Pe, participação líquida, e valor presente potencial por barril. Falha de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

exploração mescla probabilisticamente a probabilidade de falha econômica e o custo de poço seco de exploração. 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 prospecto exploratório 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 de exploração. Consideração de "*failure leg*" (algo como brecha para falhas) 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

Rio de Janeiro

Potencial no Glossário de Termos Probabilísticos anexado a este relatório.

Os TEFS estimados dos prospectos são resumidos na Tabela P1. Distribuições lognormais truncadas de valor presente potencial por barril de óleo equivalente foram usadas na simulação. Para cada prospecto exploratório, o valor presente potencial médio de entrada por barril de óleo equivalente está resumido na Tabela P1.

O valor presente potencial estimado, expresso em milhares de US$ dos recursos potenciais totais ajustados-P_e, ajustados-TEFS, truncados atribuíveis à área de licença caso os prospectos tenham sido descobertos e desenvolvidos com sucesso, está resumido na Tabela 6.

A aplicação de P_e para estimar os recursos potenciais ajustados por P_e não iguala recursos

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

potenciais e os seus valores associados a reservas ou recursos contingentes. As quantidades de recursos potenciais ajustados por P_e e seus valores associados não podem ser comparados diretamente com ou agregados a recursos contingentes ou reservas e seus valores associados.

As estimativas da P_e são interpretativas e dependem da qualidade e a quantidade de dados atualmente disponibilizados. Futuras modificações no regime fiscal e/ou na infra-estrutura da área podem modificar esses valores significativamente.

Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos potenciais aqui resumidos seja descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza de que produzir qualquer parte dos

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PUBLICO

recursos potenciais aqui previstos será economicamente viável.

Acumulações Potenciais:

Planos de Desenvolvimento

Os cenários de desenvolvimento apresentados neste estudo são planos de desenvolvimento concentuais baseados em descobertas bem sucedidas de quantidades econômicas para cada prospecto exploratório. Já que esses planos conceituais de desenvolvimento são baseados em estimativas de quantidades de recursos potenciais, esses planos não devem ser incorretamente interpretados como planos de desenvolvimento baseados em reservas. Os planos de desenvolvimento reais, caso haja descoberta de êxito, podem diferir significativamente dos planos concentuais de desenvolvimento apresentados aqui.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

As despesas operacionais potenciais, os custos potenciais de capital, e a produção potencial associada com recursos médios totais de óleo estimados neste estudo sob campos análogos disponíveis em bacias com produção e condições ambientais similares (Tabelas 7 a 18). As quantidades de recursos potenciais de óleo no alto mar, se descobertas e economicamente desenvolvidas, usariam navios arrendados comercialmente do tipo Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transbordo (FPSO) que estão em capacidade de produção na faixa de 50.000 barris de óleo por dia (BOPD) a 200.000 BOPD. Poços de desenvolvimento podem ser produzidos através de gabaritos submarinos, plataformas na cabeça de poços ou plataformas de perna de tensão amarradas ao FPSO. A opção de FPSO arrendado é adequada para bacias em alto mar onde recursos potenciais foram estimados e podem ser descobertos. Os custos da unidade

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

assumem um custo de USD 30 milhões por poço para toda a arquitetura submarina necessária para conectar o poço ao FPSO.

Despesas operacionais em potencial foram estimadas assumindo custos fixos de USD 130 milhões por ano por cada 100.000 BOPD de capacidade de processamento do FPSO para as bacias de Santos e de Tumbes. Despesas operacionais variáveis e custos de transporte potenciais foram assumidos em USD 2,00 por e USD 1,00 por barril, respectivamente.

As despesas operacionais fixas estimadas neste documento incluem itens de custo como os pagamentos de arrendamento do FPSO aos proprietários dos navios. Despesas variáveis em potencial estão relacionadas a salários de pessoal operacional, a suporte em terra, barcos de suprimentos, peças sobressalentes, despesas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

de manutenção, encargos de tratamento de água, químicos, transporte e certos custos relativos ao trabalho dos poços.

Custos de capital potenciais, despesas de capital potenciais, e previsões de produção potenciais são resumidos por bacia e por projeto nas Tabelas 7 a 18. Estas programações estão baseadas em práticas correntes da indústria, e podem mudar com base em novos dados técnicos e/ou novas condições econômicas. Estas previsões de potencial não representam programação de produção de reservas. A aplicação de P_g e/ou P_e não iguala as previsões de produção potencial de recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas. Mudanças futuras no ambiente fiscal e/ou na infraestrutura da área podem mudar significativamente estas programações. Mudanças no modelo geológico de exploração e novos dados técnicos podem também mudar a programação destas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

acumulações potenciais, e os cenários respectivos de desenvolvimento potencial.

A Tabela 19 apresenta um resumo das premissas do plano de desenvolvimento potencial. A Tabela 19 também resume para cada projeto as quantidades de recursos potenciais totais médios que foram estimados para cada projeto; o número de poços de produção e de injeção, e também a perfuração e as estimativas de custo de conclusão e as premissas relativas a despesas operacionais fixas e variáveis. Os custos de abandono estão incluídos como despesas operacionais nos últimos anos da operação do campo.

Prospectos Brasil

Com base em informações fornecidas pela Karoon, foi assumido que os prospectos identificados serão desenvolvidos através de poços submarinos,

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ligados a unidades FPSO dedicadas. Cada FPSO será dimensionado de acordo com a produção de pico do prospecto exploratório correspondente.

O óleo produzido será transportado através de um navio tanque. O gás produzido será re-injetado com exceção de um pequeno volume que será usado no campo como combustível. É possível que um gasoduto possa eventualmente ser construído para permitir a extração do gás associado.

Prospectos Peru

Com base em informações fornecidas pela Karoon, foi assumido que os prospectos identificados em alto mar (A, B, D e G) serão desenvolvidos através de poços submarinos conectados a unidades FPSO adequadas para a produção de pico estimada para cada

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

prospecto exploratório. O óleo produzido será transportado por navios tanque de curto trajeto até instalações em terra. O gás produzido será re-injetado com exceção de um pequeno volume que será usado no campo como combustível. É possível que um gasoduto seja eventualmente construído para permitir a extração do gás associado.

O prospecto exploratório em terra identificado (B-144) será desenvolvido usando poços direcionais perfurados de calços de poços. O óleo produzido será transportado por barcaças no rio bem próximo ao prospecto exploratório. O gás produzido será re-injetado com exceção de um pequeno volume que será usado no campo como combustível. É possível que um gasoduto possa eventualmente ser construído para permitir a extração do gás associado.

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

RESUMO e CONCLUSÕES

Recursos potenciais em 12 prospectos foram identificados em vários blocos licenciados em várias bacias do Brasil e Peru. Os recursos potenciais apresentados abaixo têm por base o método de agregação estatística. Estimativas de recursos potenciais líquidos e totais de óleo para Brasil e Peru em 01 de Outubro de 2010, estão resumidos a seguir, expressos em milhares de barris (10^3bbl):

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	stimativa Média
Recursos Potenciais Totais				
Recursos Potenciais Totais, 10^3bbl	1 277 387	2 339 941	4 286 749	2 616 133
Recursos Potenciais Líquidos				
Recursos Potenciais Líquidos, 10^3bbl	902 253	1 836 190	3 737 274	2 141 347

Observações

1 Pg e P_e não foram aplicadas aos volumes nesta tabela.

2. Eficiência de recuperação é aplicada aos recursos potenciais nesta tabela

3. O emprego de qualquer fator de natureza geológica ou de fatores econômicos não equipara os recursos potenciais aos recursos ou reservas contingentes.

4 Estimativa baixa, melhor e alta nesta tabela são P_{90}, P_{50}, e P_{10}, respectivamente

5 Os recursos potenciais apresentados acima estão baseados no metodo de agregação estatística.

6. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos potenciais aqui estimados serão descobertos Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que produzir qualquer parte dos recursos potenciais avaliados será viável comercialmente.

Recursos potenciais de óleo, ajustados-TEFS, líquidos e totais, para Brasil e Peru em 01 de Outubro de 2010, estão resumidos a seguir, expressos em milhares de barris (10^3bbl):

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	Estimativa Média
Recursos Potenciais Totais, Ajustados-TEFS, Truncados				
Recursos Potenciais Totais de Óleo, Ajustados-TEFS, Truncados, 10^3bbl	1 359 515	2 490 383	4 562 357	2 784 332
Recursos Potenciais Líquidos, Ajustados-TEFS, Truncados				
Recursos Potenciais Líquidos de Óleo, Ajustados-TEFS, Truncados, 10^3bbl	1 095 012	2 005 862	3 674 720	2 242 622

Observações

1 Pg e P_e não foram aplicadas aos volumes nesta tabela

2 Eficiência de recuperação é aplicada aos recursos potenciais nesta tabela

3 O emprego de qualquer fator de natureza geológica ou de fatores econômicos não equipara os recursos potenciais aos recursos ou reservas contingentes

4. Estimativa baixa, melhor e alta nesta tabela são P_{90}, P_{50}, e P_{10}, respectivamente

5. Os recursos potenciais apresentados acima estão baseados no método de agregação estatística

6. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos potenciais aqui estimados serão descobertos. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que produzir qualquer parte dos recursos potenciais avaliados será viável comercialmente

Estimativas de recursos potenciais de óleo, de estimativa média, ajustados-P_e, ajustados-TEFS, truncados, totais, para Brasil e Peru em 01 de

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

Outubro de 2010, estão resumidas a seguir, expressas em milhares de barris (10^3bbl):

	Estimativa Média
Recursos Potenciais Totais, Ajustados-P_a, Ajustados-TEFS, Truncados	
Recursos Potenciais Totais de Oleo, Ajustados-P_a, Ajustados-TEFS, Truncados, 10^3bbl	635 809
Recursos Potenciais Liquidos, Ajustados-P_a, Ajustados-TEFS, Truncados	
Recursos Potenciais Liquidos de Óleo, Ajustados-P_a, Ajustados-TEFS, Truncados, 10^3bbl	561 042

Observações:

1 Eficiência de recuperação é aplicada aos recursos potenciais nesta tabela.
2. O emprego de qualquer fator de natureza geológica ou de fatores econômicos não equipara os recursos potenciais aos recursos ou reservas contingentes
3. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos potenciais aqui estimados serão descobertos Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que produzir qualquer parte dos recursos potenciais avaliados será viável comercialmente.

A seguinte tabela resume o valor presente potencial líquido (vários juros líquidos para Karoon) para Brasil e Peru que pode ser realizado a partir da produção e venda de

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA · Rio de Janeiro · TRADUTOR PÚBLICO

recursos potenciais de óleo, ajustados-Pe, ajustados-TEFS, truncados, de vários prospectos aqui avaliados, utilizando o valor presente potencial por metodologia de volume de recursos potenciais em 01 de Outubro 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 Potenciais Liquidos de Óleo, Ajustados-P_e, Ajustados-TEFS, Truncados	2 871 726	3 937 005	5 397 720	4 058 172

Observações

1 O valor presente potencial estimado de recursos potenciais não é comparável a estimativas de valor presente de recursos contingentes ou reservas

2 Estimativa de valor presente potencial para recursos potenciais não consideram ajustes devido a incertezas 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. Estimativa baixa, melhor e alta nesta tabela são P_{90}, P_{50}, e P_{10} respectivamente

5. Os recursos potenciais apresentados acima estão baseados no método de agregação estatística

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PUBLICO

6. Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos potenciais aqui estimados serão descobertos. Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que será viável produzir comercialmente qualquer parte dos recursos potenciais avaliados

As diretrizes PRMS sugerem que o método de soma aritmética seja utilizado para agregar quantidades de recursos acima do nível de campo, propriedade e projeto. As quantidades de recursos potenciais agregados pelo método de soma aritmética para os prospectos avaliados neste relatório são apresentadas nas tabelas de recursos anexadas a este relatório.

Apresentado,

DeGOLYER and MacNAUGHTON

Texas Registered Engineering Firm F-716

ASSINADO: 08 de Outubro de 2010

John W. Wallace, P.E.
Vice Presidente Senior

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

DeGolyer and MacNaughton

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 usado para identificar um corpo individual de petróleo móvel. Uma acumulação conhecida (contem reservas ou recursos contingentes) deve ter sido penetrada por um poço. O poço deve ter demonstrado 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, perfis e/ou dados de testemunho do poço podem definir uma acumulação, desde que haja uma boa analogia a uma acumulação próxima conhecida geologicamente comparável.

Soma Aritmética - O processo de somar um conjunto de números que representam estimativas de quantidades e de recursos no reservatório, prospecto exploratório

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

ou a nível de portfólio. A agregação estatística leva a resultados diferentes.

Melhor Estimativa (Mediana) - A melhor estimativa (mediana) é a quantidade P_{50}. O P_{50} significa que há uma chance de 50% que uma quantidade estimada, tais como, volumes de recursos potenciais ou um valor associado, será igualado ou excedido.

Recursos Contingentes - Aquelas quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são consideradas atualmente comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.

Baseado nestas suposições referentes a condições futuras e seu impacto sobre a viabilidade econômica final, projetos atualmente classificados como Recursos Contingentes podem ser amplamente divididos em três grupos:

Recursos Marginais Contingentes - Aquelas quantidades associadas com projetos tecnicamente viáveis que sejam atualmente econômicos como projetados para serem econômicos sob melhoramentos previstos das condições comerciais, mas não estão planejados para

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PUBLICO

serem desenvolvidos devido a uma ou mais contingências.

Recursos Contingentes Sub-Marginais - Aquelas quantidades associadas com descobertas para as quais uma análise indica que o desenvolvimento de projetos tecnicamente viáveis não seriam econômicos e/ou outras contingências não seriam satisfeitas sob melhoramentos atuais ou razoavelmente previstos nas 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 - Onde avaliações são incompletas, de forma que seja prematuro definir claramente o chance final de comercialidade, final, é aceitável considerar que o *status* econômico do projeto seja "indeterminado".

Valor Esperado - O valor esperado (EV) é a média ponderada pela probabilidade do parâmetro que está sendo estimado, onde valores de probabilidade da distribuição de probabilidade são usados como fatores de peso. Valores do parâmetro (abscissa) e probabilidades (ordenada) são os pares Cartesianos (por exemplo, volumes recuperáveis totais e P_{90}), os quais definem a distribuição de probabilidade. Estes parâmetros são ponderados pela probabilidades e

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

somados para obter-se o valor esperado resultante. A equação para calcular o valor esperado é a seguinte:

$$EV = \sum_{i=1}^{n} (P_i)(V_i)$$

onde: P = probabilidade de distribuição de probabilidade, ordenada
V = valor de parâmetro, abscissa
i = um valor específico em uma sequência ordenada de valores
n = o número total de amostras

O valor esperado é a soma algébrica de todos os produtos obtidos pela multiplicação do valor do parâmetro e sua probabilidade associada de ocorrência. O valor esperado é, algumas vezes, denominado de estimativa média ou de 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 ajustes ou agregação.

A probabilidade associada com à média estatística depende da variância da distribuição da qual a média é calculada. A estimativa média é a média estatística (a média ponderada pela probabilidade),

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

a qual, tipicamente, tem uma probabilidade no intervalo de P_{45} a P_{15}. Por isto, se uma descoberta exitosa ocorre, a probabilidade da acumulação conter o volume de médio estatístico ou maior, é usualmente entre 45 e 15 por cento.

O valor esperado é a quantidade preferencial para ser utilizada como melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos potenciais. A quantidade P_{90} e P_{10} é geralmente utilizada para estimativas baixa e alta, respectivamente, de recursos potenciais. Agregação ou ajustes de escala de quantidades de P_{90}, P_{50}, e P_{10} devem ser realizados probabilisticamente, e não aritmeticamente.

Fator de Correção Geométrico - O fator de correção geométrica (GCF) é uma correção de ajuste geométrico que leva em consideração a relação do contato potencial do fluido e a geometria do reservatório e trapa. Parâmetros de entrada usados para estimar o fator de correção geométrico incluem forma de trapa, a razão entre comprimento-largura, a espessura potencial do reservatório e altura do fechamento vertical da potencial trapa (altura da coluna potencial de hidrocarbonetos).

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, como, por exemplo, o

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PUBLICO

volume de recursos potenciais ou valor associado, será igualado ou excedido.

Lead - Um lead é bem menos definido e requer dados, informações e análises adicionais para ser classificado como prospecto exploratório. Um exemplo poderia ser um fechamento estrutural mal definido por dados sísmicos regionais esparsos numa bacia com rochas geradoras e reservatórios favoráveis. Um lead pode ou não ser elevado ao *status* de prospecto exploratório dependendo dos resultados de trabalho técnico adicional. Um lead deve ter uma P_g igual ou menor a 0,05 para refletir a sua inerente incerteza técnica.

Estimativa Baixa - A estimativa baixa é a probabilidade P_{90}. P_{90} significa que há uma chance de 90% de que uma quantidade estimada, como, por exemplo, o volume de recursos potenciais ou valor associado, será igualado ou excedido.

Estimativa Média - De acordo com os padrões da indústria do petróleo, a estimativa média é a média probabilidade ponderada, que, tipicamente, varia entre o P_{45} e o P_{15}, dependendo da variação dos volumes de recursos potenciais ou volumes associados. Portanto, a probabilidade de um prospecto exploratório ou acumulação conter uma quantidade igual ou maior do que o volme médio

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

ponderada probabilisticamente está usualmente entre 45 e 15 por cento. A estimativa média é a estimativa probabilística preferida de volumes de recursos.

Mediana - Mediana é o valor P_{50}, onde a probabilidade P_{50} significa que há uma chance de 50 por cento de que uma dada variável (tais como volumes de recursos potenciais, porosidade ou saturação de água) seja igualada ou excedida. A mediana de um grupo de dados é um número tal que a metade das medidas situa-se abaixo e metade acima da mesma.

A mediana é um valor aceitável, e um dos preferidos, para a melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos potenciais.

Fator de Chance de Migração - Fator de chance de migração ($P_{migração}$) é definido como a probabilidade de que uma trapa ou foi formada anteriormente ou coincidentemente com a migração de petróleo, e de que existem rotas de migração verticais e/ou laterais conectando as rochas geradoras aos reservatórios/trapa.

Modo - O modo (MO) é o valor que ocorre com maior frequência no grupo de dados e, portanto, é a quantidade que tem a maior probabilidade de ocorrer. Entretanto, o modo não deve ser unicamente definido, como no caso de distribuições polimodais.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

O modo é um valor aceitável, mas não preferencial, para ser utilizado como a melhor em estimativas probabilísticas de recursos potenciais.

Direito de Participação Líquida - Um acordo de divisão de produção (PSA) ou contrato de divisão de produção (PSC) permite a uma empresa ser 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 equivalente a barril mediante a divisão pelo preço da média ponderada de óleo ou gás. A razão deste volume equivalente a barril e volume total é um *direito de participação líquida*. Como tal, o direito de participação resultante pode variar com preço de produto, custos, tempo de produção e outros fatores.

Estimativa Média ajustada-P_e - A estimativa média ajustada-P_e, ou "estimativa ajustada para o chance econômico" é uma média ponderada de probabilidade dos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos, se um portfólio de prospecto exploratório forem perfurados, ou se uma família de prospectos semelhantes forem perfurados. A estimativa média ajustada-P_e é um valor "mesclado". É a estimativa média de incerteza volumétrica, chance econômico (chance) e geológico (Pg). Esta medida estatística

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

considera e quantifica as possibilidades de sucesso e fracasso econômico. Consequentemente, 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-P_g - A estimativa média ajustada-Pg, ou "estimativa média ajustada a chance geológico" é uma probabilidade média ponderada dos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos, se um portfólio de prospectos forem perfurados, ou se uma família de prospectos semelhantes forem perfurados. A estimativa média ajustada-P_g para o chance geológico P_g é um valor "mesclado". É uma estimativa média tanto pela incerteza volumétrica, como pelo chance geológico (chance). Esta medida estatística considera e quantifica as possibilidades de sucesso e fracasso geológico. Consequentemente, representa a média ou resultado "geológico" médio resultantes de uma perfuração e programa exploratório. A estimativa média ajustada-P_g é calculada a seguir:

estimativa média ajustada-P_g = P_g x estimativa média

Nomenclatura P_n - Este relatório usa a convenção de notação da probabilidade com um subscrito representando a probabilidade subscrita seja

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

igualada ou excedida. Como tal, a notação P_n indica a probabilidade de que há um n por cento de chance de que *uma* entrada específica ou uma quantidade de saída será igualada ou excedida. Por exemplo, P_{90} significa que há uma chance de 90 por cento que uma variável (tais como recursos potenciais, porosidade ou saturação da água) seja igualada ou excedida.

Play - Um projeto associado a uma *tendência* de prospectos potenciais, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação a fim de definir *leads* ou prospectos específicos.

Valor Presente Potencial - Valor presente potencial (PPW) é definido como rendimento líquido potencial futuro descontado a uma taxa de 10 por cento aplicada mensalmente sobre o período de realização esperado. A estimativa é modelada probabilisticamente, usando distribuições (exceto NRI, uma constante) na seguinte equação:

$$PPW_{10} = \left[\left(P_e \times EV_t \times NRI \times \frac{PW}{BOF}\right) - (P_t \times CWCF \times NRI)\right] - (P_f \times DHC \times NRI)$$

onde: PPW_{10} = valor presente potencial a 10 por cento

P_e = probabilidade de sucesso econômico

EV_t = estimativa média, volume recuperável total potencial, truncado, ajustado-TEFS

NRI = juros de rendimento líquido

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

PW/BOE = valor presenta 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

Previsibilidade versus *Tamanho do Portfólio* - O número de prospectos em um portfólio de prospectos influencia o grau de segurança da previsão dos resultados de perfuração. A relação entre previsibilidade *versus* tamanho do portfólio (PPS) também é conhecido na indústria do petróleo como *"Gambler's Ruin"* [algo como Ruína do Apostador ou Jogador, literalmente]. O relacionamento entre probabilidade e tamanho de portfólio é descrita pela equação 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

PAULO FERNANDO S DE LACERDA Rio de Janeiro TRADUTOR PÚBLICO

C_x^n = o número de formas mutuamente exclusivas que x sucessos possam ser arranjados em *n* tentativas

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) elevada ao número de tentativas.

Probabilidade de Sucesso Econômico - A probabilidade de sucesso econômico (P_e) é definida como a probabilidade na qual uma dada descoberta será economicamente viável. São considerados 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

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PUBLICO

fatores de negócios e econômicos. P_e é calculada como segue:

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

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 chance geológico individuais: trapa, geração, reservatório e migração. O produto das probabilidades destes quatro fatores de chance é P_g.

Probabilidade de TEFS - A probabilidade do limite econômico para tamanho de campo (P_{TEFS}) é definida como a probabilidade de descoberir uma acumulação que seja grande o suficiente para ser

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PUBLICO

economicamente viável. P_{TEFS} é estimada usando a distribuição dos volumes recuperáveis dos recursos potenciais em conjunção com a TEFS. A probabilidade associada a TEFS pode ser determinada graficamente a partir da distribuição de volumes recuperáveis totais.

Prospecto Exploratório - Um prospecto exploratório é uma acumulação potencial que é suficientemente bem definida para ser um objetivo de perfuração viável. Para um prospecto exploratório, existem suficientes dados e análises para identificar e quantificar as incertezas técnicas, determinar variações razoáveis de fatores de chance geológicos e parâmetros petrofísicos, e engenharia e para estimar recursos potenciais. 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 potenciais - Tais quantidades de petróleo que são estimadas,para que em uma determinada data, sejam potencialmente recuperáveis de acumulações não descobertas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento futuros.

Fator de Chance de Reservatório - O fator de chance de reservatório ($P_{reservatorio}$) é definido como a probabilidade associada com a presença de rochas reservatório permeáveis e porosas.

Fator de Chance de Geração - O fator de chance de geração (P_{fonte}) é definido como a probabilidade associada com a presença de uma rocha geradora rica suficiente, para gerar

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

volumes suficientes, e de estar em posição espacial para alimentar as áreas prospectáveis.

Desvio Padrão - Desvio padrão (SD) é uma medida de amplitude de distribuição. É a raiz quadrada positiva da variância. A variância é a soma do quadrado da distância da média de todos os valores possíveis. Uma vez que as unidades de desvio padrão são as mesmas das do conjunto de amostras, é a medida mais prática da distribuição de uma 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

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

Agregação Estatística - O processo de agregar probabilisticamente distribuições que representem estimativas de quantidades de recursos a nível de reservatório, prospecto exploratório, ou portfólio. A soma aritmética produz resultados diferentes.

Limite Econômico para Tamanho de Campo - O limite econômico para tamanho de campo (TEFS) é a quantidade mínima de petróleo produzível necesidade para recuperar todo o investimento utilizado capital total e despesa operacional usados para estabelecer a acumulação potencial como tendo valor presente potencial igual a zero.

Fator de Sucesso de Trapa - O fator de sucesso de trapa (P_{trap}) é definido como a probabilidade associada à presença de configurações de fechamento estrutural e/ou trapa estratigráfica,

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

com vedações laterais e verticais competentes, e a falta de quaisquer eventos ou quebras de integridade de vedação pós-migração.

Estimativa Média Truncada - A estimativa média truncada é o valor esperado resultante do cálculo do truncamento 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 quanto a distribuição está dispersa da média. A variância é o somatório do quadrado das distâncias da média de todos os valores possíveis de x. A variância possui unidades que são o quadrado de unidades de x. O uso destas unidades limita o valor intuitivo de variância.

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \mu)^2}{n-1}$$

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
SUMÁRIO DO PORTFOLIO DE PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUTRÁLIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS DE ÓLEO
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL E PERU

Prospecto Exploratório	País	Bacia	Licença do Bloco	Equidade (decimal)	Fração em Bloco (decimal)	Potencial Médio Estatístico Presente no Valor por Barril (U S $/bbl)	Tamanho Limite Campo Econômico (10^3 bbl)	Estimativa de Custo de Exploração do Poço (10^3 U S $)	Fluído Potencial do Prospecto Exploratório	Profundidade da Zona Alvo (metros)	Profundidade da Água (metros)
Morro da Igreja (Beta)	Brasil	Santos	Bloco S-1102-1037	1,000	1,000	7,820	35 000	40 000	Oil	3 000	250
Charlie (Theta)	Brasil	Santos	Bloco S-1166	1,000	1,000	7,280	10 000	40 000	Oil	2 900	400
Pre-Sal	Brasil	Santos	Bloco 1102	1,000	1,000	5,030	35 000	130 000	Oil	7 500	500
Pico do Jaragua (Alpha)	Brasil	Santos	Bloco S-1101-1165	1,000	1,000	11,100	35 000	40 000	Oil	3 000	500
Monte Roriama	Brasil	Santos	Bloco 1166	1,000	1,000	5,290	35 000	35 000	Oil	2 500	430
Acores	Brasil	Santos	Bloco 1352	0,200	1,000	3,150	35 000	65 000	Oil	5 000	465
Maruja	Brasil	Santos	Bloco 1352	0,200	1,000	8,900	35 000	50 000	Oil	3 900	394
A	Peru	Tumbes	Z38	0,750	1,000	8,590	20 000	30 000	Oil	1 700	340
B	Peru	Tumbes	Z38	0,750	1,000	9,240	20 000	30 000	Oil	950	460
G	Peru	Tumbes	Z38	0,750	1,000	7,070	20 000	30 000	Oil	750	300
B-144	Peru	Maranon	Bloco 144	1,000	1,000	6,180	25 000	35 000	Oil	5 200	--
D	Peru	Tumbes	Z38	0,750	1,000	7,520	20 000	30 000	Oil	750	300

Essas informações acompanham o relatóno do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA - Rio de Janeiro - TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 1
ESTIMATIVA de RECURSOS POTENCIAIS
TOTAIS de ÓLEO
de
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
nos VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL e PERU

				Resumo de Recursos Potenciais Totais de Oleo					
Prospecto Exploratório	País	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Média (10^3bbl)	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Média Ajustada por Pg (10^3bbl)
Morro da Igreja (Beta)	Brasil	Santos	Bloco S-1102-1037	289 667	565 814	1 040 471	632 785	0,250	157 971
Charlie (Theta)	Brasil	Santos	Bloco S-1166	31 049	87 177	242 440	116 431	0,448	52 161
Pre-Sal	Brasil	Santos	Bloco 1102	35 681	101 195	256 959	126 475	0,189	23 904
Pico do Jaragua (Alpha)	Brasil	Santos	Bloco S-1101-1165	208 821	345 391	569 750	372 156	0,501	186 587
Monte Roriama	Brasil	Santos	Bloco 1166	26 751	46 675	79 609	50 790	0,420	21 332
Acores	Brasil	Santos	Bloco 1352	49 824	99 883	188 689	111 479	0,175	19 509
Maruja	Brasil	Santos	Bloco 1352	91 875	176 413	315 607	194 078	0,210	40 756
A	Peru	Tumbes	Z38	54 446	190 239	611 423	273 158	0,216	59 002
B	Peru	Tumbes	Z38	23 411	81 082	237 756	113 305	0,125	14 163
G	Peru	Tumbes	Z38	88 420	288 656	888 722	418 754	0 140	58 626
B-144	Peru	Maranon	Bloco 144	37 117	79 687	160 293	90 577	0,250	22 644
D	Peru	Tumbes	Z38	33 332	90 700	236 440	116 146	0,140	16 260
Total Estatistico				**1 277 387**	**2 339 941**	**4 286 749**	**2 616 133**	**0,257**	**672 916**
Soma Aritmetico				970 392	2 152 912	4 828 160	2 616 133	0,257	672 916

Observações

1 Estimativas Baixa, Melhor, Média e alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais
2 A aplicação da Pg não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas
3 Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P_{90} P_{50}, média e P_{10}
4 Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas, P_{90}, P_{50}, e P_{10} não são somáveis
5 Pg e definida como a probabilidade de descobrir reservatorios que porduzam petroleo a uma vazão mensurável
6 A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela
7 Pg foi arredondada para efeitos de apresentação, multiplicação usando esta Pg apresentada leva a resultados imprecisos
Dividindo a estimativa da Pg média ajustada pela estimativa média leva uma Pg precisa
8 A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS
9 Os recursos potenciais classificados como *lead* e ou *play* é atribuido uma Pg de 0,05, *leads* não são valorizados neste relatorio
10 Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas as suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 2
ESTIMATIVA de RECURSOS POTENCIAIS
LIQUIDO de OLEO
de
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GAS S A
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS DE ÓLEO
nos VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL e PERU

				Resumo de Recursos Potenciais Liquidos de Óleo					
				Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	Estimativa Média	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg	Estimativa Media Ajustada por Pg
Prospecto Exploratório	**Pais**	**Bacia**	**Licença**	**(10^3bbl)**	**(10^3bbl)**	**(10^3bbl)**	**(10^3bbl)**	**(decimal)**	**(10^3bbl)**
Morro da Igreja (Beta)	Brasil	Santos	Bloco S-1102-1037	289 667	565 814	1 040 471	632 785	0,250	157 971
Charlie (Theta)	Brasil	Santos	Bloco S-1166	31 049	87 177	242 440	116 431	0,448	52 161
Pré-Sal	Brasil	Santos	Bloco 1102	35 681	101 195	256 959	126 475	0,189	23 904
Pico do Jaragua (Alpha)	Brasil	Santos	Bloco S-1101-1165	208 821	345 391	569 750	372 156	0,501	186 587
Monte Roriama	Brasil	Santos	Bloco 1166	26 751	46 675	79 609	50 790	0,420	21 332
Acores	Brasil	Santos	Bloco 1352	9 965	19 977	37 738	22 296	0,175	3 902
Maruja	Brasil	Santos	Bloco 1352	18 375	35 283	63 121	38 816	0,210	8 151
A	Peru	Tumbes	Z38	40 834	142 679	458 567	204 869	0,216	44 252
B	Peru	Tumbes	Z38	17 559	60 812	178 317	84 978	0,125	10 622
G	Peru	Tumbes	Z38	66 315	216 492	666 542	314 065	0,140	43 969
B-144	Peru	Maranon	Bloco 144	37 117	79 687	160 293	90 577	0,250	22 644
D	Peru	Tumbes	Z38	24 999	68 025	177 330	87 109	0,140	12 195
Total Estatistico				**903 377**	**1 836 190**	**3.737 274**	**2 141 347**	**0,274**	**587 691**
Soma Antmética				807 132	1 769 206	3 931 138	2 141 347	0,274	587 691

Observações

1 Estimativas Baixa, Melhor, Média e alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais
2 A aplicação da Pg não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas
3 Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P_{90}, P_{50}, média e P_{10}
4 Somente as Médias podem ser antmeticamente somadas, P_{90}, P_{50}, e P_{10} não são somáveis
5 Pg é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que porduzam petroleo a uma vazão mensurável
6 A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela
7 Pg foi arredondada para efeitos de apresentação, multiplicação usando esta Pg apresentada leva a resultados imprecisos
Dividindo a estimativa da Pg média ajustada pela estimativa média leva uma Pg precisa
8 A soma aritmetica é uma exigência das diretrizes da PRMS
9 Os recursos potenciais classificados como *lead* e ou *play* é atribuído uma Pg de 0,05, *leads* não são valorizados neste relatório
10 Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos

Essas informações acompanham o relatóno do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições especificas

FERNANDO S DE LAGÉRIA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 3
ESTIMATIVA de RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS de ÓLEO
TRUNCADOS e AJUSTADOS por TEFS
de
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
esua subsidiaria
KAROON PETRÓLEO & GAS S A
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATORIOS DE ÓLEO
nos VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL e PERU

Resumo de Recursos PotenciaisTotais de Oleo Truncados, Ajustados-TEFS

Prospecto Exploratorio	Pais	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Media (10^3bbl)	Probabilidade de sucesso Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Media Ajustada por Pg (10^3bbl)
Morro da Igreja (Beta)	Brasil	Santos	Bloco S-1102-1037	319 903	585 332	1 071 094	654 145	0,236	154 226
Charlie (Theta)	Brasil	Santos	Bloco S-1166	42 313	98 360	228 678	122 158	0 399	48 754
Pre-Sal	Brasil	Santos	Bloco 1102	39 990	101 602	258 180	132 399	0,169	22 388
Pico do Jaragua (Alpha)	Brasil	Santos	Bloco S-1101-1165	222 357	357 285	574 132	382 612	0 475	181 558
Monte Ronama	Brasil	Santos	Bloco 1166	32 084	53 659	89 750	58 160	0 311	18 077
Acores	Brasil	Santos	Bloco 1352	83 528	156 152	291 948	175 919	0,060	10 622
Maruja	Brasil	Santos	Bloco 1352	100 297	179 688	321 950	199 288	0,198	39 457
A	Peru	Tumbes	Z38	60 390	189 247	593 152	281 557	0,192	54 079
B	Peru	Tumbes	Z38	28 063	83 864	250 659	120 799	0 112	13 501
G	Peru	Tumbes	Z38	104 705	311 374	926 130	447 056	0,125	55 972
B-144	Peru	Maranon	Bloco 144	40 488	80 817	161 333	93 472	0,234	21 911
D	Peru	Tumbes	Z38	35 645	89 951	227 026	116 767	0 131	15 264
Total estatistico				**1 359 515**	**2 490 383**	**4 562 357**	**2 784 332**	**0,228**	**635 809**
Soma Antmetica				1 109 763	2 287 332	4 994 032	2 784 332	0,228	635 809

Observações

1 Estimativas Baixa, Melhor, Média e alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais
2 A aplicação da Pg e/ou Pe não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas
3 Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta nesta tabela, correspondem, ao P_{90}, P_{50}, média e P_{10} respectivamente
4 Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas, P_{90}, P_{50}, e P_{10} não são somáveis
5 Pe é definida como a probabilidade de descobrir recursos econômicos
6 A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela
7 Pe foi arredondada para efeitos de apresentação, multiplicação usando esta Pe apresentado leva a resultados imprecisos
Dividindo a estimativa da Pe média ajustada pela estimativa média leva uma Pe precisa
8 TEFS é definido como estatística de dimensão do campo econômico
9 A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS
10 Aos recursos potenciais classificados como *lead* e ou *play* é atribuído uma Pg de 0,05, leads não são valorizados neste relatório
11 Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PUBLICO

TABELA 4
ESTIMATIVA de RECURSOS POTENCIAIS
LIQUIDOS de ÓLEO
TRUNCADOS e AJUSTADOS por TEFS
de
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GAS S A
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATORIOS DE ÓLEO
nos VARIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL e PERU

				Resumo de Recursos Potenciais Liquidos de Óleo Truncados, Ajustados-TEFS					
Prospecto Exploratorio	Pais	Bacia	Licença	Estimativa Baixa (10^3bbl)	Melhor Estimativa (10^3bbl)	Estimativa Alta (10^3bbl)	Estimativa Media (10^3bbl)	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg (decimal)	Estimativa Media Ajustada por Pg (10^3bbl)
Morro da Igreja (Beta)	Brasil	Santos	Bloco S-1102-1037	319 903	585 332	1 071 094	654 145	0,236	154 226
Charlie (Theta)	Brasil	Santos	Bloco S-1166	42 313	98 360	228 678	122 158	0,399	48 754
Pre-Sal	Brasil	Santos	Bloco 1102	39 990	101 602	258 180	132 399	0,169	22 388
Pico do Jaragua (Alpha)	Brasil	Santos	Bloco S-1101-1165	222 357	357 285	574 132	382 612	0,475	181 558
Monte Ronama	Brasil	Santos	Bloco 1166	32 084	53 659	89 750	58 160	0,311	18 077
Acores	Brasil	Santos	Bloco 1352	16 706	31 230	58 390	35 184	0,060	2 124
Maruja	Brasil	Santos	Bloco 1352	20 059	35 938	64 390	39 858	0,198	7 891
A	Peru	Tumbes	Z38	45 293	141 935	444 864	211 168	0,192	40 559
B	Peru	Tumbes	Z38	21 048	62 898	187 994	90 599	0,112	10 126
G	Peru	Tumbes	Z38	78 529	233 531	694 598	335 292	0,125	41 979
B-144	Peru	Maranon	Bloco 144	40 488	80 817	161 333	93 472	0 234	21 911
D	Peru	Tumbes	Z38	26 734	67 463	170 269	87 575	0 131	11 448
Total Estatistico				**1 095 012**	**2 005 862**	**3 674 720**	**2 424 622**	**0,250**	**561 042**
Soma aritmetica				905 502	1 850 051	4 003 672	2 242 622	0 250	561 042

Observações

1 Estimativas Baixa, Melhor, Média e alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais
2 A aplicação da Pg e/ou Pe não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas
3 Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta nesta tabela, correspondem, ao P_{90}, P_{50}, média e P_{10} respectivamente
4 Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas, P_{90}, P_{50}, e P_{10} não são somáveis
5 Pe e definida como a probabilidade de descobrir recursos econômicos
6 A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela
7 Pe foi arredondada para efeitos de apresentação, multiplicação usando esta Pe apresentado leva a resultados imprecisos
Dividindo a estimativa da Pe média ajustada pela estimativa média leva uma Pe precisa
8 TEFS é definido como estatística de dimensão do campo econômico
9 A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS
10 Aos recursos potenciais classificados como *lead* e ou *play* é atribuído uma Pg de 0,05, *leads* não são valorizados neste relatório
11 Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO S DE LAGUERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 5
DISTRIBUIÇÕES de PROBABILIDADE
para
SIMULAÇÃO de MONTE CARLO
de
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GAS S A
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
nos VARIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL e PERU

Prospecto Exploratório	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_{0}	Média
Morro da Igreja (Beta)	Santoniano	Área Produtiva, Acres	963	1 022	1 313	1 763	1 924	1 355
		Espessura Líquida de Hidrocarbonetos, Pes	148 7	176 6	275 9	453 1	592 4	297 0
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	0 80	0 82	0 84	0,86	0 88	0 84
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade Decimal	0 172	0 195	0 220	0 246	0 279	0 220
		Saturação de Óleo, Decimal	0 621	0 661	0 720	0 779	0 820	0 720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 424	1,366	1 293	1 222	1 174	1 291
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 101	0 174	0 299	0 450	0 567	0 307
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	102 533 968	176 816 016	293 287 456	512 135 936	1 185 755 520	322 800 146
		Perspectiva de Recuperação Final Total Barris	20 121 450	42 125 736	87 265 832	172 293 088	481 891 616	98 564 231
Morro da Igreja (Beta)	Campaniano	Área Produtiva, Acres	1 873	3 122	7 399	14 896	18 683	8 240
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pés	82 7	98 0	153,3	251 8	329 1	165 0
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	0 80	0 82	0 84	0 86	0 88	0 84
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 201	0 225	0 250	0 276	0 307	0 250
		Saturação de Óleo, Decimal	0 620	0 661	0 720	0 779	0 820	0 720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 577	1 513	1 433	1 354	1 297	1 430
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 213	0 261	0 327	0 392	0 443	0 327
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	159 477 104	367 444 032	940 482 752	2 097 822 336	4 879 756 800	1 118 532 207
		Perspectiva de Recuperação Final Total Barris	41 667 100	121 946 392	296 562 912	704 071 040	1 786 435 968	365 698 398
Morro da Igreja (Beta)	Eoceno	Área Produtiva, Acres	1 103	1 836	4 356	8 751	10 983	4 847
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	57 8	68 7	107 3	176,2	230 6	115 5
		Fator de Correção Geometrica Decimal	0 80	0 82	0 84	0 86	0,88	0 84
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 250	0 275	0 300	0 325	0 356	0 300
		Saturação de Óleo, Decimal	0 620	0 661	0 720	0 779	0 820	0 720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 578	1 513	1 433	1 354	1 300	1 430
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 100	0 155	0 294	0 478	0 599	0 307
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	59 319 272	178 667 728	461 636 832	1 052 877 696	2 453 996 800	550 290 587
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	9 432 627	47 355 216	126 872 856	353 598 816	1 016 840 896	168 521 994

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 5 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE – *(Continuação)*

Prospecto Exploratório	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
Charlie (Theta)	Eoceno	Área Produtiva, Acres	748	1 242	2 939	5 908	7 415	3 272
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	57 8	68 6	107 3	176 2	230 9	115 5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0,80	0 82	0 84	0 86	0 88	0 84
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 230	0,255	0 280	0 305	0 338	0 280
		Saturação de Óleo Decimal	0,650	0 691	0 750	0 809	0 849	0 750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 577	1 513	1 433	1 354	1 297	1 430
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 100	0 166	0 308	0 485	0 599	0 318
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	40 082 596	113 382 192	294 884 672	718 967 296	1 672 642 688	366 814 847
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	6 076 484	31 048 592	87 177 064	242 439 696	628 854 144	116 430 902
Pré-Sal	Carbonatos Estromatólitos	Área Produtiva, Acres	1 518	2 531	5 983	12 043	15 125	6 665
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pés	90 8	107 9	168 6	277 0	362 4	181 5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, 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 Óleo Decimal	0 625	0 666	0 725	0 784	0 824	0 725
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 480	1 418	1 343	1 269	1 217	1,341
		Eficiencia de Recuperação, Decimal	0 113	0 165	0,249	0 333	0 397	0 249
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	65 929 064	158 254 352	421 263 808	997 144 000	1 954 923 776	507 016 683
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	11 414 026	35 680 572	101 195 016	256 959 456	638 521 792	126 475 336
Pico do Jaragua (Alpha)	Santoniano	Área Produtiva, Acres	1 468	1 627	2 429	3 816	4 395	2 582
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pés	123 8	147 2	230 0	377 6	493 4	247 5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 172	0 195	0 220	0 246	0 280	0 220
		Saturação de Óleo, Decimal	0 621	0 661	0 720	0 779	0 820	0 720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 425	1,368	1,293	1 222	1 174	1 291
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 225	0 300	0 400	0 500	0 577	0 400
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	151 948 400	293 497 280	537 415 744	1 022 499 904	2 228 965 120	608 861 698
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	49 617 144	112 532 336	214 193 552	404 001 728	945 943 744	242 922 060
Pico do Jaragua (Alpha)	Maastrichtiano	Área Produtiva, Acres	3 852	4 085	5 253	7 054	7 697	5 419
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	33 0	39,2	61 3	100 6	131 9	66 0
		Fator de Correção Geométrica Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade Decimal	0 152	0 175	0 200	0 226	0 258	0 200
		Saturação de Óleo, Decimal	0 620	0,661	0 720	0 779	0 820	0 720
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 369	1,313	1,244	1 175	1 126	1 242
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 225	0 300	0 400	0 500	0 577	0 400
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	91 083 312	170 652 880	292 375 040	520 429 248	920 844 480	323 937 462
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	23 476 486	64 946 716	112 401 352	211 594 704	494 341 888	129 233 636

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 5 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE – *(Continuação)*

Prospecto Exploratório	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
Monte Roriama	Maastrichtiano A	Área Produtiva, Acres	249	412	977	1 962	2 465	1 087
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pés	23 1	27,4	42 9	70 5	92 1	46 2
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1,00
		Razão Liquida para Total Decimal	1,00	1 00	1,00	1 00	1 00	1,00
		Porosidade, Decimal	0 181	0 205	0 230	0 256	0 289	0 230
		Saturação de Óleo Decimal	0 650	0 691	0 750	0 809	0 849	0 750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 428	1 366	1 293	1 222	1 174	1,291
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 178	0 237	0 350	0 465	0 545	0 351
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	6 412 802	16 821 110	42 465 316	101 060 064	223 270 416	52 238 571
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	1 327 085	5 558 552	14 439 899	35 639 488	92 620 416	18 253 743
Monte Roriama	Maastrichtiano B	Área Produtiva, Acres	111	184	436	876	1 098	485
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	29 7	35 3	55 2	90,7	118 8	59,4
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 181	0,205	0 230	0 256	0 290	0 230
		Saturação de Óleo, Decimal	0 650	0 691	0,750	0 809	0 850	0 750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1,426	1 366	1 293	1 222	1 174	1 291
		Eficiencia de Recuperação, Decimal	0 178	0 237	0 350	0 465	0 545	0 351
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	3 259 698	9 839 235	24 564 720	56 665 708	108 531 584	29 770 174
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	911 082	2 957 639	8 573 972	21 176 642	42 755 648	10 410 514
Monte Roriama	Maastrichtiano C	Área Produtiva, Acres	116	193	457	920	1 155	509
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	29 7	35 3	55 2	90 5	118 5	59 4
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 181	0 205	0 230	0 256	0 287	0 230
		Saturação de Óleo Decimal	0 651	0 691	0 750	0 809	0 849	0 750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 425	1 366	1 293	1 222	1 175	1 291
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 178	0 237	0 350	0 465	0 545	0 351
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	3 536 242	10 226 945	26 317 752	59 950 536	110 160 336	31 213 444
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	663 092	3 333 823	8 778 703	21 478 366	52 457 992	10 955 514
Monte Roriama	Maastrichtiano D	Área Produtiva Acres	116	193	457	918	1 154	509
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pés	29 7	35,3	55 2	90 5	118 4	59 4
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00	1,00
		Porosidade, Decimal	0 181	0 205	0 230	0 256	0 290	0 230
		Saturação de Óleo, Decimal	0 651	0 691	0,750	0 809	0 850	0 750
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 423	1 366	1 293	1 222	1 174	1 291
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 178	0 237	0 350	0,465	0 545	0 351
		Prospectivo Exploratório OOIP Barris	4 205 152	10 196 023	26 270 084	59 226 804	127 984 136	31 407 856
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	785 526	3 126 368	9 203 098	22 070 280	64 502 604	11 170 227

PAULO FERNANDO B DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 5 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE – *(Continuação)*

Prospecto Exploratório	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
A	Mioceno Superior - Tumbes	Área Produtiva, Acres	856	2 965	7 781	16 070	20 350	8 681
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	57 8	66 4	113 9	248 3	403 0	137 7
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0 63	0,65	0 67	0 68	0 69	0 66
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 201	0,225	0 250	0 276	0 307	0 250
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0 641	0 700	0 759	0 799	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 579	1 513	1,433	1 354	1 298	1 430
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 101	0 179	0 370	0 536	0 600	0 363
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	56 184 292	189 531 248	556 832 896	1 563 605 504	4 001 120 768	749 015 478
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	8 805 416	54 445 740	190 238 800	611 422 720	1 761 780 736	273 158 345
B	Mioceno Superior - Tumbes	Área Produtiva, Acres	441	1 245	3 249	6 694	8 452	3 622
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	57 8	66 4	113 9	248 1	401 7	137 7
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0 63	0 65	0 67	0 68	0 69	0 66
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 201	0 225	0 250	0 275	0 309	0 250
		Saturação de Óleo, Decimal	0 601	0 641	0 700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 579	1 513	1,433	1 354	1 300	1 430
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 101	0 179	0 367	0 534	0 600	0 361
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	20 749 054	78 575 040	234 166 864	639 231 936	2 162 058 240	315 676 491
		Perspectiva de Recuperação Final Total Barris	3 690 451	23 411 352	81 082 384	237 755 584	891 434 880	113 304 568
G	Mioceno Superior - Tumbes	Área Produtiva Acres	1 126	4 413	11 689	24 120	30 559	13 027
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	57 8	66 4	113 8	248 4	401 8	137 7
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	0 63	0 65	0 67	0 68	0 69	0 66
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 201	0 225	0 250	0 276	0 309	0 250
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0 641	0 700	0 759	0 799	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 582	1 513	1 433	1 354	1 300	1 430
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 101	0,182	0,376	0 548	0 620	0 370
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	48 222 744	280 649 056	829 507 072	2 487 821 312	7 160 773 120	1 141 018 400
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	5 664 397	88 419 712	288 656 160	888 722 112	3 371 948 800	418 753 575
B-144	Pozo	Area Produtiva, Acres	1 379	2 297	5 441	10 953	13 735	6 059
		Espessura Liquida 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
		Razão Líquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 152	0 175	0,200	0,226	0 259	0 200
		Saturação de Óleo, Decimal	0 601	0 641	0 700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 315	1 261	1 194	1 128	1 083	1 192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 113	0 165	0 249	0 333	0 397	0 249
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	22 793 750	58 497 632	153 596 288	337 966 176	1 081 680 000	182 611 207
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	4 796 187	12 598 844	35 964 056	88 691 560	303 831 936	45 183 792

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 5 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE – *(Continuação)*

Prospecto Exploratório	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
B-144	Vivian	Área Produtiva, Acres	1 377	2 296	5 440	10 953	13 737	6 059
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	16 5	19 6	30 7	50 4	65 8	33 0
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 152	0 175	0 200	0 226	0 258	0 200
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0 641	0 700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação Bo	1 314	1 261	1,194	1 128	1 080	1 192
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 113	0 165	0,249	0 333	0 397	0 249
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	25 723 358	59 711 924	151 187 376	338 648 640	839 266 880	182 357 452
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	3 832 347	13 980 476	35 483 280	88 416 680	250 998 848	45 393 231
D	Mioceno Superior - Tumbes	Área Produtiva, Acres	1 385	2 298	5 443	10 940	13 731	6 059
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	57 8	68,6	107,3	176 2	230 9	115 5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	0 63	0 65	0 67	0 68	0 69	0,66
		Razão Liquida para Total Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 151	0 175	0 200	0 226	0 259	0 200
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0 641	0,700	0 759	0 799	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 205	1 156	1,094	1 034	0 990	1,093
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0,113	0 165	0 249	0 333	0 397	0 249
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	48 365 480	144 084 496	376 487 424	912 811 456	2 207 413 248	457 518 417
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	8 861 058	33 331 640	90 699 824	236 440 464	543 709 760	116 145 892
Ascores	Santoniano Superior	Área Produtiva, Acres	331	551	1 306	2 629	3 298	1 454
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	41 3	49 1	76 7	125 8	164 6	82 5
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade Decimal	0 076	0 095	0 120	0 146	0 182	0 121
		Saturação de Óleo, Decimal	0 601	0,641	0 700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação Bo	1 391	1 334	1,263	1 194	1 147	1 262
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 150	0,198	0,326	0 510	0 605	0 341
		Prospectivo Exploratorio OOIP Barris	7 455 165	19 620 858	51 729 348	118 076 176	415 478 688	62 429 711
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	1 877 199	5 610 481	15 608 962	42 647 140	165 579 696	21 140 375
Ascores	San oniano Inferior	Área Produtiva, Acres	992	1 653	3 917	7 886	9 891	4 362
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	41 3	49 0	76 7	125 9	164 5	82 5
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1,00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 104	0 125	0 150	0 176	0 209	0 150
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0 641	0,700	0 759	0 800	0,700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 369	1 313	1 244	1 175	1 125	1 242
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 113	0 165	0 249	0 333	0 397	0 249
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	33 621 440	76 429 320	194 069 456	441 136 832	1 176 195 712	236 803 748
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	4 703 028	17 620 580	46 262 088	114 683 744	351 763 904	58 954 034

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 5 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE – *(Continuação)*

Prospecto Exploratório	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
Ascores	Cenomaniano	Área Produtiva, Acres	937	1 561	3 703	7 439	9 336	4 120
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pes	24 8	29 4	46 0	75 5	98 8	49 5
		Fator de Correção Geométrica, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Razão Líquida para Total Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 094	0 115	0 140	0 166	0 199	0 141
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0 641	0,700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 348	1 292	1,224	1 156	1 111	1 222
		Eficiência de Recuperação, Decimal	0 113	0 165	0 249	0 333	0 397	0 249
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	12 768 466	40 532 088	104 604 232	240 012 736	639 779 776	126 550 560
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	2 403 608	9 954 117	25 103 866	61 614 908	161 184 672	31 384 814
Marujá	Oligocênico	Area Produtiva, Acres	781	1 297	3 072	6 181	7 745	3 420
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pés	33 0	39 2	61 3	100 7	131 6	66 0
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Líquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 181	0 205	0 230	0 256	0 289	0 230
		Saturação de Óleo, Decimal	0 601	0 641	0 700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 480	1 418	1,343	1 269	1 219	1 341
		Eficiência de Recuperação Decimal	0 150	0 200	0 319	0 456	0 520	0 325
		Prospectivo Exploratorio OOIP Barris	28 614 384	67 361 264	176 048 448	399 825 536	1 023 150 784	210 508 379
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	5 279 231	20 500 048	54 214 144	132 422 768	362 384 576	67 964 734
Marujá	Paleocênico	Área Produtiva, Acres	781	1 295	3 072	6 181	7 751	3 420
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos Pés	33 0	39 2	61,3	100 6	131 9	66 0
		Fator de Correção Geometrica Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1,00
		Razão Liquida para Total, Decimal	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade Decimal	0 181	0 205	0 230	0,256	0 288	0 230
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0 641	0 700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 478	1 418	1 343	1 269	1 217	1,341
		Eficiencia de Recuperação, Decimal	0 146	0 201	0 300	0,399	0 476	0 300
		Prospectivo Exploratorio OOIP , Barris	20 474 700	65 692 416	176 293 696	400 824 832	924 618 368	212 451 583
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	3 344 425	19 177 012	49 920 576	122 851 432	352 742 752	63 371 937

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 5 – DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE – *(Continuação)*

Prospecto Exploratório	Reservatório	Parâmetros	P_{100}	P_{90}	P_{50}	P_{10}	P_0	Média
Maruja	Campaniano	Área Produtiva, Acres	777	1 299	3 070	6 174	7 753	3 420
		Espessura Liquida de Hidrocarbonetos, Pés	33 0	39 2	61 3	100 7	131 9	66 0
		Fator de Correção Geometrica, Decimal	1 00	1,00	1 00	1 00	1 00	1 00
		Razão Liquida para Total Decimal	1 00	1,00	1,00	1 00	1 00	1 00
		Porosidade, Decimal	0 181	0 205	0 230	0 256	0 289	0 230
		Saturação de Óleo, Decimal	0 600	0,641	0 700	0 759	0 800	0 700
		Fator de Volume de Formação, Bo	1 478	1,418	1 343	1 269	1 216	1 341
		Eficiencia de Recuperação, Decimal	0 146	0,201	0 300	0 399	0 476	0 300
		Prospectivo Exploratório OOIP , Barris	30 265 062	70 562 848	167 205 712	403 439 712	900 152 960	210 553 761
		Perspectiva de Recuperação Final Total, Barris	6 120 574	18 901 732	50 429 640	123 525 184	288 975 232	62 741 408

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 6
POTENCIAL VALOR ATUAL a 10 POR CENTO
dos
RECURSOS POTENCIAIS LIQUIDOS de ÓLEO
TRUNCADOS, TEFS AJUSTADOS e Pe AJUSTADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
nos VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL e PERU

TRUNCADOS, TEFS AJUSTADOS E Pe AJUSTADO
Resumo do Valor Atual de Recursos Liquidos de Óleo

Prospecto Exploratório	Baixa Estimativa (10^3 U.S.$)	Melhor Estimativa (10^3 U.S.$)	Estimativa Alta (10^3 U.S.$)	Estimativa Média (10^3 U.S.$)
Morro da Igreja (Beta)	717 434	1 019 583	1 329 881	1 020 816
Charlie (Theta)	178 386	289 698	435 764	299 152
Pre-Sal	(68 697)	(26 105)	29 383	(23 142)
Pico do Jaragua (Alpha)	1 299 234	1 853 996	2 602 816	1 906 029
Monte Roriama	23 804	54 663	100 710	59 360
Acores	(9 654)	(6 240)	(2 400)	(6 114)
Maruja	25 684	47 625	77 316	49 182
A	188 024	290 002	403 496	292 950
B	34 129	62 338	94 044	62 981
G	156 170	239 473	331 205	241 595
B-144	48 371	92 054	151 783	96 370
D	30 451	56 733	91 520	58 993
Total Estatistico	**2.871.726**	**3.937.005**	**5.397.720**	**4.058.172**
Soma Aritmética	2 623 337	3 973 819	5 645 517	4 058 172

Observações

1 Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas seguem as diretrizes PRMS para recursos potenciais
2 Estimativas Baixas, Melhores, Médias e Altas nesta Tabela são P_{90}, P_{50}, Média, e P_{10} respectivamente
3 Somente a média pode ser somada em forma aritmética, P_{90}, P_{50} e P_{10} não são aditivos
4 A eficiência de recuperação é aplicada a recursos potenciais nesta tabela
5 Valores negativos não são marcados entre parênteses
6 Os valores atuais nesta tabela se referem ao interesse líquido da Karoon
7 Os valores atuais nesta tabela não representam uma avaliação justa do valor do mercado
8 Risco politico, disponibilidade no mercado, sincronização, formação de preços e outras incertezas econômicas não estão incluídas nesta tabela
9 Existe uma possibilidade de que os prospectos exploratórios não resultaram em descobertas e desenvolvimento exitoso hipótese em que não existiria um valor potencial atual positivo
10 O valor potencial atualmente estimado de recursos potenciais não é comparável no sentido de apresentar estimativas de valor de recursos contingenciais 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 somatório aritmético é uma exigência das diretrizes PRMS
14 Não há qualquer certeza de que qualquer parte dos recursos potenciais aqui estimados serão descobertos Caso sejam descobertos, não há qualquer certeza de que serão viáveis comercialmente para produzir qualquer parte dos recursos prospectivos exploratórios avaliados

Essas informações acompanham o relatóno do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 7
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A.
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de *ÓLEO*
MORRO DA IGREJA (BETA)

(Todos os valores monetarios são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Venda de gás (10^6m^3)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Outubro)	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	75 000	0	75 000
2013	0	0	0	0	0	0	0	75 000	0	75 000
2014	0	0	0	0	0	0	0	75 000	0	75 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	450 000	900 000	1 350 000
2016	14 078	0	195 000	28 157	14 078	0	237 235	450 000	0	450 000
2017	29 423	0	195 000	58 846	29 423	0	283 270	450 000	0	450 000
2018	38 679	0	195 000	77 358	38 679	0	311 037	450 000	0	450 000
2019	43 747	0	195 000	87 494	43 747	0	326 241	225 000	0	225 000
2020	46 671	0	195 000	93 342	46 671	0	335 013	0	0	0
2021	48 462	0	195 000	96 924	48 462	0	340 386	0	0	0
2022	49 612	0	195 000	99 224	49 612	0	343 836	0	0	0
2023	50 401	0	195 000	100 802	50 401	0	346 203	0	0	0
2024	50 939	0	195 000	101 878	50 939	0	347 818	0	0	0
2025	51 302	0	195 000	102 605	51 302	0	348 907	0	0	0
2026	51 573	0	195 000	103 146	51 573	0	349 718	0	0	0
2027	51 768	0	195 000	103 536	51 768	0	350 304	0	0	0
2028	46 055	0	195 000	92 110	46 055	0	333 164	0	0	0
2029	29 859	0	195 000	59 719	29 859	0	284 578	0	0	0
2030	17 678	0	195 000	35 357	17 678	0	248 035	0	0	0
2031	10 853	0	195 000	21 706	10 853	0	227 558	0	0	0
2032	6 975	0	195 000	13 950	6 975	0	215 925	0	0	0
2033	4 686	0	195 000	9 372	4 686	0	209 058	0	0	0
2034	3 260	0	195 000	6 520	3 260	0	204 779	0	0	0
2035	2 334	0	195 000	4 668	2 334	0	202 001	0	0	0
2036	1 709	0	195 000	3 419	1 709	0	200 128	0	0	0
2037	1 282	0	195 000	2 565	1 282	0	198 847	0	0	0
2038	978	0	195 000	1 957	978	0	197 935	0	0	0
2039	755	0	195 000	1 510	755	0	197 265	0	0	0
2040	593	0	195 000	1 187	593	0	196 780	0	0	0
2041	470	0	195 000	940	470	0	196 410	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	60 000	60 000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**654 145**	**0**	**5 070 000**	**1 308 290**	**654 145**	**60 000**	**7 092 435**	**2 250 000**	**900 000**	**3 150 000**

Observações
1 P_f e P_e não foram aplicados a quantidades, dosposas ou custos nesta tabela
2 Não ha certoza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efotivamonte descobertas, e, caso sojam descobertos, não ha certoza de que será viavel comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados
3 Aplicação de P_f e P_e para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o rolatorio do DeGolyor e MacNaughton e são sujeitas as suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 8
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS o CUSTOS
PARA
VOLUME MEDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GAS S A.
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
CHARLIE (THETA)

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado	Quantidades Potenciais de Venda do gás	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S $		
Ano	(10^3bbl)	(10^6ft³)	Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	70 000	0	70 000
2014	0	0	0	0	0	0	0	70 000	0	70 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	70 000	0	70 000
2016	0	0	0	0	0	0	0	420 000	450 000	870 000
2017	8 527	0	65 000	17 055	8 527	0	90 582	420 000	0	420 000
2018	13 622	0	65 000	27 243	13 622	0	105 865	0	0	0
2019	16 495	0	65 000	32 991	16 495	0	114 486	0	0	0
2020	18 184	0	65 000	36 368	18 184	0	119 553	0	0	0
2021	18 722	0	65 000	37 444	18 722	0	121 167	0	0	0
2022	11 766	0	65 000	23 532	11 766	0	100 297	0	0	0
2023	6 998	0	65 000	13 995	6 998	0	85 993	0	0	0
2024	4 504	0	65 000	9 008	4 504	0	78 513	0	0	0
2025	3 157	0	65 000	6 315	3 157	0	74 472	0	0	0
2026	2 407	0	65 000	4 813	2 407	0	72 220	0	0	0
2027	1 972	0	65 000	3 944	1 972	0	70 915	0	0	0
2028	1 705	0	65 000	3 411	1 705	0	70 116	0	0	0
2029	1 529	0	65 000	3 058	1 529	0	69 588	0	0	0
2030	1 402	0	65 000	2 803	1 402	0	69 205	0	0	0
2031	1 298	0	65 000	2 597	1 298	0	68 895	0	0	0
2032	1 209	0	65 000	2 417	1 209	0	68 626	0	0	0
2033	1 129	0	65 000	2 258	1 129	0	68 387	0	0	0
2034	1 057	0	65 000	2 114	1 057	0	68 172	0	0	0
2035	991	0	65 000	1 983	991	0	67 974	0	0	0
2036	932	0	65 000	1 863	932	0	67 795	0	0	0
2037	876	0	65 000	1 752	876	0	67 627	0	0	0
2038	820	0	65 000	1 639	820	0	67 459	0	0	0
2039	771	0	65 000	1 542	771	0	67 312	0	0	0
2040	730	0	65 000	1 460	730	0	67 190	0	0	0
2041	692	0	65 000	1 384	692	0	67 075	0	0	0
2042	663	0	65 000	1 326	663	0	66 989	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	45 000	45 000	0	0	0
Total	**122 158**	**0**	**1 690 000**	**244 316**	**122 158**	**45 000**	**2 101 474**	**1 050 000**	**450 000**	**1 500 000**

Observações

1 P_s e P_o não foram aplicados a quantidades despesas ou custos nesta tabela

2 Não ha certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas e, caso sejam descobertos não há certeza de que sera viavel comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados

3 Aplicação de P_s e P_o para quantidades despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatorio do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 9
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MEDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS do ÓLEO
PRÉ SAL

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado	Quantidades Potenciais do Venda de gás	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S $		
Ano	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	160 000	0	160 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	160 000	0	160 000
2016	0	0	0	0	0	0	0	160 000	0	160 000
2017	0	0	0	0	0	0	0	960 000	270 000	1 230 000
2018	8 142	0	65 000	16 285	8 142	0	89 427	160 000	30 000	190 000
2019	11 442	0	65 000	22 885	11 442	0	99 327	0	0	0
2020	13 368	0	65 000	26 736	13 368	0	105 103	0	0	0
2021	14 307	0	65 000	28 614	14 307	0	107 921	0	0	0
2022	15 013	0	65 000	30 026	15 013	0	110 039	0	0	0
2023	15 447	0	65 000	30 894	15 447	0	111 341	0	0	0
2024	15 827	0	65 000	31 655	15 827	0	112 482	0	0	0
2025	12 151	0	65 000	24 302	12 151	0	101 453	0	0	0
2026	6 506	0	65 000	13 013	6 506	0	84 519	0	0	0
2027	4 016	0	65 000	8 033	4 016	0	77 049	0	0	0
2028	2 731	0	65 000	5 461	2 731	0	73 192	0	0	0
2029	2 004	0	65 000	4 009	2 004	0	71 013	0	0	0
2030	1 560	0	65 000	3 120	1 560	0	69 680	0	0	0
2031	1 257	0	65 000	2 513	1 257	0	68 770	0	0	0
2032	1 052	0	65 000	2 104	1 052	0	68 156	0	0	0
2033	930	0	65 000	1 861	930	0	67 791	0	0	0
2034	852	0	65 000	1 703	852	0	67 555	0	0	0
2035	798	0	65 000	1 596	798	0	67 393	0	0	0
2036	750	0	65 000	1 499	750	0	67 249	0	0	0
2037	706	0	65 000	1 412	706	0	67 119	0	0	0
2038	667	0	65 000	1 334	667	0	67 002	0	0	0
2039	632	0	65 000	1 264	632	0	66 896	0	0	0
2040	601	0	65 000	1 201	601	0	66 802	0	0	0
2041	572	0	65 000	1 144	572	0	66 717	0	0	0
2042	546	0	65 000	1 092	546	0	66 637	0	0	0
2043	521	0	65 000	1 041	521	0	66 562	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	40 000	40 000	0	0	0
Total	**132 399**	**0**	**1 690 000**	**264 798**	**132 399**	**40 000**	**2 127 197**	**1 600 000**	**300 000**	**1 900 000**

Observações
1 P_d e P_e não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela
2 Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas e caso sejam descobertos não há certeza de que sera viavol comercialmente produzir qualquor parcela dos recursos potenciais aqui estimados
3 Aplicação do P_d e P_e para quantidades desposas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatorio do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 10
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A.
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de OLEO
PICO DO JARAGUA (ALPHA)

(Todos os valores monetarios são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Venda de gás (10^6ft³)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S $		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	420 000	0	420 000
2013	0	0	0	0	0	0	0	420 000	0	420 000
2014	0	0	0	0	0	0	0	420 000	0	420 000
2015	45 638	0	195 000	91 276	45 638	0	331 913	420 000	720 000	1 140 000
2016	45 638	0	195 000	91 276	45 638	0	331 913	0	0	0
2017	45 638	0	195 000	91 276	45 638	0	331 913	0	0	0
2018	38 890	0	195 000	77 780	38 890	0	311 670	0	0	0
2019	33 140	0	195 000	66 280	33 140	0	294 419	0	0	0
2020	28 240	0	195 000	56 480	28 240	0	279 720	0	0	0
2021	24 064	0	195 000	48 129	24 064	0	267 193	0	0	0
2022	20 506	0	195 000	41 013	20 506	0	256 519	0	0	0
2023	17 474	0	195 000	34 949	17 474	0	247 423	0	0	0
2024	14 891	0	195 000	29 781	14 891	0	239 672	0	0	0
2025	12 689	0	195 000	25 378	12 689	0	233 067	0	0	0
2026	10 813	0	195 000	21 626	10 813	0	227 439	0	0	0
2027	9 214	0	195 000	18 428	9 214	0	222 642	0	0	0
2028	7 852	0	195 000	15 703	7 852	0	218 555	0	0	0
2029	6 691	0	195 000	13 382	6 691	0	215 072	0	0	0
2030	5 702	0	195 000	11 403	5 702	0	212 105	0	0	0
2031	4 859	0	195 000	9 717	4 859	0	209 576	0	0	0
2032	4 140	0	195 000	8 280	4 140	0	207 420	0	0	0
2033	3 528	0	195 000	7 056	3 528	0	205 584	0	0	0
2034	3 006	0	195 000	6 013	3 006	0	204 019	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	54 000	54 000	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
Total	**382 612**	**0**	**3 900 000**	**765 224**	**382 612**	**54 000**	**5 101 836**	**1 680 000**	**720 000**	**2 400 000**

Observações
1 P_E e P_x não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela
2 Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas e caso sejam descobertos não ha certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados
3 Aplicação de P_E e P_x para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatorio do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas as suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 11
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MEDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
MONTE RORIAMA

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróloo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais do Venda de gás (10^6ft^3)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S $		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	65 000	0	65 000
2014	0	0	0	0	0	0	0	65 000	0	65 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	65 000	0	65 000
2016	0	0	0	0	0	0	0	325 000	240 000	565 000
2017	6 143	0	65 000	12 286	6 143	0	83 430	0	0	0
2018	10 154	0	65 000	20 309	10 154	0	95 463	0	0	0
2019	8 113	0	65 000	16 226	8 113	0	89 339	0	0	0
2020	6 245	0	65 000	12 489	6 245	0	83 734	0	0	0
2021	4 939	0	65 000	9 878	4 939	0	79 818	0	0	0
2022	3 925	0	65 000	7 851	3 925	0	76 776	0	0	0
2023	3 135	0	65 000	6 270	3 135	0	74 405	0	0	0
2024	2 523	0	65 000	5 045	2 523	0	72 568	0	0	0
2025	2 050	0	65 000	4 100	2 050	0	71 150	0	0	0
2026	1 683	0	65 000	3 365	1 683	0	70 048	0	0	0
2027	1 390	0	65 000	2 781	1 390	0	69 171	0	0	0
2028	1 153	0	65 000	2 307	1 153	0	68 460	0	0	0
2029	964	0	65 000	1 928	964	0	67 892	0	0	0
2030	815	0	65 000	1 629	815	0	67 444	0	0	0
2031	696	0	65 000	1 391	696	0	67 087	0	0	0
2032	600	0	65 000	1 201	600	0	66 801	0	0	0
2033	525	0	65 000	1 049	525	0	66 574	0	0	0
2034	464	0	65 000	927	464	0	66 391	0	0	0
2035	414	0	65 000	827	414	0	66 241	0	0	0
2036	373	0	65 000	745	373	0	66 118	0	0	0
2037	342	0	65 000	684	342	0	66 026	0	0	0
2038	320	0	65 000	640	320	0	65 961	0	0	0
2039	306	0	65 000	612	306	0	65 917	0	0	0
2040	299	0	65 000	598	299	0	65 897	0	0	0
2041	296	0	65 000	592	296	0	65 888	0	0	0
2042	294	0	65 000	588	294	0	65 883	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	38 000	38 000	0	0	0
Total	**58 160**	**0**	**1 690 000**	**116 320**	**58 160**	**38 000**	**1 902 480**	**520 000**	**240 000**	**760 000**

Observações
1 P_s e P_e não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela
2 Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas e, caso sejam descobertos não ha certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados
3 Aplicação de P_s e P_e para quantidades despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatorio do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas as suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 12
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A.
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
A

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Venda de gás (10^6ft^3)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S.S		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	35 000	0	35 000
2013	0	0	0	0	0	0	0	35 000	0	35 000
2014	0	0	0	0	0	0	0	35 000	0	35 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	210 000	270 000	480 000
2016	12 369	0	65 000	24 738	12 369	0	102 107	210 000	180 000	390 000
2017	15 659	0	65 000	31 319	15 659	0	111 978	210 000	180 000	390 000
2018	17 821	0	65 000	35 643	17 821	0	118 464	210 000	180 000	390 000
2019	18 693	0	65 000	37 387	18 693	0	121 080	210 000	180 000	390 000
2020	19 042	0	65 000	38 084	19 042	0	122 126	210 000	180 000	390 000
2021	19 588	0	65 000	39 176	19 588	0	123 764	0	0	0
2022	19 972	0	65 000	39 945	19 972	0	124 917	0	0	0
2023	19 679	0	65 000	39 358	19 679	0	124 037	0	0	0
2024	19 801	0	65 000	39 602	19 801	0	124 402	0	0	0
2025	20 096	0	65 000	40 193	20 096	0	125 289	0	0	0
2026	19 987	0	65 000	39 973	19 987	0	124 960	0	0	0
2027	19 806	0	65 000	39 611	19 806	0	124 417	0	0	0
2028	20 063	0	65 000	40 126	20 063	0	125 189	0	0	0
2029	17 753	0	65 000	35 506	17 753	0	118 258	0	0	0
2030	9 128	0	65 000	18 256	9 128	0	92 384	0	0	0
2031	4 819	0	65 000	9 638	4 819	0	79 456	0	0	0
2032	2 666	0	65 000	5 332	2 666	0	72 998	0	0	0
2033	1 539	0	65 000	3 079	1 539	0	69 618	0	0	0
2034	936	0	65 000	1 873	936	0	67 809	0	0	0
2035	608	0	65 000	1 215	608	0	66 823	0	0	0
2036	424	0	65 000	848	424	0	66 271	0	0	0
2037	318	0	65 000	636	318	0	65 954	0	0	0
2038	256	0	65 000	511	256	0	65 767	0	0	0
2039	212	0	65 000	425	212	0	65 637	0	0	0
2040	174	0	65 000	347	174	0	65 521	0	0	0
2041	148	0	65 000	295	148	0	65 443	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	69 000	69 000	0	0	0
Total	**281 657**	**0**	**1 690 000**	**563 114**	**281 657**	**69 000**	**2 603 871**	**1 365 000**	**1 170 000**	**2 535 000**

Observações
1 P_s e P_e não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela
2 Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas e, caso sejam descobertos, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados
3 Aplicação de P_s e P_e para quantidades despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas as suas condições específicas

PAULO FERNANDO S DE LAGEREDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 13
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A.
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de OLEO
B

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dolares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Venda do gás (10^6ft^3)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S $		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	0	30 000
2014	0	0	0	0	0	0	0	30 000	0	30 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	30 000	0	30 000
2016	0	0	0	0	0	0	0	180 000	270 000	450 000
2017	5 991	0	65 000	11 981	5 991	0	82 972	180 000	180 000	360 000
2018	9 887	0	65 000	19 774	9 887	0	94 662	30 000	30 000	60 000
2019	12 821	0	65 000	25 643	12 821	0	103 464	0	0	0
2020	14 916	0	65 000	29 832	14 916	0	109 749	0	0	0
2021	16 416	0	65 000	32 831	16 416	0	114 247	0	0	0
2022	15 737	0	65 000	31 474	15 737	0	112 210	0	0	0
2023	11 027	0	65 000	22 054	11 027	0	98 081	0	0	0
2024	7 951	0	65 000	15 902	7 951	0	88 853	0	0	0
2025	5 769	0	65 000	11 538	5 769	0	82 307	0	0	0
2026	4 238	0	65 000	8 476	4 238	0	77 715	0	0	0
2027	3 167	0	65 000	6 334	3 167	0	74 501	0	0	0
2028	2 412	0	65 000	4 824	2 412	0	72 235	0	0	0
2029	1 872	0	65 000	3 745	1 872	0	70 617	0	0	0
2030	1 482	0	65 000	2 965	1 482	0	69 447	0	0	0
2031	1 197	0	65 000	2 394	1 197	0	68 590	0	0	0
2032	984	0	65 000	1 969	984	0	67 953	0	0	0
2033	825	0	65 000	1 649	825	0	67 474	0	0	0
2034	703	0	65 000	1 406	703	0	67 109	0	0	0
2035	609	0	65 000	1 218	609	0	66 827	0	0	0
2036	535	0	65 000	1 070	535	0	66 605	0	0	0
2037	476	0	65 000	952	476	0	66 427	0	0	0
2038	427	0	65 000	855	427	0	66 282	0	0	0
2039	386	0	65 000	773	386	0	66 159	0	0	0
2040	352	0	65 000	704	352	0	66 056	0	0	0
2041	322	0	65 000	644	322	0	65 966	0	0	0
2042	296	0	65 000	592	296	0	65 888	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	46 000	46 000	0	0	0
Total	**120 799**	**0**	**1 690 000**	**241 598**	**120 799**	**46 000**	**2 098 397**	***480 000***	**480 000**	**960 000**

Observações
1 P_E e P_x não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela
2 Não ha certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas e caso sejam descobertos não ha certeza de que sera viavel comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados
3 Aplicação de P_E e P_x para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatorio do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas as suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 14
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROONPETRÓLEO & GAS S A.
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
G

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Venda de gás (10^6ft^3)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	0	30 000
2014	0	0	0	0	0	0	0	30 000	0	30 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	180 000	240 000	420 000
2016	15 511	0	65 000	31 023	15 511	0	111 534	180 000	180 000	360 000
2017	18 162	0	65 000	36 324	18 162	0	119 486	180 000	180 000	360 000
2018	19 811	0	65 000	39 621	19 811	0	124 432	180 000	180 000	360 000
2019	19 692	0	65 000	39 383	19 692	0	124 075	180 000	180 000	360 000
2020	20 550	0	65 000	41 100	20 550	0	126 650	180 000	180 000	360 000
2021	21 079	0	65 000	42 158	21 079	0	128 237	180 000	180 000	360 000
2022	20 406	0	65 000	40 812	20 406	0	126 218	180 000	180 000	360 000
2023	20 974	0	65 000	41 949	20 974	0	127 923	180 000	180 000	360 000
2024	21 358	0	65 000	42 717	21 358	0	129 075	90 000	90 000	180 000
2025	20 614	0	65 000	41 228	20 614	0	126 842	0	0	0
2026	21 148	0	65 000	42 296	21 148	0	128 444	0	0	0
2027	21 555	0	65 000	43 110	21 555	0	129 665	0	0	0
2028	20 785	0	65 000	41 569	20 785	0	127 354	0	0	0
2029	21 308	0	65 000	42 616	21 308	0	128 923	0	0	0
2030	21 674	0	65 000	43 347	21 674	0	130 021	0	0	0
2031	20 909	0	65 000	41 818	20 909	0	127 728	0	0	0
2032	21 426	0	65 000	42 851	21 426	0	129 277	0	0	0
2033	21 787	0	65 000	43 575	21 787	0	130 362	0	0	0
2034	21 022	0	65 000	42 043	21 022	0	128 065	0	0	0
2035	21 538	0	65 000	43 076	21 538	0	129 614	0	0	0
2036	17 340	0	65 000	34 680	17 340	0	117 019	0	0	0
2037	8 346	0	65 000	16 692	8 346	0	90 039	0	0	0
2038	4 442	0	65 000	8 884	4 442	0	78 327	0	0	0
2039	2 623	0	65 000	5 246	2 623	0	72 868	0	0	0
2040	1 725	0	65 000	3 449	1 725	0	70 174	0	0	0
2041	1 272	0	65 000	2 544	1 272	0	68 817	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	89 000	89 000	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0		0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**447 056**	**0**	**1 690 000**	**894 112**	**447 056**	**89 000**	**3 120 168**	**1 770 000**	**1 770 000**	**3 540 000**

Observações

1 P_s e P_r não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela

2 Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas, e caso sejam descobertos, não há certeza de que sera viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados

3 Aplicação do P_s o P_r para quantidades despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 15
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MEDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETROLEO & GAS S A.
em
PROSPECTOS EXPLORATORIOS de ÓLEO
B 144

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado	Quantidades Potenciais de Venda de gás	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S $			
Ano	(10^3bbl)	(10^6ft^3)	Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total	
2010 (Out)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	30 000	0	30 000	
2014	0	0	0	0	0	0	0	30 000	0	30 000	
2015	0	0	0	0	0	0	0	30 000	0	30 000	
2016	0	0	0	0	0	0	0	180 000	40 000	220 000	
2017	3 095	0	15 000	6 190	3 095	0	24 285	180 000	0	180 000	
2018	4 398	0	15 000	8 797	4 398	0	28 195	180 000	0	180 000	
2019	5 504	0	15 000	11 007	5 504	0	31 511	180 000	0	180 000	
2020	6 296	0	15 000	12 592	6 296	0	33 887	180 000	0	180 000	
2021	6 871	0	15 000	13 741	6 871	0	35 612	180 000	0	180 000	
2022	7 291	0	15 000	14 583	7 291	0	36 874	180 000	0	180 000	
2023	7 606	0	15 000	15 212	7 606	0	37 818	180 000	0	180 000	
2024	7 846	0	15 000	15 692	7 846	0	38 539	90 000	0	90 000	
2025	8 033	0	15 000	16 067	8 033	0	39 100	0	0	0	
2026	8 182	0	15 000	16 363	8 182	0	39 545	0	0	0	
2027	6 630	0	15 000	13 259	6 630	0	34 889	0	0	0	
2028	4 774	0	15 000	9 548	4 774	0	29 321	0	0	0	
2029	3 537	0	15 000	7 073	3 537	0	25 610	0	0	0	
2030	2 663	0	15 000	5 325	2 663	0	22 988	0	0	0	
2031	2 043	0	15 000	4 086	2 043	0	21 129	0	0	0	
2032	1 602	0	15 000	3 204	1 602	0	19 806	0	0	0	
2033	1 285	0	15 000	2 571	1 285	0	18 856	0	0	0	
2034	1 055	0	15 000	2 109	1 055	0	18 164	0	0	0	
2035	884	0	15 000	1 768	884	0	17 653	0	0	0	
2036	757	0	15 000	1 514	757	0	17 271	0	0	0	
2037	660	0	15 000	1 321	660	0	16 981	0	0	0	
2038	586	0	15 000	1 172	586	0	16 758	0	0	0	
2039	528	0	15 000	1 056	528	0	16 584	0	0	0	
2040	482	0	15 000	965	482	0	16 447	0	0	0	
2041	447	0	15 000	893	447	0	16 340	0	0	0	
2042	418	0	15 000	836	418	0	16 254	0	0	0	
2043	0	0	0	0	0	-84 000	84 000	0	0	0	
Total	**93 472**	**0**	**390 000**	**186 944**	**93 472**	**84 000**	**754 416**	**1 620 000**	**40 000**	**1 660 000**	

Observações

1 P_f e P_e não foram aplicados a quantidades desposas ou custos nesta tabela

2 Não ha certeza do que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas e, caso sejam descobertos não ha certeza de que sera viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados

3 Aplicação de P_f e P_e para quantidades despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatorio do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas as suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PUBLICO

TABELA 16
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON ETRÓLEO & GÁS S.A.
em
PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
D

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Venda de gás (10^6ft^3)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U.S.$					Potenciais Custos de Capital 10^3 U.S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	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	0	-30 000
2015	0	0	0	0	0	0	0	30 000	0	-30 000
2016	0	0	0	0	0	0	0	180 000	240 000	-420 000
2017	5 791	0	65 000	11 581	5 791	0	82 372	180 000	180 000	-360 000
2018	9 557	0	65 000	19 114	9 557	0	93 672	180 000	180 000	-360 000
2019	12 393	0	65 000	24 787	12 393	0	102 180	180 000	180 000	-360 000
2020	14 418	0	65 000	28 837	14 418	0	108 255	30 000	30 000	-60 000
2021	15 868	0	65 000	31 735	15 868	0	112 603	0	0	0
2022	15 211	0	65 000	30 423	15 211	0	110 634	0	0	0
2023	10 659	0	65 000	21 318	10 659	0	96 977	0	0	0
2024	7 686	0	65 000	15 371	7 686	0	88 057	0	0	0
2025	5 576	0	65 000	11 153	5 576	0	81 729	0	0	0
2026	4 097	0	65 000	8 193	4 097	0	77 290	0	0	0
2027	3 061	0	65 000	6 123	3 061	0	74 184	0	0	0
2028	2 331	0	65 000	4 663	2 331	0	71 994	0	0	0
2029	1 810	0	65 000	3 620	1 810	0	70 430	0	0	0
2030	1 433	0	65 000	2 866	1 433	0	69 299	0	0	0
2031	1 157	0	65 000	2 314	1 157	0	68 470	0	0	0
2032	952	0	65 000	1 903	952	0	67 855	0	0	0
2033	797	0	65 000	1 594	797	0	67 392	0	0	0
2034	680	0	65 000	1 359	680	0	67 039	0	0	0
2035	589	0	65 000	1 177	589	0	66 766	0	0	0
2036	517	0	65 000	1 034	517	0	66 551	0	0	0
2037	460	0	65 000	920	460	0	66 380	0	0	0
2038	413	0	65 000	826	413	0	66 239	0	0	0
2039	374	0	65 000	747	374	0	66 121	0	0	0
2040	340	0	65 000	680	340	0	66 020	0	0	0
2041	311	0	65 000	623	311	0	65 934	0	0	0
2042	286	0	65 000	572	286	0	65 858	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	57 000	57 000	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**116 767**	**0**	**1 690 000**	**233 534**	**116 767**	**57 000**	**2 097 301**	**810 000**	**810 000**	**1 620 000**

Observações

1 P_x e P_y não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela

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

3 Aplicação de P_x o P_y para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO S. DE LACERDA - TRADUTOR PÚBLICO - Rio de Janeiro

TABELA 17
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A.
em
PROSPECTOS ESPLORATÓRIOS de ÓLEO
ACORES

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em *Petróleo e* Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais *do Venda* de gás (10^6ft³)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	0	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	120 000	0	120 000
2013	0	0	0	0	0	0	0	720 000	210 000	930 000
2014	7 728	0	65 000	15 456	7 728	0	88 185	720 000	180 000	900 000
2015	9 784	0	65 000	19 568	9 784	0	94 352	720 000	180 000	900 000
2016	11 135	0	65 000	22 270	11 135	0	98 405	720 000	180 000	900 000
2017	11 680	0	65 000	23 360	11 680	0	100 039	0	0	0
2018	11 898	0	65 000	23 795	11 898	0	100 693	0	0	0
2019	12 239	0	65 000	24 477	12 239	0	101 716	0	0	0
2020	12 479	0	65 000	24 958	12 479	0	102 437	0	0	0
2021	12 296	0	65 000	24 591	12 296	0	101 887	0	0	0
2022	12 372	0	65 000	24 743	12 372	0	102 115	0	0	0
2023	12 556	0	65 000	25 113	12 556	0	102 669	0	0	0
2024	12 488	0	65 000	24 976	12 488	0	102 463	0	0	0
2025	12 375	0	65 000	24 749	12 375	0	102 124	0	0	0
2026	12 536	0	65 000	25 071	12 536	0	102 607	0	0	0
2027	11 092	0	65 000	22 184	11 092	0	98 276	0	0	0
2028	5 703	0	65 000	11 406	5 703	0	82 110	0	0	0
2029	3 011	0	65 000	6 022	3 011	0	74 033	0	0	0
2030	1 666	0	65 000	3 331	1 666	0	69 997	0	0	0
2031	962	0	65 000	1 924	962	0	67 885	0	0	0
2032	585	0	65 000	1 170	585	0	66 755	0	0	0
2033	380	0	65 000	759	380	0	66 139	0	0	0
2034	265	0	65 000	530	265	0	65 794	0	0	0
2035	199	0	65 000	397	199	0	65 598	0	0	0
2036	160	0	65 000	319	160	0	65 479	0	0	0
2037	133	0	65 000	265	133	0	65 398	0	0	0
2038	108	0	65 000	217	108	0	65 325	0	0	0
2039	92	0	65 000	185	92	0	65 277	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	55 000	55 000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**175 919**	**0**	**1 690 000**	**351 838**	**175 919**	**55 000**	**2 272 757**	**3 000 000**	**760 000**	**3 750 000**

Observações
1 P_E e P_D não foram aplicados a quantidades despesas ou custos nesta tabela
2 Não há certeza de que qualquer parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas, e, caso sejam descobertos, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados
3 Aplicação de P_E e P_D para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições especificas

PAULO FERNANDO S DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PÚBLICO

TABELA 18
QUANTIDADES POTENCIAIS TOTAIS, DESPESAS e CUSTOS
PARA
VOLUME MÉDIO TRUNCADO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GÁS S A.
em
PROSPECTOS ESPLORATÓRIOS de ÓLEO
MARUJÁ

(Todos os valores monetários são expressos em milhares de dólares Norte Americanos)

Ano	Quantidades Potenciais em Petróleo e Condensado (10^3bbl)	Quantidades Potenciais de Venda de gás (10^6m³)	Potenciais Despesas Operacionais, 10^3 U S $					Potenciais Custos de Capital 10^3 U S.$		
			Fixo	Variável	Transporte	Abandono	Total	Perfuração	Instalação	Total
2010 (Out)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	95 000	0	95 000
2012	0	0	0	0	0	0	0	95 000	0	95 000
2013	0	0	0	0	0	0	0	570 000	240 000	810 000
2014	8 755	0	65 000	17 510	8 755	0	91 265	570 000	180 000	750 000
2015	11 084	0	65 000	22 168	11 084	0	98 251	95 000	30 000	125 000
2016	12 614	0	65 000	25 228	12 614	0	102 842	0	0	0
2017	13 231	0	65 000	26 463	13 231	0	104 694	0	0	0
2018	13 478	0	65 000	26 956	13 478	0	105 434	0	0	0
2019	13 864	0	65 000	27 729	13 864	0	106 593	0	0	0
2020	14 137	0	65 000	28 273	14 137	0	107 410	0	0	0
2021	13 929	0	65 000	27 858	13 929	0	106 787	0	0	0
2022	14 015	0	65 000	28 030	14 015	0	107 045	0	0	0
2023	14 224	0	65 000	28 449	14 224	0	107 673	0	0	0
2024	14 147	0	65 000	28 293	14 147	0	107 440	0	0	0
2025	14 019	0	65 000	28 037	14 019	0	107 056	0	0	0
2026	14 201	0	65 000	28 402	14 201	0	107 602	0	0	0
2027	12 566	0	65 000	25 131	12 566	0	102 697	0	0	0
2028	6 461	0	65 000	12 922	6 461	0	84 383	0	0	0
2029	3 411	0	65 000	6 822	3 411	0	75 232	0	0	0
2030	1 887	0	65 000	3 774	1 887	0	70 661	0	0	0
2031	1 090	0	65 000	2 179	1 090	0	68 269	0	0	0
2032	663	0	65 000	1 326	663	0	66 988	0	0	0
2033	430	0	65 000	860	430	0	66 290	0	0	0
2034	300	0	65 000	600	300	0	65 900	0	0	0
2035	225	0	65 000	450	225	0	65 675	0	0	0
2036	181	0	65 000	362	181	0	65 543	0	0	0
2037	150	0	65 000	301	150	0	65 451	0	0	0
2038	123	0	65 000	246	123	0	65 369	0	0	0
2039	105	0	65 000	209	105	0	65 314	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	45 000	45 000	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**199 288**	**0**	**1 690 000**	**398 576**	**199 288**	**45 000**	**2 332 864**	**1 425 000**	**450 000**	**1 875 000**

Observações

1 P_d e P_p *não foram* aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela

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

3 Aplicação do P_d e P_p para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos as reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO B DE LACERDA
Rio de Janeiro
TRADUTOR PUBLICO

TABELA 19
SUMÁRIO de PRESSUPOSIÇÕES DO PLANO
CONCEITUAL de DESENVOLVIMENTO
em
01 DE OUTUBRO, 2010
para
KAROON GAS AUSTRALIA LTD
e sua subsidiária
KAROON PETRÓLEO & GAS S A.
em
DETERMINADOS PROSPECTOS EXPLORATÓRIOS de ÓLEO
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL e PERU

Prospecto Exploratório	Estimativa Média Truncada TEFS Ajustada (10^3bbl)	Capacidade da Instalação 10^3bbl/day	Vida Produtiva (Anos)	Número de Poços	Estimativa de Custo de Desenvolvimento de Poço (10^3 U.S $)	Despesas com Investimentos Operacionais ($/bbl)	Fluxo Fixo (10^3 U.S $)	Despesas Operacionais Custos Vanáveis (U.S $/bbl)	Despesas Operacionais Custos de Transporte (U S $/bbl)
Morro da Igreja (Beta)	654 145	142	26	30	75 000	4,82	195 000	2,00	1,00
Charlie (Theta)	122 158	51	26	15	70 000	12,28	65 000	2,00	1,00
Pré-Sal	132 399	43	26	10	160 000	14,36	65 000	2,00	1,00
Pico do Jaragua (Alpha)	382 612	125	20	24	70 000	6,27	195 000	2,00	1,00
Monte Ronama	58 160	28	26	8	65 000	13,07	65 000	2,00	1,00
Acores	175 919	34	26	25	120 000	21,32	65 000	2,00	1,00
Maruja	199 288	39	26	15	95 000	9,41	65 000	2,00	1,00
A	281 557	55	26	39	35 000	9,00	65 000	2,00	1,00
B	120 799	45	26	16	30 000	7,96	65 000	2,00	1,00
G	447 056	60	26	59	30 000	7,92	65 000	2,00	1,00
B-144	93 472	22	26	64	30 000	17,76	15 000	2,00	1 00
D	116 767	43	26	27	30 000	13,87	65 000	2,00	1,00

Observações

1 P_g e P_e não foram aplicados a quantidades, despesas ou custos nesta tabela

2 *Não há certeza de que qualquer* parcela dos recursos potenciais aqui resumidos serão efetivamente descobertas, e, caso sejam descobertos, não há certeza de que será viável comercialmente produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados

3 Aplicação de P_g e P_e para quantidades, despesas ou custos nesta tabela não iguala os mesmos às reservas ou recursos contingentes

Essas informações acompanham o relatório do DeGolyer e MacNaughton e são sujeitas às suas condições específicas

PAULO FERNANDO S DE LAGÉRDA - 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 Nº 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 22 de Outubro 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 CONSOLIDADO DA COMPANHIA

[página intencionalmente deixada em branco]

KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.

CNPJ/MF No 09.347.916/0001-97

NIRE: 33.300.295-500

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I

DA DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

ARTIGO 1º - A KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A. (doravante denominada a "Sociedade" ou a "Companhia") é uma sociedade anônima regida pelos termos deste Estatuto Social e pelas demais leis e regulamentos aplicáveis.

Parágrafo Único – A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal (caso instalado) sujeitam-se, ainda, às disposições do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA").

ARTIGO 2º - A Companhia tem sua sede e foro na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Farme de Amoedo n° 56, 8º andar, Ipanema, CEP 22420-020.

ARTIGO 3º - A Companhia tem por objeto (a) a exploração e produção de hidrocarbonetos mediante extração por meio de qualquer método, (b) a venda ou qualquer outra forma de utilização e manuseio de hidrocarbonetos ou outros produtos resultantes da atividade de exploração prevista neste item, (c) a realização de quaisquer outras atividades incidentais ou suplementares àquelas referidas nos itens anteriores, e (d) a participação em outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, na qualidade de acionista, quotista ou sob qualquer outra forma.

ARTIGO 4º - A Companhia terá prazo de duração indeterminado.

Parágrafo Único – A Companhia poderá abrir, fechar e alterar o endereço de filiais, agências, depósitos, escritórios e outros estabelecimentos no Brasil ou no exterior, mediante deliberação do Conselho de Administração.

CAPÍTULO II

DO CAPITAL SOCIAL E DAS AÇÕES

ARTIGO 5º – O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado, é de R$83.881.992,00 (oitenta e três milhões, oitocentos e oitenta e um mil, novecentos e noventa e dois reais), dividido em 2.199.150 (dois milhões, cento e noventa e nove mil, cento e cinquenta) ações, todas ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo Primeiro - Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral.

Parágrafo Segundo - A Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

Parágrafo Terceiro - Todas as ações da Companhia estão registradas e são mantidas em conta de depósito em instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários (doravante denominada "CVM"), em nome de seus detentores, sem a emissão de certificados. O custo de transferência e averbação e o custo do serviço de ações escriturais poderão ser cobrados diretamente dos acionistas pela instituição financeira prestadora do serviço de ações escriturais, conforme determinado pelo contrato de manutenção dos registros de ações.

Parágrafo Quarto - A Companhia poderá emitir debêntures simples ou conversíveis em ações ordinárias, mediante deliberação do seu Conselho de Administração e, se conversíveis em ações, dentro do limite do capital autorizado.

Parágrafo Quinto - Os aumentos de capital poderão ser deliberados com a exclusão do direito de preferência dos acionistas à subscrição de novos valores mobiliários emitidos pela Companhia, nas hipóteses previstas nos artigos 171, §3º, 172, 227 e 252 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações").

Parágrafo Sexto - O pagamento dos dividendos e a distribuição de ações provenientes de aumento de capital, quando for o caso, realizar-se-ão no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, o primeiro, contado da sua declaração, a segunda, contada da publicação da ata respectiva na forma da lei, salvo se a assembleia geral, quanto ao dividendo, determinar que este seja pago em prazo superior, mas no curso do exercício social em que for declarado.

ARTIGO 6º - A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital, independentemente de decisão assemblear, até o limite de R$ 10.000.000.000,00 (dez bilhões de reais), mediante deliberação do Conselho de Administração, que fixará o número de ações ordinárias a serem emitidas, o preço de emissão e as condições de subscrição, integralização e colocação.

Parágrafo Primeiro – O Conselho de Administração poderá aprovar a emissão de novas ações sem direito de preferência para os antigos acionistas, conforme os casos previstos no Parágrafo Quinto do artigo 5º.

Parágrafo Segundo – A Companhia poderá, até o limite do capital autorizado estabelecido neste artigo e de acordo com um ou mais plano(s) aprovado(s) pela Assembleia Geral, conceder opções de compra ou subscrição de ações a seus administradores e funcionários e às pessoas que prestem serviços à Companhia, assim como aos administradores e funcionários de outras empresas que sejam direta ou indiretamente controladas pela Companhia, sem direito de preferência aos acionistas.

CAPÍTULO III

DA ADMINISTRAÇÃO

ARTIGO 7º - A administração da Companhia será exercida pelo Conselho de Administração e executada pela Diretoria, na forma da lei e deste estatuto social.

Parágrafo Único - A Assembleia Geral dos acionistas da Companhia, ou o seu Conselho de Administração, dependendo do caso, poderá criar os órgãos técnicos e/ou consultivos, destinados a aconselhar os administradores, que sejam julgados necessários para o perfeito funcionamento da Companhia.

SEÇÃO I

Do Conselho de Administração

ARTIGO 8º - O Conselho de Administração será composto de, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 12 (doze) membros, todos acionistas da Companhia, eleitos pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 02 (dois) anos, permitida a reeleição. A posse dos conselheiros em seus respectivos cargos fica condicionada à assinatura do Termo de Anuência dos Administradores referido no Regulamento de Listagem do Novo Mercado, sem prejuízo das demais exigências legais.

Parágrafo Primeiro - No mínimo 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração deverão ser conselheiros independentes, condição esta que será expressamente declarada na ata da Assembleia Geral que os eleger. Quando, em decorrência da observância deste percentual, resultar número fracionário de conselheiros, proceder-se-á ao arredondamento para o número inteiro: (i) imediatamente superior, quando a fração for igual ou superior a 0,5 (cinco décimos); ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5 (cinco décimos).

Parágrafo Segundo - Para fins do disposto neste artigo, 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 03 (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 03 (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 no capital estão excluídos desta restrição). Conselheiros eleitos mediante as faculdades previstas nos parágrafos 4º e 5º do artigo 141 da Lei das Sociedades por Ações também serão considerados conselheiros independentes.

Parágrafo Terceiro – No caso de ocorrer vacância permanente de membro do Conselho de Administração da Companhia, o seu respectivo Presidente deverá convocar Assembleia Geral, em 15 (quinze) dias, para proceder à eleição das vagas faltantes.

Parágrafo Quarto - Findo o mandato, os Conselheiros permanecerão no exercício dos cargos até a investidura dos administradores que os substituam, nos termos da lei e deste estatuto.

ARTIGO 9º - O Conselho de Administração terá escolhido dentre os seus membros: a) um Presidente, que convocará e presidirá suas reuniões; e b) um Vice-Presidente, que substituirá o Presidente, em seus impedimentos e ausências. 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 indicado pelo Presidente.

ARTIGO 10 - O Conselho de Administração reunir-se-á, em caráter ordinário, trimestralmente, e, em caráter extraordinário, sempre que necessário, com metade de seus membros, no mínimo, convocado pelo Presidente ou pela maioria dos Conselheiros.

Parágrafo Primeiro - As reuniões serão convocadas, mediante comunicação por escrito, expedida com pelo menos 7 (sete) dias de antecedência, devendo dela constar o local, data e hora da reunião, bem como, resumidamente, a ordem do dia. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância deste prazo, desde que inequivocamente cientes todos os demais integrantes do Conselho. As convocações poderão ser feitas por carta com aviso de recebimento, fax ou por qualquer outro meio, eletrônico ou não, que permita a comprovação de recebimento. A convocação será dispensada diante da presença de todos os membros do Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo - Serão admitidas reuniões por meio de teleconferência ou videoconferência. Tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião, sendo assim considerada para fins de constituição de quorum de instalação e deliberação. Nesse caso, os membros do Conselho de Administração que participarem remotamente da reunião do Conselho poderão expressar seus votos, na data da reunião, por meio de carta, fac-símile ou correio eletrônico. Os votos proferidos por Conselheiros que participarem remotamente da reunião do Conselho, deverão igualmente constar no Livro de Registro de Atas do Conselho de Administração, devendo a cópia da carta, fac-símile ou mensagem eletrônica, conforme o caso, contendo o voto do Conselheiro, ser juntada ao Livro logo após a transcrição da ata.

Parágrafo Terceiro - Se não houver quorum de instalação em qualquer reunião do Conselho de Administração devidamente convocada, os Conselheiros presentes na referida reunião poderão adiá-la, e a reunião adiada deverá ser novamente convocada pelo Presidente do Conselho de Administração ou por qualquer outro Conselheiro presente na reunião em questão mediante a entrega de um aviso por escrito com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis para cada Conselheiro.

Parágrafo Quarto - A convocação prevista nos parágrafos anteriores será dispensada sempre que estiver presente à reunião a totalidade dos membros do Conselho de Administração.

Parágrafo Quinto - Para que as reuniões do Conselho de Administração possam se instalar e validamente deliberar, será necessária a presença da maioria de seus membros, sendo considerado como presente aquele que, na ocasião, haja enviado seu voto por escrito.

Parágrafo Sexto - O Conselho de Administração deliberará por maioria dos votos. O Presidente do Conselho tem voto de desempate.

Parágrafo Sétimo - As atas de reuniões do Conselho de Administração que elegerem, destituírem, designarem ou fixarem as atribuições dos Diretores, bem como aquelas que contiverem matérias destinadas a produzir efeitos perante terceiros, deverão ser arquivadas na Junta Comercial e publicadas, adotando-se idêntico procedimento para atos de outra natureza, quando o Conselho de Administração julgar conveniente.

ARTIGO 11 - A remuneração dos membros do Conselho de Administração será global e anualmente fixada pela Assembleia Geral, que homologará, também, quando for o caso, o montante e o percentual da participação que lhes deva caber no lucro, observado o limite disposto no Parágrafo 1º do artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações. O Conselho de Administração, em reunião instalada para deliberar sobre tal matéria, distribuirá tal remuneração entre seus membros.

ARTIGO 12 - Compete ao Conselho de Administração:

(i) estabelecer os objetivos, a política e a orientação geral dos negócios da Companhia;

(ii) convocar a Assembleia Geral Ordinária e, quando necessária, a Assembleia Geral Extraordinária;

(iii) nomear e destituir os Diretores da Companhia, fixando-lhes atribuições, de acordo com este Estatuto;

(iv) manifestar-se previamente sobre o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as demonstrações financeiras do exercício;

(v) fiscalizar a gestão dos Diretores;

(vi) examinar atos, livros, documentos e contratos da Companhia;

(vii) deliberar sobre a emissão de bônus de subscrição, até o limite de capital autorizado previsto no Estatuto Social da Companhia;

(viii) deliberar sobre o aumento do capital social até o limite do capital autorizado previsto neste estatuto, fixando as condições de emissão e de colocação das ações;

(ix) deliberar a emissão de notas promissórias para subscrição pública, nos termos da Resolução nº 1.723/90, do Conselho Monetário Nacional;

(x) deliberar sobre a exclusão do direito de preferência dos acionistas à subscrição de novos valores mobiliários emitidos pela Companhia, nas hipóteses previstas pelos artigos 171, §3º, 172, 227 e 252 da Lei das Sociedades por Ações;

(xi) submeter à Assembleia Geral o destino a ser dado ao lucro líquido da Companhia;

(xii) escolher e destituir auditores independentes;

(xiii) autorizar a compra de ações da Companhia para sua permanência em tesouraria ou cancelamento, nos termos da lei e das disposições regulamentares em vigor;

(xiv) distribuir entre os Conselheiros e Diretores, individualmente, a remuneração anual total dos administradores estipulada pela Assembleia Geral;

(xv) aprovar ou prestar garantias pela Companhia, em benefício de qualquer terceiro, com exceção de garantias prestadas a obrigações assumidas por suas subsidiárias (as quais não requerem aprovação prévia do Conselho de Administração);

(xvi) contratar qualquer negócio com membro do Conselho de Administração, Diretor Executivo, membro do Conselho Fiscal, Acionista Controlador ou sociedade sob controle comum; e

(xvii) aprovar qualquer das matérias previstas acima no que diz respeito a sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia, em relação ao exercício de direitos de voto nessas sociedades; e

(xviii) definir a lista tríplice de instituições ou empresas especializadas em avaliação econômica de empresas, para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado, na forma definida no artigo 31 deste Estatuto Social.

SEÇÃO II

Da Diretoria

ARTIGO 13 - A Diretoria é composta de, no mínimo, 2 (dois) e, no máximo, 10 (dez) membros, acionistas ou não, todos residentes no país, eleitos pelo Conselho de Administração da Companhia, sendo um Diretor-Presidente, um Diretor Financeiro, um Diretor de Relações com Investidores, e os demais Diretores com designação indicada pelo Conselho de Administração à época de sua eleição. Os Diretores da Companhia poderão acumular ou não funções específicas, determinadas pelo conselho de administração. Os Diretores exercerão as funções a eles atribuídas pelo conselho de administração, sem prejuízo das seguintes atribuições:

(a) Cabe ao Diretor Presidente administrar e gerir os negócios da Companhia, especialmente: (i) fazer com que sejam observados o presente Estatuto Social e as deliberações do Conselho de Administração e da Assembleia Geral; (ii) submeter, anualmente, à apreciação do Conselho de Administração, o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, juntamente com o relatório dos auditores independentes, bem como a proposta para alocação dos lucros auferidos no exercício fiscal precedente; (iii) elaborar e propor, para o Conselho de Administração, o orçamento anual e plurianual, os planos estratégicos, projetos de expansão e programas de investimento; e (iv) conduzir e coordenar as atividades dos Diretores no âmbito dos deveres e atribuições estabelecidos para os respectivos Diretores pelo Conselho de Administração e pelo presente Estatuto Social, convocando e presidindo as reuniões da Diretoria, quando necessário.

(b) Cabe ao Diretor Financeiro (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (ii) coordenar e dirigir as atividades relativas às operações de natureza financeira da Companhia; (iii) coordenar e supervisionar o desempenho e os resultados das áreas de finanças; (iv) otimizar e gerir as informações e os resultados econômico-financeiros da Companhia; (v) administrar e aplicar os recursos financeiros; (vi) controlar o cumprimento dos compromissos financeiros no que se refere aos requisitos legais, administrativos, orçamentários, fiscais e contratuais das operações, interagindo com os órgãos da Companhia e com as partes envolvidas; (vii) coordenar a implantação de sistemas financeiros e de informação gerencial; (viii) promover estudos e propor alternativas para o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia; (ix) preparar as demonstrações financeiras da Companhia; (x) responsabilizar-se pela contabilidade da Companhia para atendimento das determinações legais; e (xi) exercer outras funções ou atribuições que lhe forem, de tempos em tempos, determinadas pelo Diretor Presidente.

(c) Cabe ao Diretor de Relação com Investidores atuar como representante legal da Companhia perante o mercado de valores mobiliários, a Comissão de Valores Mobiliários – CVM e as Bolsas de Valores, nos termos da Lei das Sociedades por Ações e das normas editadas pela CVM.

Parágrafo Primeiro - Os diretores serão eleitos pelo Conselho de Administração para cumprir mandato de 02 (dois) anos, permitida a reeleição. A posse dos Diretores em seus respectivos cargos, contudo, fica condicionada à assinatura do Termo de Anuência dos Administradores referido no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, sem prejuízo das demais exigências legais.

Parágrafo Segundo - Os Diretores, findo o prazo de gestão, permanecerão no exercício dos respectivos cargos, até a posse dos novos Diretores.

Parágrafo Terceiro - No caso de vacância na Diretoria, a referida vaga deverá ser preenchida pelo Conselho de Administração, devendo uma reunião do Conselho de Administração ser convocada para eleger o substituto dentro de 15 (quinze) dias depois da data em que verificada a vaga em questão, cujo mandato expirará com os demais Diretores.

Parágrafo Quarto - Os membros do Conselho de Administração, até o máximo de um terço, poderão ser eleitos para cargos de Diretores, com exercício cumulativo de funções. Ocorrendo esta hipótese, ao conselheiro-diretor "ad honorem" caberá optar pela remuneração de Conselheiro ou diretor.

Parágrafo Quinto - Em caso de ausência ou impedimento temporário, os Diretores substituir-se-ão, reciprocamente, por designação da Diretoria.

ARTIGO 14 - A Diretoria deverá realizar todas as reuniões no Brasil, em qualquer momento solicitado por qualquer um de seus membros ou pelos negócios e atividades da Companhia. Essas reuniões deverão ser convocadas pelo Diretor Presidente mediante a entrega de um aviso por escrito com antecedência mínima de dois dias úteis a cada Diretor, aviso este que deverá conter uma descrição dos assuntos a serem discutidos e a data, o horário e o local da reunião. O aviso será dispensado diante da presença de todos os Diretores. As atas de cada reunião da Diretoria deverão ser transcritas no Livro de Atas da Diretoria.

ARTIGO 15 - Em todas as reuniões da Diretoria, a presença da maioria dos Diretores deverá constituir quórum para instalação de uma reunião devidamente convocada, ou a presença da totalidade de seus membros, quando existirem apenas 2 (dois) Diretores. Todas as questões apresentadas à Diretoria deverão ser decididas pelo voto afirmativo da maioria dos Diretores, sendo que, em caso de empate, o Diretor Presidente terá direito ao voto de qualidade.

ARTIGO 16 - Compete à Diretoria exercer as atribuições que a lei, o estatuto e o Conselho de Administração lhe conferirem para a prática de atos necessários ao regular funcionamento da Companhia.

ARTIGO 17 - A Diretoria exercerá as seguintes atribuições:

(i) executar os trabalhos que lhe forem determinados pelo Conselho de Administração;

(ii) elaborar, anualmente, o relatório de administração, o demonstrativo econômico-financeiro do exercício, bem como balancetes, se solicitados pelo Conselho de Administração;

(iii) celebrar contratos, adquirir direitos e assumir obrigações de qualquer natureza, contrair empréstimos e outorgar garantias no interesse da Companhia e suas subsidiárias, abrir e movimentar contas bancárias, emitir e endossar cheques e notas promissórias; emitir e endossar duplicatas e letras de câmbio; endossar 'warrants', conhecimentos de depósito e conhecimentos de embarque; contratar e demitir funcionários; receber e dar quitação, transigir, renunciar direitos, desistir, assinar termos de responsabilidade; praticar todos os atos de gestão necessários à consecução dos objetivos sociais; manifestar o voto da Companhia nas assembleias gerais das empresas da qual a Companhia participe, de acordo com a orientação prévia do Conselho de Administração, conforme estabelecido no artigo 12, inciso (xvii) deste Estatuto; registrar contabilmente todas as operações e transações da Companhia; segurar e manter segurados, adequadamente, por seguradora renomada, todos os ativos da Companhia passíveis de serem segurados;

(iv) elaborar, anualmente, o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as demonstrações financeiras do exercício, dentre elas aquelas informações periódicas e eventuais a serem prestadas conforme o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, bem como submeter, após o parecer do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, caso este último esteja instalado, as demonstrações financeiras exigidas por lei e a proposta para a destinação do lucro líquido da Companhia;

(v) preparar anteprojetos de plano de expansão e modernização da Companhia;

(vi) submeter ao Conselho de Administração o orçamento geral e os especiais da Companhia, inclusive os reajustes conjunturais, no decurso dos exercícios anual e plurianual a que os membros se referirem; e

(vii) aprovar e modificar organogramas e regimentos internos.

ARTIGO 18 - A representação ativa e passiva da Companhia, em atos, contratos e operações que impliquem em responsabilidade da Companhia compete, privativamente, ao Diretor Presidente, agindo isoladamente, ou a 2 (dois) outros Diretores, agindo em conjunto. A Diretoria, no entanto, poderá autorizar que a representação se cumpra por 1 (um) só Diretor, por designação coletiva do órgão.

Parágrafo Único - A Companhia será representada por qualquer Diretor, isoladamente, sem as formalidades previstas neste artigo, nos casos de recebimento de citações ou notificações judiciais e na prestação de depoimentos pessoais; representar-se-á, nos casos permitidos em lei, por prepostos nomeados, caso por caso, por via epistolar.

ARTIGO 19 - Nos limites de suas atribuições, 2 (dois) Diretores poderão constituir procuradores ou mandatários para, em conjunto com um Diretor ou outro procurador

regularmente constituído, na forma estabelecida nos respectivos instrumentos, representar a Companhia na prática legítima de atos e assunção de obrigações em nome da Companhia. Os mandatos definirão, de modo preciso e completo, os poderes outorgados.

Parágrafo Único - Não obstante o acima exposto, no que diz respeito a qualquer matéria que deva ser aprovada pela Assembleia Geral ou pelo Conselho de Administração conforme os termos deste Estatuto Social e da lei aplicável, os referidos Diretores somente poderão outorgar os poderes que sejam autorizados pela Assembleia Geral ou pelo Conselho de Administração, conforme for o caso.

ARTIGO 20 - A remuneração dos Diretores será fixada global e anualmente pela Assembleia Geral, que também fixará, quando for o caso, o montante e o percentual da participação da Diretoria no lucro da Companhia, observado o limite disposto no Parágrafo 1º do artigo 152 da Lei das Sociedades por Ações.

Parágrafo Único - A verba para honorários "pró-labore", assim como a de participação, será partilhada aos Diretores, por deliberação do Conselho de Administração.

CAPÍTULO IV

DO CONSELHO FISCAL

ARTIGO 21 - A Companhia terá um Conselho Fiscal composto de 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, o qual funcionará em caráter não permanente. A posse dos conselheiros em seus respectivos cargos, contudo, fica condicionada à assinatura do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal referido no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, sem prejuízo das demais exigências legais.

Parágrafo Primeiro - Os membros do Conselho Fiscal, pessoas naturais, residentes no país, legalmente qualificados, serão eleitos pela Assembleia Geral que deliberar a instalação do órgão, a pedido de acionistas que preencham os requisitos estipulados no parágrafo 2º do artigo 161 da Lei das Sociedades por Ações, como regulamentado pela CVM, com mandato até a primeira assembleia geral ordinária que se realizar após a eleição.

Parágrafo Segundo - Os membros do Conselho Fiscal somente farão jus à remuneração que lhes for fixada pela Assembleia Geral durante o período em que o órgão funcionar e estiverem no efetivo exercício das funções, observado o parágrafo 3º do artigo 162 da Lei das Sociedades por Ações.

CAPÍTULO V

DAS ASSEMBLEIAS GERAIS

ARTIGO 22 - A Assembleia Geral dos acionistas, nos termos da lei, reunir-se-á:

(a) Ordinariamente, nos quatro primeiros meses, depois de findo o exercício social para:

(i) tomar as contas dos administradores, discutir e votar as demonstrações financeiras;

(ii) eleger o Conselho de Administração nas épocas próprias e o Conselho Fiscal, quando for o caso;

(iii) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício, se houver, e a distribuição de dividendos, quando for o caso;

(iv) fixar a remuneração global dos administradores e do Conselho Fiscal, quando instalado.

(b) Extraordinariamente, sempre que, mediante convocação legal, os interesses sociais aconselharem ou exigirem a manifestação dos acionistas.

ARTIGO 23 - A Assembleia Geral será instalada e dirigida pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência ou impedimento, instalada por outro Conselheiro e dirigida por um Presidente escolhido pelos acionistas. O secretário da mesa será de livre escolha do Presidente da Assembleia.

ARTIGO 24 - Os anúncios de convocação, publicados na forma e nos termos da lei, conterão o local, data e hora da Assembleia, a ordem do dia explicitada e, no caso de reforma do estatuto, a indicação da matéria.

Parágrafo único - Além das matérias que são de sua competência previstas em lei e no presente Estatuto Social, competirá também à Assembleia Geral Extraordinária aprovar:

(i) o cancelamento do registro de companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários - CVM;

(ii) a saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA;

(iii) a escolha da empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas neste Estatuto, dentre as empresas previamente apontadas pelo Conselho de Administração; e

(iv) os planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia, com exclusão do direito de preferência dos acionistas;

(v) aprovar qualquer fusão, dissolução, liquidação, encerramento, consolidação, reestruturação societária, cisão ou incorporação da Companhia ou de qualquer uma de suas subsidiárias, ou de qualquer companhia na Companhia, e a incorporação de ações envolvendo a Companhia ou qualquer subsidiária;

(vi) aumentar o capital social acima do limite do capital autorizado, ou emitir valores mobiliários que confiram direitos patrimoniais, valores mobiliários conversíveis em ações ou opções, bônus de subscrição ou outros direitos de aquisição de ações da Companhia;

(vii) aprovar a apresentação voluntária de um pedido de encerramento, dissolução ou liquidação, autorizar qualquer pedido de falência ou pedido de recuperação judicial pela Companhia ou por qualquer subsidiária; e

(viii) aprovar o resgate, recompra ou amortização de valores mobiliários que confiram direitos patrimoniais ou de valores mobiliários conversíveis em ações da Companhia ou de qualquer subsidiária ou a redução do capital da Companhia ou de qualquer subsidiária.

CAPÍTULO VI

DO EXERCÍCIO SOCIAL

ARTIGO 25 – O exercício social terá início em 1º de janeiro e término em 31 de dezembro de cada ano.

ARTIGO 26 - Ao final de cada exercício social, a Diretoria elaborará o Balanço Patrimonial e as demais demonstrações financeiras exigidas em lei.

ARTIGO 27 - Do resultado do exercício, serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda.

ARTIGO 28 - O Conselho de Administração apresentará à Assembleia Geral para aprovação proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício que remanescer após as seguintes deduções ou acréscimos, realizadas decrescentemente e nessa ordem:

(a) 5% para a formação da Reserva Legal, que não excederá de 20% (vinte por cento) do capital social. A constituição da Reserva Legal poderá ser dispensada no exercício em que o saldo dela, acrescido do montante das reservas de capital, exceder a 30% (trinta por cento) do Capital Social;

(b) 0,001% para pagamento do dividendo mínimo obrigatório dos acionistas;

(c) o percentual necessário, quando for o caso, para a constituição da reserva para contingências, nos termos do artigo 195 da Lei das Sociedades por Ações; e

(d) o saldo remanescente do lucro líquido, após a destinação contida nos itens (a), (b) e (c) anteriores, será destinado à criação de uma reserva estatutária, observado que o saldo das reservas de lucros, exceto pela reserva para contingências e pela reserva de lucros a realizar, não poderá exceder o valor do capital social. A reserva estatutária terá por finalidade financiar o desenvolvimento, o crescimento e a expansão dos negócios da Companhia. Depois que o limite da reserva de lucros for alcançado, o saldo poderá ser distribuído aos acionistas como um dividendo adicional, se aprovado pelos acionistas na Assembleia de acionistas relevante.

Parágrafo Único – As demonstrações financeiras demonstrarão a destinação da totalidade do lucro líquido no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária.

ARTIGO 29 - A Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, poderá levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

CAPÍTULO VII

DA ALIENAÇÃO DO CONTROLE ACIONÁRIO, ATINGIMENTO DE PARTICIPAÇÃO RELEVANTE, CANCELAMENTO DE REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA E SAÍDA DO NOVO MERCADO

ARTIGO 30 - A Alienação de Controle da Companhia, o atingimento de participação relevante nos termos do artigo 37 deste Estatuto Social, o cancelamento do registro de companhia aberta e a saída do Novo Mercado exigirão a realização, pelo Acionista Controlador, pela Companhia ou pelo acionista adquirente, conforme o caso, de uma oferta pública de aquisição da totalidade de ações restantes da Companhia (i) dirigida indistintamente a todos os acionistas da Companhia, (ii) realizada em leilão a ser realizado na BM&FBOVESPA, (iii) lançada pelo preço determinado de acordo com as disposições do presente capítulo, de acordo com cada oferta específica, e (iv) paga em dinheiro, em moeda nacional, contra a oferta de aquisição de ações de emissão da Companhia ("OPA").

Parágrafo único - Se o Acionista Controlador, ou o acionista adquirente do Poder de Controle ou o acionista adquirente de participação relevante (conforme o caso) não cumprir as obrigações impostas pelo presente artigo, incluindo o cumprimento de prazos

máximos (i) para a realização ou o pedido de registro da OPA, ou (ii) para cumprir com os pedidos ou exigências da CVM, se for o caso; o Conselho de Administração convocará um Assembleia Extraordinária, na qual este acionista não poderá votar, para deliberar sobre a suspensão dos direitos deste acionista, que não respeitou a obrigação imposta pelo presente artigo, conforme previsto no artigo 120 da Lei das Sociedades por Ações, sem limitar a responsabilidade deste acionista por perdas e danos causados aos demais, por motivo da falta de cumprimento das obrigações impostas no presente capítulo, observando-se ainda o disposto nos artigos 34, 38, 39, 40, 41 e 42.

ARTIGO 31 – O laudo de avaliação para fins da OPA, sempre que necessário de acordo com este Estatuto, deverá ser elaborado por uma instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independente quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e do Acionista Controlador, e, ainda, cumprir os requisitos estabelecidos no § 1 º do artigo 8º da Lei das Sociedades por Ações, bem como mencionar a responsabilidade prevista no § 6º do referido artigo 8º.

Parágrafo Primeiro - A Assembleia Geral escolherá empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações da Companhia em Circulação presentes naquela assembleia, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de Ações da Companhia em Circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações da Companhia em Circulação.

Parágrafo Segundo - Os custos de elaboração do referido laudo deverão ser assumidos integralmente pelo ofertante.

Parágrafo Terceiro - A empresa avaliadora escolhida pela Assembleia Geral deverá apresentar laudo fundamentado, com a indicação dos critérios de avaliação e dos elementos de comparação adotados e instruído com os documentos relativos aos bens avaliados, e comparecerá à assembleia que conhecer do laudo, a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas. Não obstante, o avaliador continuará responsável, perante a Companhia, os acionistas e terceiros, pelos danos que lhes causar por conduta dolosa ou negligência em sua avaliação, sem prejuízo da responsabilidade penal em que tenha incorrido.

ARTIGO 32 – É facultada a formulação de uma única OPA, visando a mais de uma das finalidades previstas neste Capítulo VII, no Regulamento de Listagem no Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM, desde que (i) seja possível compatibilizar os

procedimentos de todas as modalidades de OPA e (ii) não haja prejuízo para os destinatários da oferta e (iii) seja obtida a autorização da CVM quando exigida pela legislação aplicável, observando-se que as disposições do Regulamento de Listagem do Novo Mercado prevalecerão nas hipóteses de prejuízo dos direitos dos destinatários das ofertas mencionadas no capítulo VII deste Estatuto Social.

SEÇÃO I

Alienação do Controle Acionário

ARTIGO 33 - A Companhia não registrará (i) qualquer transferência de ações para o Comprador 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 referido no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA; ou (ii) qualquer acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle sem que os seus signatários tenham subscrito o referido Termo de Anuência dos Controladores.

ARTIGO 34 - A Alienação de Controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das demais ações dos outros acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

ARTIGO 35 - A oferta pública referida no artigo anterior também deverá ser efetivada (i) quando 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 da sociedade que detém o Poder de Controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia em tal Alienação de Controle e anexar documentação que o comprove.

Parágrafo Único – Aquele que já detiver ações da Companhia e que venha a adquirir o seu Poder de Controle em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o Acionista Controlador envolvendo qualquer quantidade de ações estará obrigado a efetivar oferta pública referida no artigo anterior, e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 06 (seis) meses anteriores à data da Alienação de Controle, 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 pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M), calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

ARTIGO 36 - Sem prejuízo das demais obrigações impostas por lei, pelo Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e pelo presente Estatuto Social, após uma operação de Alienação de Controle da Companhia, o Comprador restará obrigado a, quando aplicável, tomar todas 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 06 (seis) meses subseqüentes à aquisição do controle.

SEÇÃO II

Atingimento de Participação Relevante

ARTIGO 37 - Qualquer pessoa que adquira ou se torne titular de ações de emissão da Companhia em quantidade igual ou superior a 30% (trinta 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, realizar ou solicitar o registro de, conforme o caso, uma OPA para aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia, observando-se o disposto na regulamentação aplicável da CVM, os regulamentos da BM&FBOVESPA e os termos deste artigo.

Parágrafo Primeiro – Para efeitos deste artigo, também será considerado acionista adquirente aquele que adquira ou se torne titular de outros direitos, inclusive usufruto ou fideicomisso, sobre as ações de emissão da Companhia em quantidade igual ou superior a 30% (trinta por cento) do total de ações de emissão da Companhia.

Parágrafo Segundo - O preço de aquisição de cada ação de emissão da Companhia na OPA decorrente de atingimento de participação relevante não poderá ser inferior ao maior valor entre (i) o Valor Econômico apurado em laudo de avaliação; (ii) 120% (cento e vinte por cento) do preço de emissão das ações em qualquer aumento de capital realizado mediante distribuição pública ocorrida no período de 24 (vinte e quatro) meses que antecedem a data em que se tornar obrigatória a realização da OPA nos termos deste artigo 37, devidamente atualizado pelo IPCA até o momento do pagamento; e (iii) 120% (cento e vinte por cento) da cotação média das ações de emissão da Companhia na BM&FBOVESPA, apurada entre as cotações de fechamento dos 90 (noventa) dias anteriores à realização da OPA.

Parágrafo Terceiro - A realização da OPA mencionada no *caput* deste artigo não excluirá a possibilidade de outro acionista da Companhia, ou, se for o caso, da própria Companhia, formular uma OPA concorrente, nos termos da regulamentação aplicável.

Parágrafo Quarto - O Acionista Adquirente estará obrigado a atender às eventuais solicitações ou exigências da CVM, quando existirem, dentro dos prazos máximos prescritos na regulamentação aplicável.

Parágrafo Quinto - O disposto neste artigo não se aplica na hipótese de uma pessoa ou entidade se tornar titular de ações de emissão da Companhia em quantidade superior a 30% (trinta por cento) do total das ações de sua emissão em decorrência (i) de sucessão legal, sob a condição de que o acionista aliene o excesso de ações em até 60 (sessenta) dias contados do atingimento da participação relevante; (ii) da incorporação de uma outra sociedade pela Companhia, (iii) da incorporação de ações de uma outra sociedade pela Companhia, ou (iv) da subscrição de ações da Companhia, realizada em uma única emissão primária para colocação privada, que tenha sido aprovada pelo órgão societário competente da Companhia, 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-financeira da Companhia realizada por empresa especializada com experiência comprovada em avaliação de companhias abertas.

Parágrafo Sexto - Para fins do cálculo do percentual de 30% (trinta 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.

Parágrafo Sétimo - Caso a regulamentação da CVM e/ou da BM&FBOVESPA aplicável à OPA prevista neste artigo determine a adoção de um critério de cálculo para a fixação do preço de aquisição de cada ação da Companhia na OPA que resulte em preço de aquisição superior àquele determinado nos termos do Parágrafo Segundo deste artigo, deverá prevalecer na efetivação da OPA prevista neste artigo o preço de aquisição calculado nos termos da regulamentação da CVM e/ou da BM&FBOVESPA.

SEÇÃO III

Cancelamento do Registro de Companhia Aberta

ARTIGO 38 - O cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia está condicionado à efetivação de uma oferta pública de aquisição de ações, a ser feita pelo Acionista Controlador ou pela Companhia, conforme o caso, por um preço mínimo correspondente ao Valor Econômico da Companhia apurado em laudo de avaliação elaborado de acordo com o artigo 31 deste Estatuto.

SEÇÃO IV

Saída do Novo Mercado

ARTIGO 39 - A Companhia poderá sair do Novo Mercado da BM&FBOVESPA a qualquer tempo, desde que tal decisão seja (i) aprovada previamente em Assembleia Geral; e (ii) comunicada à BM&FBOVESPA por escrito com antecedência prévia de 30 (trinta) dias.

Parágrafo Primeiro - A saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA não implicará a perda da condição de companhia aberta com ações admitidas à negociação na BM&FBOVESPA.

Parágrafo Segundo - A saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA não eximirá a Companhia, os administradores e o Acionista Controlador de cumprir as obrigações e atender às exigências decorrentes do Contrato de Participação no Novo Mercado, do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado que tenham origem em fatos anteriores à saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

Parágrafo Terceiro - Após a saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, os valores mobiliários da Companhia não poderão retornar a ser negociados no Novo Mercado da BM&FBOVESPA por um período mínimo de 02 (dois) anos contados da data em que tiver sido formalizada a saída, salvo se a Companhia tiver o seu controle acionário alienado após a formalização da referida descontinuidade.

ARTIGO 40 - A saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA para que as ações passem a ser listadas fora do Novo Mercado obriga o Acionista Controlador a efetivar uma oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico, a ser apurado na forma prevista no artigo 31 deste Estatuto Social, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis. A notícia da realização da oferta pública deverá ser comunicada à BM&FBOVESPA e divulgada ao mercado imediatamente após a realização da Assembleia Geral que houver aprovado a referida saída.

ARTIGO 41 - A saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBOVESPA em razão de cancelamento de registro de companhia aberta deverá observar todos os procedimentos legais e regulamentares aplicáveis, incluindo a realização da oferta pública prevista no artigo 38 deste Estatuto Social.

ARTIGO 42 – Na hipótese de saída do Novo Mercado da BM&FBOVESPA em virtude de operação de reorganização societária na qual a companhia resultante dessa reorganização não seja classificada como detentora desse mesmo nível de governança corporativa, o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico das ações, a ser apurado na forma prevista no artigo 31 deste Estatuto Social, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis. A notícia da realização da oferta pública deverá ser comunicada à BM&FBOVESPA e divulgada ao mercado imediatamente após a realização da Assembleia Geral que houver aprovado a referida reorganização.

ARTIGO 43 - Para fins do disposto neste Estatuto Social: (i) '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; (ii) 'Acionista Controlador Alienante' significa o Acionista Controlador que promove a Alienação de Controle da Companhia; (iii) 'Ações da Companhia 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; (iv) 'Alienação de Controle' significa a transferência a terceiro, a título oneroso, do 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; (v) 'Comprador' significa aquele para quem o Acionista Controlador Alienante transfere o Poder de Controle da Companhia; (vi) '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; (vii) "Valor Econômico" significa o valor da Companhia e de suas ações que vier a ser determinado por empresa especializada, mediante utilização de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela CVM. 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 a 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.

CAPÍTULO VIII

DA ARBITRAGEM

ARTIGO 44 - A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal, quando instalado, 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 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 de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

CAPÍTULO IX

DA LIQUIDAÇÃO, DISSOLUÇÃO E EXTINÇÃO

ARTIGO 45 – A Companhia entrará em liquidação nos casos previstos em lei.

Parágrafo Único – O Conselho de Administração nomeará o liquidante e a Assembleia Geral determinará o modo de liquidação e elegerá o Conselho Fiscal.

CAPÍTULO X

DISPOSIÇÕES GERAIS

ARTIGO 46 – A Companhia, a qualquer tempo, objetivando aperfeiçoar seus serviços e adaptar-se às novas técnicas de administração, poderá adotar processos mecânicos de emissão e autenticação de documentos de efeitos mercantis, obedecendo a padrões e sistemas consagrados em usos e praxes em vigor.

ARTIGO 47 – As disposições contidas neste Estatuto Social que são aplicáveis às companhias abertas, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações, e que resultam do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, somente terão eficácia a partir da publicação do Anúncio de Início da primeira distribuição pública de ações de emissão da Companhia.

[página intencionalmente deixada em branco]

ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA, REALIZADA EM 22 DE OUTUBRO DE 2010, QUE APROVA A OFERTA

[página intencionalmente deixada em branco]

KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.

CNPJ/MF Nº 09.347.916/0001-97
NIRE: 33.300.295-500

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
REALIZADA EM 22 DE OUTUBRO DE 2010

DATA, HORA E LOCAL: Realizada no dia 22 de outubro de 2010, às 10 horas, na sede social da Karoon Petróleo & Gás S.A. ("Companhia"), localizada na Rua Farme de Amoedo, nº 56, 8° andar, Ipanema, CEP 22420-020, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro. **MESA**: Os conselheiros indicaram para presidir a Mesa o Sr. **Luís Fernando Ayres de Mello Pacheco**, brasileiro, divorciado, advogado, inscrito na OAB/RJ sob o nº 58.898 e no CPF/MF sob o nº 800.912.107-04, o qual convidou para secretariar a mesa a Sra. **Nicole Cristine Renssen**, brasileira, solteira, advogada, inscrita na OAB/RJ sob o nº 151.345 e no CPF/MF sob o nº 105.032.607-54, ambos residentes e domiciliados na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, com escritório na Avenida Presidente Wilson, nº 231, 21º andar, 20030-021, Centro, Cidade e Estado do Rio de Janeiro. **CONVOCAÇÃO E PRESENÇAS**: Dispensadas as formalidades de convocação, em decorrência da presença da totalidade dos membros do Conselho de Administração da Companhia, nos termos do Parágrafo Primeiro do Artigo 10 do Estatuto Social. **ORDEM DO DIA: (1)** deliberar sobre a realização de uma oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, com a definição de suas características; e **(2)** autorizar a Diretoria da Companhia a praticar todos e quaisquer atos e celebrar todos e quaisquer documentos, contratos e/ou aditamentos necessários à execução das deliberações anteriores. **DELIBERAÇÕES:** Os Conselheiros, por unanimidade de votos, sem quaisquer restrições, aprovaram as seguintes deliberações: **(1) (i)** a realização de oferta pública de distribuição primária de 1.030.000 (um milhão e trinta mil) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia ("Ações"), sob a coordenação do Banco Morgan Stanley S.A. ("Coordenador Líder"), do Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Credit Suisse") e do Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual" e, em conjunto com o Coordenador Líder e o Credit Suisse, "Coordenadores"), no Brasil, 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, com esforços de colocação no exterior, pelo Morgan Stanley & Co. Incorporated, Credit Suisse Securities (USA) LLC e BTG Pactual US Capital Corp. e eventuais outras instituições, nos Estados Unidos da América, exclusivamente 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, para investidores institucionais e outros investidores, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela SEC ao amparo do *Securities Act*, 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, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM ("Oferta"); **(ii)** nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais) poderá ser acrescida em até 15% (quinze por cento), ou seja, até 154.500 (cento e cinquenta e quatro mil e quinhentas) ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações do Lote Suplementar"), conforme opção neste ato aprovada para ser outorgada pela Companhia ao Coordenador Líder, as quais serão destinadas a atender eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta ("Opção de Lote Suplementar"). O Coordenador Líder terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do contrato de distribuição e por um período de até 30 (trinta) dias contados, inclusive, da data de início das negociações das ações ordinárias de emissão da Companhia na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, de exercer a Opção de Lote Suplementar, no todo ou em parte, em uma ou mais vezes, após notificação aos demais Coordenadores, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento em que for fixado o preço por Ação tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores; **(iii)** nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data de publicação do anúncio de início da Oferta ("Anúncio de Início"), a quantidade total das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar) poderá, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores, ser acrescida em até 20% (vinte por cento), ou seja, até 206.000 (duzentos e seis mil) ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais"); **(iv)** a determinação de preço por Ação por um procedimento de coleta de intenções de investimento a ser realizado pelos Coordenadores, o qual deverá ser posteriormente aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia; e **(v)** a eventual condução de atividade de estabilização do preço das Ações da Companhia no âmbito da Oferta conforme regulamentação da CVM aplicável; e **(2)** autorização à Diretoria da Companhia para praticar todos e quaisquer atos e celebrar todos e quaisquer documentos, contratos e/ou aditamentos necessários à execução das deliberações ora aprovadas, incluindo o contrato relativo aos esforços de colocação das ações ordinárias de emissão da Companhia no exterior (*Placement Facilitation Agreement*), o contrato de distribuição das ações ordinárias de emissão da Companhia, o contrato de estabilização das ações ordinárias de emissão da Companhia, o contrato de prestação de serviços com a BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e o *lock-up agreement*. **ENCERRAMENTO, LAVRATURA, APROVAÇÃO E ASSINATURA DA ATA:** Nada mais havendo a ser tratado, foi

Karoon

encerrada a reunião e lavrada a presente ata, lida, aprovada e por todos assinada. Rio de Janeiro/RJ, 22 de outubro de 2010. Luís Fernando Ayres de Mello Pacheco – Presidente; Nicole Cristine Renssen – Secretária. Conselheiros: Robert Hosking, Geoffrey Atkins, Stephen Michael Power, Edward Christopher John Munks, Timothy Robert Hosking, Jorge Marques de Toledo Camargo e Germán Barrios. **Documentos Arquivados**: Os documentos mencionados nesta Ata foram arquivados na sede da Companhia.

Certifico e dou fé que essa ata é cópia fiel da ata lavrada no livro próprio.

Luís Fernando Ayres de Mello Pacheco
Presidente

Nicole Cristine Renssen
Secretária

17º OFICIO DE NOTAS - Tabelião Carlos Alberto Firmo Oliveira
Rua do Carmo 63 - Centro - Rio de Janeiro - RJ. Tel: 2107-9800
Reconheço por semelhança as firmas de: NICOLE CRISTINE RENSSEN e
LUIS FERNANDO AYRES DE MELLO PACHECO (Cod:02149FAEF9F2)
Rio de Janeiro, 25 de outubro de 2010. Conf. por: ----------
Em testemunho ---------- da verdade. Serventia 7,00
30% TJ+FUNDOS 2,20
Total 9,20
---------- Clovis Reis Guimaraes - Aut.

CARTÓRIO DO 17º OFÍCIO DE NOTAS
Clóvis Reis Guimarães

SELO DE FISCALIZAÇÃO
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA - RJ
RECONHECIMENTO DE FIRMA POR SEMELHANÇA
OFÍCIO DE NOTAS - RJ
WYP
SGF11617

SELO DE FISCALIZAÇÃO
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA - RJ
RECONHECIMENTO DE FIRMA POR SEMELHANÇA
CBZ
SGF11618

[página intencionalmente deixada em branco]

MINUTA DA ATA DE REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA, QUE APROVA O AUMENTO DO CAPITAL SOCIAL DA COMPANHIA NO ÂMBITO DA OFERTA E FIXA O PREÇO POR AÇÃO

[página intencionalmente deixada em branco]

KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.

CNPJ/MF nº 09.347.916/0001-97

NIRE: 33.300.295-500

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

REALIZADA EM [ ] DE NOVEMBRO DE 2010

DATA, HORA E LOCAL: Realizada no dia [•] de novembro de 2010, às 10 horas, na sede social da Karoon Petróleo & Gás S.A. ("Companhia"), localizada na Rua Farme de Amoedo nº 56, 8° andar, Ipanema, CEP 22420-020, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro. **MESA**: Os conselheiros indicaram para presidir a Mesa o Sr. **Luís Fernando Ayres de Mello Pacheco**, brasileiro, divorciado, advogado, inscrito na OAB/RJ sob o nº 58.898 e no CPF/MF sob o n° 800.912.107-04, o qual convidou para secretariar a mesa a Sra. **Nicole Cristine Renssen**, brasileira, solteira, advogada, inscrita na OAB/RJ sob o nº 151.345 e no CPF/MF sob o n° 105.032.607-54, ambos residentes e domiciliados na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, com escritório na Avenida Presidente Wilson nº 231, 21º andar, 20030-021, Centro, Cidade e Estado do Rio de Janeiro. **CONVOCAÇÃO E PRESENÇAS**: Dispensadas as formalidades de convocação, em decorrência da presença da totalidade dos membros do Conselho de Administração da Companhia, nos termos do Parágrafo Primeiro do Artigo 10 do Estatuto Social. **ORDEM DO DIA:** deliberar sobre: **(i)** aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado previsto no Estatuto Social da Companhia, a ser realizado no âmbito de uma oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, no Brasil, 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, com esforços de colocação no exterior, exclusivamente 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, para investidores institucionais e outros investidores, em conformidade com os procedimentos previstos no *Regulation S*, editado pela SEC ao amparo do *Securities Act*, 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, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, conforme aprovada na reunião do Conselho de Administração realizada em 22 de outubro de 2010 ("Oferta"); **(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)** forma de integralização das novas ações ordinárias; **(v)** determinação dos direitos que as ações a serem emitidas conferirão aos seus titulares; **(vi)** aprovação dos documentos da Oferta; **(vii)** destinação dos recursos a serem auferidos pela Companhia em decorrência do aumento de capital; e **(viii)** aprovação de alteração do Estatuto Social da Companhia aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em [22] de [outubro] de 2010, que passará a ter vigência a partir da data de publicação do Anúncio de Início da Oferta, ficando alterado o Caput do Artigo 5º do Estatuto Social da Companhia. **DELIBERAÇÕES:** Depois de prestados os esclarecimentos necessários, os Conselheiros, por unanimidade de votos, sem quaisquer restrições, decidiram: **(i)** foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado previsto no Estatuto Social da Companhia, realizado no âmbito da Oferta, no montante de R$[•] ([•]), passando, assim, o capital social da Companhia de [R$83.881.992,00 (oitenta e três milhões, oitocentos e oitenta e um mil, novecentos e noventa e dois reais)] para R$[•] ([•]), mediante a emissão de [•] ([•]) ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações")[, sendo que conforme previsto na reunião do Conselho de Administração realizada em 22 de outubro de 2010, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, a quantidade total das ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações do Lote Suplementar (previstas na reunião do Conselho de Administração realizada em 22 de outubro de 2010)) foi, a critério da Companhia, em comum acordo com os coordenadores da Oferta, acrescida em [•] ([•]) ações ordinárias de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preço das ações inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais"), sendo que a quantidade das Ações prevista acima já inclui as Ações Adicionais]; **(ii)** foi aprovado o preço de emissão das Ações de R$[•] ([•]) por ação, sendo que o preço de emissão foi calculado com base no critério de valor de mercado, após a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento (procedimento de *bookbuilding*) realizado pelas instituições financeiras coordenadoras da Oferta, tendo sido consideradas as intenções dos investidores institucionais para a subscrição e integralização das Ações, em consonância com as disposições do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, e do artigo 170, parágrafo 7º, da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores ("Lei n.º 6.404"), e da Instrução CVM 400, sendo este o critério mais apropriado para determinar o preço justo das Ações; **(iii)** foi aprovada a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia para a subscrição das Ações no âmbito da Oferta, em conformidade com o artigo 172 da Lei n.º 6.404; **(iv)** foi aprovado que as Ações deverão ser integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional; **(v)** foi aprovado que as Ações 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 integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia a partir de sua emissão; **(vi)** foram aprovados todos os documentos da Oferta, incluindo o contrato relativo aos esforços de colocação das ações ordinárias de emissão da Companhia no exterior (*Placement Facilitation Agreement*), o contrato de distribuição das ações ordinárias de emissão da Companhia, o contrato de estabilização das ações ordinárias de emissão da

Companhia, o contrato de prestação de serviços com a BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, o *lock-up agreement*, os prospectos preliminar e definitivo da Oferta e os *offering memoranda*, os quais ficam arquivados na Companhia; **(vii)** foi aprovada a utilização dos recursos a serem obtidos mediante o aumento de capital pela Companhia segundo indicado no Prospecto Definitivo utilizado na Oferta; e **(viii)** foi aprovada a alteração do Estatuto Social da Companhia aprovado pela Assembleia Geral Extraordinária realizada em [22] de [outubro] de 2010, que passará a ter vigência a partir da data de publicação do Anúncio de Início da Oferta, ficando alterado o caput do Artigo 5º do Estatuto Social da Companhia, o qual passará a vigorar com a seguinte redação: ***"ARTIGO 5º*** *– O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado, é de R$ [•] ([•]reais), dividido em [•] ([•]) ações, todas ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.*". **QUORUM DAS DELIBERAÇÕES:** Todas as deliberações foram aprovadas por unanimidade, sem reserva ou restrições. **ENCERRAMENTO, LAVRATURA, APROVAÇÃO E ASSINATURA DA ATA:** Nada mais havendo a ser tratado, foi encerrada a reunião e lavrada a presente ata, lida, aprovada e por todos assinada. Rio de Janeiro/RJ, [•] de novembro de 2010. Luís Fernando Ayres de Mello Pacheco – Presidente; Nicole Cristine Renssen – Secretária. Conselheiros: Robert Hosking, Geoffrey Atkins, Stephen Michael Power, Edward Christopher John Munks, Timothy Robert Hosking, Jorge Marques de Toledo Camargo e Germán Barrios. **Documentos Arquivados**: Os documentos mencionados nesta Ata foram arquivados na sede da Companhia.

Certifico e dou fé que essa ata é cópia fiel da ata lavrada no livro próprio.

Luís Fernando Ayres de Mello Pacheco
Presidente

Nicole Cristine Renssen
Secretária

[página intencionalmente deixada em branco]

DECLARAÇÃO DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400 DA COMPANHIA

[página intencionalmente deixada em branco]

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2010

SUPERINTENDÊNCIA DE REGISTROS – SRE
Comissão de Valores Mobiliários – CVM
Rua Sete de Setembro, n.º 111 – 33º andar
Rio de Janeiro – RJ

AT.: SR. FELIPE CLARET DA MOTA

REF.: PEDIDO DE REGISTRO DE OFERTA PÚBLICA DE DISTRIBUIÇÃO DE AÇÕES DE EMISSÃO DA KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.

Prezados Senhores,

KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A., sociedade por ações com sede na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, à Rua Farme Amoedo, nº 56, 8º andar, Ipanema, CEP 22420-020, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda - CNPJ/MF sob o nº 09.347.916/0001-97, neste ato representada em conformidade com seu estatuto social ("Companhia"), no âmbito da oferta pública de distribuição de ações, de emissão da Companhia ("Oferta"), vem, pela presente, apresentar a declaração de que trata o artigo 56 da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400").

Para tal fim e efeito, segue abaixo a referida declaração.

DECLARAÇÃO

Considerando que:

- a Companhia constituiu juntamente com o Banco Morgan Stanley S.A. ("Coordenador Líder"), consultores legais para lhes auxiliar na implementação da Oferta;

- para a realização da Oferta está sendo efetuada auditoria jurídica (*due diligence*) na Companhia, que teve início em 29 de junho de 2010 e prosseguirá até a data da divulgação do prospecto definitivo da Oferta ("Prospecto Definitivo");

- a Companhia disponibilizou, para análise dos Coordenadores e de seus consultores legais, todos os documentos que considera materialmente relevantes para a preparação dos documentos relacionados à Oferta e prestou todas as informações consideradas relevantes sobre os seus negócios, para permitir aos investidores uma tomada de decisão de investimento fundamentada a respeito da Oferta;

- além dos documentos acima mencionados, foram solicitados pelos Coordenadores documentos e informações adicionais relativos à Companhia, os quais a Companhia confirma ter disponibilizado; e

- a Companhia, em conjunto com os Coordenadores, participou da elaboração do prospecto preliminar da Oferta ("Prospecto Preliminar") e participará da elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e através de seus assessores jurídicos;

A Companhia declara que:

(i) o Prospecto Preliminar contém, e o Prospecto Definitivo conterá, nas datas de suas publicações, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Oferta, das Ações a serem ofertadas, da Companhia, de suas atividades, sua situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes;

(ii) o Prospecto Preliminar foi, e o Prospecto Definitivo será, elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400;

(iii) as informações prestadas pela Companhia durante todo o prazo de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes do registro da Companhia, que integram o Prospecto Preliminar e integrarão o Prospecto Definitivo, são e serão, respectivamente, verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e

(iv) é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro e fornecidas ao mercado durante a Oferta.

Sendo o que cumpria para o momento, renovamos nossos votos de elevada estima e consideração e subscrevemo-nos.

KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A.

Por: Karen Motta Albuquerque
Cargo: Diretora Financeira

Por: Juliano Macedo
Cargo: Diretor Presidente, de Exploração e de Relações com Investidores

DECLARAÇÃO DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400 DO COORDENADOR LÍDER

[página intencionalmente deixada em branco]

Morgan Stanley

DECLARAÇÃO

BANCO MORGAN STANLEY S.A., instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Av. Brig. Faria Lima 3600, 6º andar e 7º andar (parte), inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica sob o n.º 02.801.938/0001-36, neste ato representada nos termos de seu estatuto social, na qualidade de coordenador líder ("Coordenador Líder") da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão de Karoon Petróleo & Gás S.A. ("Companhia") ("Oferta"), cujo pedido de registro está sob análise da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), vem, pela presente, apresentar a declaração de que trata o artigo 56 da Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400").

CONSIDERANDO QUE:

(i) o Coordenador Líder constituiu assessores legais para auxiliá-lo na implementação da Oferta;

(ii) para a realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia e em suas subsidiárias, iniciada em agosto 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 n.º 12, com relação ao prospecto preliminar da Oferta ("Prospecto Preliminar") e ao Prospecto Definitivo;

(iv) foram disponibilizados pela Companhia os documentos que a Companhia considerara 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

(vi) a Companhia confirmou ter disponibilizado todos os documentos e prestado todas as informações consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia, para análise do Coordenador Líder, de seus consultores legais e dos auditores legais da Companhia, com o fim de

permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada sobre a Oferta;

o Coordenador Líder declara que:

(i) tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que (a) as informações prestadas pela Companhia são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e (b) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo da Oferta, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro da Companhia e do estudo de viabilidade econômico-financeiro, que integram o Prospecto Preliminar e que venham a integrar o Prospecto Definitivo, são suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(ii) o Prospecto Preliminar contém e o Prospecto Definitivo conterá, nas datas de suas respectivas divulgações, as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Oferta, das ações a serem ofertadas, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes; e

(iii) o Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo a Instrução CVM 400 e o Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários.

São Paulo, 26 de outubro de 2010.

BANCO MORGAN STANLEY S.A.

Nome: Daniel K. Goldberg
Cargo: Diretor Presidente

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e ao período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008 e Parecer dos Auditores Independentes

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009 e Parecer dos Auditores Independentes

- Demonstrações Financeiras da KEI (Peru Z38) Pty Ltd. e da KEI (Peru 112) Pty Ltd. relativas aos exercícios sociais findos em 30 de junho de 2010 e 2009 e Parecer dos Auditores Independentes

- Informações Financeiras da KEI (Peru Z38) Pty Ltd. e da KEI (Peru 112) Pty Ltd. relativas aos períodos de três meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009

[página intencionalmente deixada em branco]

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA RELATIVAS AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E AO PERÍODO DE 7 DE FEVEREIRO A 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

[página intencionalmente deixada em branco]

Karoon Petróleo & Gás Ltda.

Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2009 e de 2008 e
parecer dos auditores independentes

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers
Rua da Candelária, 65 11º, 14º, 15º e 16º
Cjs. 1302 a 1304
20091-020 Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 949
Telefone (21) 3232-6112
Fax (21) 2516-6319
pwc.com/br

Parecer dos auditores independentes

Aos Administradores e Quotistas
Karoon Petróleo & Gás Ltda.

1 Examinamos os balanços patrimoniais da Karoon Petróleo & Gás Ltda. ("a Sociedade") em 31 de dezembro de 2009 e de 2008 e as correspondentes demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado do exercício findo em 31 de dezembro de 2009, bem como as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado do período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de emitir parecer sobre essas demonstrações financeiras.

2 Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, as quais requerem que os exames sejam realizados com o objetivo de comprovar a adequada apresentação das demonstrações financeiras em todos os seus aspectos relevantes. Portanto, nossos exames compreenderam, entre outros procedimentos: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Sociedade, (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que dão suporte aos valores e às informações contábeis divulgados e (c) a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Sociedade, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

3 Somos de parecer que as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Karoon Petróleo & Gás Ltda. em 31 de dezembro de 2009 e de 2008, o resultado das operações, as mutações do patrimônio líquido, os fluxos de caixa e o valor adicionado referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e ao período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Karoon Petróleo & Gás Ltda.

4 A Sociedade vem incorrendo em gastos significativos com a atividade exploratória. Em decorrência da natureza das operações da Sociedade, a sua continuidade depende do sucesso de suas atividades de exploração e/ou aporte de acionistas.

Rio de Janeiro, 3 de setembro de 2010

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

Karoon Petróleo & Gás Ltda.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro
Em milhares de reais

Ativo	2009	2008
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)	1.216	1
Adiantamento a fornecedores	2	
	1.218	1
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicação financeira (Nota 5)	17.103	15.358
Intangível (Nota 6)	30.065	30.065
	47.168	45.423
Total ativo	48.386	45.424

Passivo e patrimônio líquido	2009	2008
Circulante		
Impostos e taxas a recolher (Nota 7)	12	
Contribuições sociais a recolher (Nota 7)	31	
Contas a pagar	49	15
Provisão para contribuição social	102	102
Provisão para imposto de renda	261	261
	455	378
Patrimônio líquido (Nota 8)		
Capital social subscrito	78.700	44.277
Capital a integralizar	(29.471)	
Lucros (prejuízos) acumulados	(1.298)	769
	47.931	45.046
Total passivo e patrimônio líquido	48.386	45.424

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás Ltda.

Demonstrações dos resultados
Em milhares de reais

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2009	Período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008
Receitas (despesas) operacionais		
Gastos exploratórios	(3.408)	
Despesas administrativas	(47)	
Receitas financeiras, líquida	1.701	1.315
Impostos e taxas	(39)	(168)
Serviços prestados por terceiros	(274)	(15)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(2.067)	1.132
Contribuição social		(102)
Imposto de renda		(261)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício/período	(2.067)	769
Lucro líquido (prejuízo) por quota do capital social integralizado no fim do exercício/ período - R$	(0,04)	0,02

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás Ltda.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido
Em milhares de reais

	Capital social		Lucros (prejuízos) acumulados	Total
	Subscrito	A integralizar		
Integralização do capital social em 7 de fevereiro de 2008	10			10
Aumento de capital	44.267			44.267
Lucro líquido do período			769	769
Em 31 de dezembro de 2008	44.277		769	45.046
Aumento do capital social	34.423	(29.471)		4.952
Prejuízo do exercício			(2.067)	(2.067)
Em 31 de dezembro de 2009	78.700	(29.471)	(1.298)	47.931

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás Ltda.

Demonstrações dos fluxos de caixa
Em milhares de reais

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2009	Período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido (prejuízo) do exercício/ período	(2.067)	769
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Aumento de impostos e contribuições a pagar	42	363
Aumento de contas a pagar	34	15
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	76	378
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Investimentos em ativos intangíveis		(30.065)
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos		
Aumento de outros ativos não circulantes	(1.746)	(15.358)
Integralização/aumento de capital	4.952	44.277
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamentos	3.206	28.919
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	1.215	1
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício/período	1	
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício/período	1.216	1
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	1.215	1

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás Ltda.

Demonstrações do valor adicionado
Em milhares de reais

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2009	Período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008
Insumos adquiridos de terceiros		
Serviços de terceiros e outros	(3.729)	(15)
Valor adicionado líquido produzido pela Sociedade	(3.729)	(15)
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	1.744	1.368
Valor adicionado a distribuir	(1.985)	1.353
Distribuição do valor adicionado		
Tributos		
Federais	39	531
Instituições financeiras e fornecedores		
Juros, variações cambiais e monetárias	43	53
Acionistas		
Lucro líquido (prejuízo) do exercício/ período	(2.067)	769
Valor adicionado distribuído	(1.985)	1.353

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 Contexto operacional

A Karoon Petróleo & Gás Ltda. (a "Sociedade" ou "Karoon") foi constituída em 7 de fevereiro de 2008, com sede na cidade do Rio de Janeiro, e tem como objeto social: (i) a exploração e produção de hidrocarbonetos mediante extração por meio de qualquer método, (ii) a venda ou qualquer outra forma de utilização e manuseio de hidrocarbonetos ou outros produtos resultantes da atividade de exploração prevista neste item, e (iii) a realização de quaisquer outras atividades incidentais ou suplementares àquelas referidas nos itens anteriores.

Os sócios da Sociedade são a Kei (Brazil Santos) Pty. Ltd. e a Karoon Energy International Ltd. sediadas na Austrália.

A Karoon obteve a concessão de exploração, desenvolvimento e produção de cinco blocos na Bacia de Santos, na 9ª rodada de licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, realizada em 27 de novembro de 2007. Em 29 de fevereiro de 2008, a Karoon efetuou os pagamentos dos bônus de assinaturas no montante de R$ 30.065 e assinou os respectivos contratos de concessão em 12 de março de 2008. A Sociedade não possui sócios nas áreas adquiridas e, de acordo com os contratos de concessão, tem prazo de 5 anos para as atividades de exploração e 27 anos para as atividades de produção. Em 2009, a Sociedade iniciou as atividades de exploração por meio da contratação de serviços de análise sísmica e geológica.

2 Apresentação das demonstrações financeiras e principais práticas contábeis

As presentes demonstrações financeiras foram aprovadas pela Diretoria da Sociedade em 3 de setembro de 2010.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações.

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração destas demonstrações financeiras correspondem às normas e orientações que estão vigentes para as demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2009, que serão diferentes daquelas que serão utilizadas para elaboração das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2010, conforme descrito no item de pronunciamentos contábeis a seguir.

Na elaboração das demonstrações financeiras, é necessário utilizar estimativas para contabilizar certos ativos, passivos e outras transações. As demonstrações financeiras da Companhia incluem, portanto, estimativas referentes à seleção das vidas úteis do ativo intangível, provisões necessárias para passivos contingentes, determinações de provisões para imposto de renda e outras similares. Os resultados reais podem apresentar variações em relação às estimativas.

Pronunciamentos contábeis recentes

Em 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 encerramento do 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 Sociedade em decorrência da adoção do novo conjunto de normas.

3 Descrição das principais práticas contábeis adotadas

(a) Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. A Sociedade está em fase exploratória, não tendo até 31 de dezembro de 2009 nenhuma produção de hidrocarbonetos e, consequentemente, receita de vendas. Durante este período, a Sociedade somente apresentou receitas financeiras e gastos exploratórios e administrativos.

(b) Disponibilidades e aplicação financeira

Incluem os saldos positivos em conta movimento e aplicações financeiras com risco insignificante de mudança de seu valor de mercado.

Com a adoção das práticas emanadas pelo CPC 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 CPC 03.

As aplicações financeiras 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.

(c) Ativos de exploração e produção de petróleo e gás

A Sociedade adota o método dos esforços bem sucedidos para contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás. De acordo com esse método, os custos dos poços exploratórios bem sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, bem como todos os custos de desenvolvimento, devem ser capitalizados. Ainda segundo esse método, os custos de geologia e geofísica devem ser considerados despesas do exercício em que forem incorridos. Os custos com poços exploratórios secos e os relacionados a reservas não comerciais devem ser registrados no resultado do exercício em que são identificados como tal.

A depreciação dos custos capitalizados será realizada utilizando-se o método das unidades produzidas em relação às reservas provadas e desenvolvidas calculadas quando do começo da produção. Tais reservas serão estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo da Sociedade de acordo com padrões internacionais, serão revisadas anualmente (ou quando houver indicação de alteração significativa).

Os custos com a aquisição de direitos de exploração (que inclui os valores pagos a título de bônus de concessão à ANP, conforme descrito na Nota 1) são capitalizados e serão amortizados pelo método das unidades produzidas em relação às reservas provadas. Na hipótese de devolução parcial de áreas de exploração à ANP, os custos de exploração das áreas devolvidas, quantificados de forma proporcional em relação ao total da área total originalmente adquirida para exploração, serão baixados ao resultado do exercício em que tais áreas forem devolvidas.

Os custos capitalizados e os bens e direitos relacionados a cada área serão revisados anualmente para identificação de possíveis perdas em seu valor de recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado desses ativos.

Nas datas das demonstrações financeiras, os ativos relacionados a exploração e produção de óleo e gás estão classificados como Intangíveis, por corresponderem exclusivamente aos bônus de assinatura dos campos adquiridos em 2008. Os gastos incorridos em 2009 referem-se às pesquisas sísmicas e geológicas contratadas e estão registrados no resultado do exercício.

Os custos dos encargos sobre eventuais empréstimos tomados para financiar as atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, bem como a respectiva variação cambial se os valores de tais empréstimos estiverem denominados em moeda estrangeira, serão capitalizados durante o período necessário para executar e preparar o ativo para o uso pretendido.

A obrigação futura com abandono de uma área de produção (abandono de poços, desmantelamento e restauração da área) deve ser contabilizada pelo seu valor presente, descontada a uma taxa livre de risco, a ser registrada no momento em que for criada a obrigação, normalmente no momento da instalação do bem, como parte dos custos dos ativos a serem abandonados no futuro, em contrapartida à provisão para tais gastos, registrada no passivo.

Redução ao valor recuperável de ativos

Os ativos de exploração e produção de petróleo e gás, os outros ativos imobilizados e outros ativos não circulantes são revistos anualmente para se identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou ainda, sempre que eventos ou alterações nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando este for o caso, o valor recuperável é calculado para verificar se há perda. Quando houver perda, ela é reconhecida pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável, que é o maior entre o preço líquido de venda e o valor em uso de um ativo. Para fins de avaliação do valor recuperável, os ativos são agrupados no menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente.

(d) Outros ativos e passivos

Um ativo é reconhecido no balanço quando é provável que seus benefícios econômicos futuros sejam gerados em favor da Sociedade e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança.

Um passivo é reconhecido no balanço quando a Sociedade 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.

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.

(e) Tributos diferidos

O valor dos tributos diferidos é composto pelo imposto de renda e a contribuição social diferidos calculados sobre os prejuízos fiscais do imposto de renda, a base negativa de contribuição social e as eventuais diferenças temporárias entre as bases de cálculo para fins de tributação de ativos e passivos e os correspondentes valores contábeis registrados nas demonstrações financeiras. As alíquotas desses impostos, definidas atualmente para determinação desses créditos diferidos, são de 25% para o imposto de renda e de 9% para a contribuição social.

Os tributos diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias e/ou prejuízos fiscais, com base em projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

4 Caixa e equivalentes de caixa

A Sociedade mantém conta corrente no HSBC Bank Brasil S.A no valor de R$ 1.126 em 31 de dezembro de 2009 (2008 - R$ 1).

5 Aplicação financeira

A Karoon Petróleo mantém aplicação financeira no BNP Paribas Brasil S.A. no valor de R$ 17.103 em 31 de dezembro de 2009 (2008 - R$ 15.358).

A aplicação financeira foi feita como garantia à ANP para cumprimento de obrigações com este órgão, em um fundo gerido pelo Banco BNP Paribas Brasil S.A. e garante uma renda fixa mínima de 11,5% a.a. Esta operação foi iniciada em 4 de março de 2008 e tem vigência até o 12 de setembro de 2011, totalizando o valor de R$ 20.566 naquela data. Portanto, já está reconhecida pelo seu valor justo, em contrapartida do resultado do período.

6 Intangível

Bônus de assinatura	2009	2008
Bloco S-M-1037	6.246	6.246
Bloco S-M-1102	6.506	6.506
Bloco S-M-1101	5.459	5.459
Bloco S-M-1165	5.868	5.868
Bloco S-M-1166	5.986	5.986
	30.065	30.065

7 Tributos e contribuições sociais

Referem-se a retenções nos pagamentos para prestadores de serviços, devidamente quitados em janeiro de 2010.

8 Patrimônio líquido

(a) Capital social

O capital total pertencente a acionistas residentes no exterior está integralmente registrado no Banco Central do Brasil.

A Sociedade foi constituída em 7 de fevereiro de 2008 com o capital social de R$ 10 representativo de 10.000 quotas, com valor nominal de R$ 1,00 cada. Posteriormente foram realizados aumentos de capital conforme alterações contratuais, demonstrados a seguir:

Data	Valor do capital social	Contrato social
7 de fevereiro de 2008	10	Original
21 de fevereiro de 2008	47.277	1ª alteração
17 de outubro de 2008	44.277	3ª alteração
8 de janeiro de 2009	45.500	4ª alteração
8 de abril de 2009	47.000	5ª alteração
24 de agosto de 2009	78.700	6ª alteração

Em 31 de dezembro de 2009, o valor do capital social é de 78.700 quotas, das quais 29.471, equivalentes a R$ 29.471 ainda não haviam sido integralizadas. Conforme contrato social, a integralização deverá ocorrer até 24 de agosto de 2014 em moeda corrente nacional e/ou em bens.

(b) Prejuízos acumulados

A Sociedade apurou lucro tributável no período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008 e prejuízo no exercício findo em 31 de dezembro de 2009. O lucro de 2008 teve origem na receita de aplicação financeira de R$ 1.368. Em 2009, a Sociedade obteve receita financeira líquida de R$ 1.701, porém, incorreu em despesas com gastos exploratórios no valor de R$ 3.408, gerando assim, prejuízos contábil e fiscal neste ano.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2009, a Sociedade apresenta em seus registros fiscais o montante de R$ 1.298 a compensar com lucros tributários futuros. Por não ser possível afirmar que sua realização é, presentemente, considerada provável, a Sociedade faz uma provisão revertendo o valor total contabilizado como imposto de renda e contribuição social diferidos.

Regime Tributário de Transição

Para fins de apuração do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido do exercício de 2008, a Sociedade optou pelo Regime Tributário de Transição - RTT, que permite à pessoa jurídica eliminar os efeitos contábeis das Leis nºs 11.638/07 e 11.941/09, por meio de registros no livro de apuração do lucro real - LALUR ou de controles auxiliares, sem qualquer modificação da escrituração mercantil. A opção por este regime se deu quando da entrega da Declaração de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - DIPJ do ano-calendário 2008.

A despesa de imposto de renda e contribuição social apresentada nas demonstrações financeiras do período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008 foram calculadas considerando a opção pelo RTT.

9 Instrumentos financeiros

(i) Considerações sobre riscos

(a) Risco de crédito

A Sociedade possui somente aplicações financeiras em banco de primeira linha, caixa e equivalentes de caixa e adiantamentos a fornecedores, e por esse fato, esse risco é considerado baixo.

(b) Risco de moeda

A Sociedade não possui obrigações em moeda estrangeira e desta forma não possui este tipo de risco.

(c) Risco de taxa de juros

As taxas de juros contratadas sobre aplicações financeiras estão mencionadas na Nota 5.

(d) Risco de liquidez

A Sociedade, pelas características de suas operações, trabalha com um baixo nível de alavancagem e sem necessidade de empréstimos. Diante desse fato, a Administração entende que, de forma geral, o risco de liquidez é muito baixo.

(ii) Valorização dos instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros ativos e passivos estão descritos a seguir, bem como os critérios para sua valorização:

(a) Caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e adiantamento a fornecedores

O valor de mercado desses ativos não difere significativamente dos valores apresentados nas demonstrações financeiras. As taxas pactuadas refletem as condições usuais de mercado.

(b) Empréstimos e financiamentos

A Empresa não possui empréstimos e financiamentos.

(c) Instrumentos financeiros derivativos

A Empresa não possui instrumentos financeiros derivativos.

10 Outros compromissos

Conforme requerido pelo Contrato de Concessão dos blocos S-M 1037, S-M-1102, S-M-1101, S-M-1165, S-M-1166, a Sociedade deve apresentar à ANP, no início de cada período exploratório, o valor estimado do Programa Exploratório Mínimo e, uma vez que esse seja aceito, a Sociedade deve obter uma garantia financeira para a realização dessas atividades. Dessa forma, a Sociedade contratou junto ao BNP Paribas Brasil S.A. uma fiança bancária no valor de R$ 13.914 mil.

11 Eventos subsequentes

Em 31 de agosto de 2010, a denominação da Sociedade foi alterada para Karoon Petróleo e Gás S.A.

Subsequentemente, em 3 de setembro de 2010, o Conselho de Administração da Sociedade aprovou a celebração de um Contrato de Opção de Compra de Ações com a Karoon Energy International Ltd. ("Kei Ltd."), por meio do qual a Sociedade terá o direito de adquirir a totalidade das ações de emissão da Kei (PeruZ38) Pty Ltd. e Kei (Peru 112) Pty Ltd.("Sociedades Australianas"), após a liquidação da oferta publica inicial de ações que a Karoon pretende realizar. O preço de exercício da opção de compra será de aproximadamente R$ 1.425.000. O contrato prevê ainda que a Karoon efetuará uma emissão privada de bônus de subscrição em favor da Kei Ltd., equivalente a aproximadamente 23.110.000 ações ordinárias da Karoon. O exercício do bônus de subscrição está subordinado ao exercício da opção de compra e os mesmos serão dados em troca da totalidade das ações das Sociedades Australianas.

* * *

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA COMPANHIA RELATIVAS AOS PERÍODOS DE NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010 E 2009 E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

[página intencionalmente deixada em branco]

Karoon Petróleo & Gás S.A.

Demonstrações financeiras
em 30 de setembro de 2010 e de 2009 e
parecer dos auditores independentes

pwc

Parecer dos auditores independentes

Aos Administradores e Quotistas
Karoon Petróleo & Gás S.A.

1 Examinamos os balanços patrimoniais da Karoon Petróleo & Gás S.A. em 30 de setembro de 2010 e de 2009 e as correspondentes demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado dos períodos findos nessas datas, respectivamente, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de emitir parecer sobre essas demonstrações financeiras.

2 Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, as quais requerem que os exames sejam realizados com o objetivo de comprovar a adequada apresentação das demonstrações financeiras em todos os seus aspectos relevantes. Portanto, nossos exames compreenderam, entre outros procedimentos: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Sociedade, (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que dão suporte aos valores e às informações contábeis divulgados e (c) a avaliação das práticas e estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Sociedade, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

3 Somos de parecer que as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Karoon Petróleo & Gás S.A. em 30 de setembro de 2010 e de 2009, o resultado das operações, as mutações do patrimônio líquido, os fluxos de caixa e o valor adicionado referentes aos períodos findos nessas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4 A Sociedade vem incorrendo em gastos significativos com a atividade exploratória. Em decorrência da natureza das operações da Sociedade, a sua continuidade depende do sucesso de suas atividades de exploração e/ou aporte de acionistas.

Rio de Janeiro, 15 de outubro de 2010

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

Karoon Petróleo & Gás S.A.

Balanços patrimoniais em 30 de setembro
Em milhares de reais

Ativo	2010	2009
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)	430	93
Adiantamento a fornecedores)	1	
	431	93
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Depósitos e cauções	44	
Aplicação financeira (Nota 5)	18.557	16.651
Gastos com emissão de ações (Nota 10)	1.169	
	19.770	16.651
Imobilizado (Nota 6)	197	
Intangível (Nota 6)	30.078	30.065
	30.275	30.065
Total ativo	50.476	46.809

Passivo e patrimônio líquido	2010	2009
Circulante		
Impostos e taxas a recolher (Nota 7)	5	3
Contribuições sociais a recolher (Nota 7)	5	9
Contas a pagar	4.941	
Provisão para férias e 13º salário	3	
Provisão para contribuição social		102
Provisão para imposto de renda		261
	4.954	375
Patrimônio líquido (Nota 8)		
Capital social subscrito	78.700	78.700
Capital a integralizar	(2.297)	(31.546)
Prejuízos acumulados	(30.881)	(720)
	45.522	46.434
Total passivo e patrimônio líquido	50.476	46.809

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás S.A.

Demonstrações dos resultados
Períodos findos em 30 de setembro
Em milhares de reais

	2010	2009
Receitas (despesas) operacionais		
Gastos exploratórios	(29.922)	(2.534)
Despesas com pessoal	(16)	
Despesas administrativas	(303)	(1)
Receitas financeiras, líquidas	1.311	1.250
Impostos e taxas	(270)	(31)
Serviços prestados por terceiros	(377)	(173)
Outras despesas operacionais	(6)	
Prejuízo do período	(29.583)	(1.489)
Prejuízo por quota do capital social integralizado no fim do período - R$	(0,39)	(0,02)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Em milhares de reais

	Capital social		Lucros (prejuízos) acumulados	Total
	Subscrito	A integralizar		
Em 31 de dezembro de 2008	44.277		769	45.046
Aumento do capital social	34.423	(31.546)		2.877
Prejuízo até 30 de setembro de 2009			(1.489)	(1.489)
Em 30 de setembro de 2009	78.700	(31.546)	(720)	46.434
Em 31 de dezembro de 2009	78.700	(29.471)	(1.298)	47.931
Integralizações do capital social		27.174		27.174
Prejuízo até 30 de setembro de 2010			(29.583)	(29.583)
Em 30 de setembro de 2010	78.700	(2.297)	(30.881)	45.522

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa
Períodos findos em 30 de setembro
Em milhares de reais

	2010	2009
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do período	(29.583)	(1.489)
Depreciações e amortizações	2	
	(29.581)	(1.489)
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Aumento de depósito e cauções	(44)	
Aumento/redução de impostos e contribuições a pagar	(395)	12
Aumento de adiantamento aos fornecedores	1	
Aumento/redução de contas a pagar	4.892	(15)
Aumento de outros passivos circulantes	3	
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	4.457	(3)
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Investimento no imobilizado	(212)	
Fluxos de caixa das atividades de financiamentos		
Aumento de outros ativos não circulantes	(2.624)	(1.293)
Aumento de capital	27.174	2.877
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	24.550	1.584
Aumento (redução) líquido (a) de caixa e equivalentes de caixa	(786)	92
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	1.216	1
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	430	93
Aumento (redução) líquido (a) de caixa e equivalentes de caixa	(786)	92

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Karoon Petróleo & Gás S.A.

Demonstrações do valor adicionado
Períodos findos em 30 de setembro
Em milhares de reais

	2010	2009
Insumos adquiridos de terceiros		
Serviços de terceiros e outros	(30.606)	(2.708)
Depreciação e amortização	(2)	
Valor adicionado líquido produzido pela Sociedade	(30.608)	(2.708)
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	1.455	1.292
Valor adicionado a distribuir	(29.153)	(1.416)
Distribuição do valor adicionado		
Salários	12	
Tributos		
Federais	222	31
Estaduais	52	
Instituições financeiras e fornecedores		
Juros, variações cambiais e monetárias	144	42
Acionistas		
Prejuízo do período	(29.583)	(1.489)
Valor adicionado distribuído	(29.153)	(1.416)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 Contexto operacional

A Karoon Gás & Petróleo S.A. (a "Sociedade ou "Karoon") foi constituída em 7 de fevereiro de 2008, com sede na cidade do Rio de Janeiro, e tem como objeto social: (i) a exploração e produção de hidrocarbonetos mediante extração por meio de qualquer método, (ii) a venda ou qualquer outra forma de utilização e manuseio de hidrocarbonetos ou outros produtos resultantes da atividade de exploração prevista neste item, e (iii) a realização de quaisquer outras atividades incidentais ou suplementares àquelas referidas nos itens anteriores.

Os sócios da Sociedade são a Kei (Brazil Santos) Pty. Ltd. e a Karoon Energy International Ltd. sediadas na Austrália.

A Karoon obteve a concessão de exploração, desenvolvimento e produção de cinco blocos na Bacia de Santos, na 9ª rodada de licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, realizada em 27 de novembro de 2007. Em 29 de fevereiro de 2008, a Karoon efetuou os pagamentos dos bônus de assinaturas no montante de R$ 30.065 e assinou os respectivos contratos de concessão em 12 de março de 2008. A Sociedade não possui sócios nas áreas adquiridas e, de acordo com os contratos de concessão, tem prazo de 5 anos para as atividades de exploração e 27 anos para as atividades de produção. Em 2009, a sociedade contratou serviços de análise sísmica e geológica.

Em 23 de agosto de 2010 a Karoon assinou com a Petrobras, o farm-in/farm-out agreement, que ainda está sujeito a aprovação da ANP, para a aquisição de 20% dos blocos S-M 1352 e S-M 1354 localizados na Bacia de Santos. A Petrobras será a operadora destes blocos. A Petrobras e a Karoon irão constituir Consórcio para executar as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área de concessão.

Em 31 de agosto de 2010, a denominação da Sociedade foi alterada para Karoon Petróleo e Gás S.A.

Subsequentemente, em 3 de setembro de 2010, o Conselho de Administração da Sociedade aprovou a celebração de um Contrato de Opção de Compra de Ações com a Karoon Energy International Ltd. ("Kei Ltd."), por meio do qual a Sociedade terá o direito de adquirir a totalidade do capital da Kei (PeruZ38) Pty Ltd. e Kei (Peru 112) Pty Ltd. (juntas, sociedades australianas), após a liquidação da oferta pública inicial de ações que a Karoon pretende realizar. O preço de exercício da opção será de aproximadamente US$ 770.275.000 a ser pago a Key Ltd através da subscrição de aproximadamente 19.103.879 ações ordinárias da Karoon. As operações celebradas pela Sociedade com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Sociedade em sua realização. Até a presente data a Sociedade ainda não havia assinado o referido Contrato.

2 Apresentação das demonstrações financeiras e principais práticas contábeis

As presentes demonstrações financeiras foram aprovadas pela Diretoria da Sociedade em 15 de outubro de 2010.

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações.

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração destas demonstrações financeiras correspondem às normas e orientações que estão vigentes para as demonstrações financeiras intermediárias em 30 de setembro de 2010, que serão diferentes daquelas que serão utilizadas para elaboração das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2010, conforme descrito no item de pronunciamentos contábeis a seguir.

Na elaboração das demonstrações financeiras, é necessário utilizar estimativas para contabilizar certos ativos, passivos e outras transações. As demonstrações financeiras da Companhia incluem, portanto, estimativas referentes à seleção das vidas úteis do ativo imobilizado e do intangível, provisões necessárias para passivos contingentes, determinações de provisões para imposto de renda e outras similares. Os resultados reais podem apresentar variações em relação às estimativas.

Pronunciamentos contábeis recentes

Em 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 encerramento do exercício de 2010, com aplicação retroativa a 2009 para fins de comparabilidade.

Baseada na sua avaliação preliminar, a administração da Sociedade não espera efeitos relevantes na posição patrimonial e financeira da Sociedade em decorrência da adoção do novo conjunto de normas.

3 Descrição das principais práticas contábeis adotadas

(a) Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. A Sociedade está em fase exploratória, não tendo até 30 de setembro de 2010 nenhuma produção de hidrocarbonetos e, consequentemente, receita de vendas. Durante este período, a Sociedade somente apresentou receitas financeiras e gastos exploratórios e administrativos.

(b) Disponibilidades e aplicação financeira

Incluem os saldos positivos em conta movimento e aplicações financeiras com risco insignificante de mudança de seu valor de mercado.

Com a adoção das práticas emanadas pelo CPC 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 CPC 03.

As aplicações financeiras 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.

(c) Ativos de exploração e produção de petróleo e gás

A Sociedade adota o método dos esforços bem sucedidos para contabilização dos gastos com exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás. De acordo com esse método, os custos dos poços exploratórios bem sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, bem como todos os custos de desenvolvimento, devem ser capitalizados. Ainda segundo esse método, os custos de geologia e geofísica devem ser considerados despesas do exercício em que forem incorridos. Os custos com poços exploratórios secos e os relacionados a reservas não comerciais devem ser registrados no resultado do exercício em que são identificados como tal.

A depreciação dos custos capitalizados será realizada utilizando-se o método das unidades produzidas em relação às reservas provadas e desenvolvidas calculadas quando do começo da produção. Tais reservas serão estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo da Sociedade de acordo com padrões internacionais, serão revisadas anualmente (ou quando houver indicação de alteração significativa).

Os custos com a aquisição de direitos de exploração (que inclui os valores pagos a título de bônus de concessão à ANP, conforme descrito na Nota 1) são capitalizados e serão amortizados pelo método das unidades produzidas em relação às reservas provadas. Na hipótese de devolução parcial de áreas de exploração à ANP, os custos de exploração das áreas devolvidas, quantificados de forma proporcional em relação ao total da área total originalmente adquirida para exploração, serão baixados ao resultado do exercício em que tais áreas forem devolvidas.

Os custos capitalizados e os bens e direitos relacionados a cada área serão revisados anualmente para identificação de possíveis perdas em seu valor de recuperação, com base no fluxo de caixa futuro estimado desses ativos.

Nas datas das demonstrações financeiras, os ativos relacionados a exploração e produção de óleo e gás estão classificados como Intangíveis, por corresponderem exclusivamente aos bônus de assinatura dos campos adquiridos em 2008. Os gastos incorridos em 2010 e 2009 referem-se às pesquisas sísmicas e geológicas contratadas e estão registrados no resultado do exercício.

Os custos dos encargos sobre eventuais empréstimos tomados para financiar as atividades de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás, bem como a respectiva variação cambial se os valores de tais empréstimos estiverem denominados em moeda estrangeira, serão capitalizados durante o período necessário para executar e preparar o ativo para o uso pretendido.

A obrigação futura com abandono de uma área de produção (abandono de poços, desmantelamento e restauração da área) deve ser contabilizada pelo seu valor presente, descontada a uma taxa livre de risco, a ser registrada no momento em que for criada a obrigação, normalmente no momento da instalação do bem, como parte dos custos dos ativos a serem abandonados no futuro, em contrapartida à provisão para tais gastos, registrada no passivo.

Redução ao valor recuperável de ativos

Os ativos de exploração e produção de petróleo e gás, os outros ativos imobilizados e outros ativos não circulantes são revistos anualmente para se identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou ainda, sempre que eventos ou alterações nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando este for o caso, o valor recuperável é calculado para verificar se há perda. Quando houver perda, ela é reconhecida pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável, que é o maior entre o preço líquido de venda e o valor em uso de um ativo. Para fins de avaliação do valor recuperável, os ativos são agrupados no menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente.

(d) Outros ativos e passivos

Um ativo é reconhecido no balanço quando é provável que seus benefícios econômicos futuros sejam gerados em favor da Sociedade e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança.

De acordo com o disposto no CPC08, os custos de transação diretamente atribuídos às operações de captação de recursos são capitalizados.

Um passivo é reconhecido no balanço quando a Sociedade 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.

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.

(e) Tributos diferidos

O valor dos tributos diferidos é composto pelo imposto de renda e a contribuição social diferidas calculadas sobre os prejuízos fiscais do imposto de renda, a base negativa de contribuição social e as eventuais diferenças temporárias entre as bases de cálculo para fins de tributação de ativos e passivos e os correspondentes valores contábeis registrados nas demonstrações financeiras. As alíquotas desses impostos, definidas atualmente para determinação desses créditos diferidos, são de 25% para o imposto de renda e de 9% para a contribuição social.

Os tributos diferidos ativos são reconhecidos na extensão em que seja provável que o lucro futuro tributável esteja disponível para ser utilizado na compensação das diferenças temporárias e/ou prejuízos fiscais, com base em projeções de resultados futuros elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que podem, portanto, sofrer alterações.

4 Caixa e equivalentes de caixa

A Sociedade mantém conta corrente no HSBC Bank Brasil S/A no valor de R$ 430 em 30 de setembro de 2010 (2009- R$ 93).

5 Aplicação financeira

A Karoon Petróleo mantém aplicação financeira no BNP Paribas Brasil S.A. no valor de R$ 18.557 em 30 de setembro de 2010 (2009 - R$ 16.651).

A aplicação financeira foi feita como garantia à ANP para cumprimento de obrigações com este órgão, em um fundo gerido pelo Banco BNP Paribas Brasil S.A. e garante uma renda fixa mínima de 11,5% a.a. Esta operação foi iniciada em 4 de março de 2008 e tem vigência até o 12 de setembro de 2011, totalizando o valor de R$ 20.566 naquela data. Portanto, já está reconhecida pelo seu valor justo, em contrapartida do resultado do período.

6 Intangível e imobilizado

Bônus de assinatura	**2010**	**2009**
Bloco S-M-1037	6.246	6.246
Bloco S-M-1102	6.506	6.506
Bloco S-M-1101	5.459	5.459
Bloco S-M-1165	5.868	5.868
Bloco S-M-1166	5.986	5.986
	30.065	30.065

A Sociedade adquiriu R$ 197 em ativos fixos para uso no escritório, tais como móveis e utensílios, equipamentos de informática, software e benfeitorias em imóveis de terceiros. Adicionalmente, a Sociedade possui R$ 13 referentes a software (direito de uso), classificados no intangível.

7 Tributos e contribuições sociais

Referem-se a retenções nos pagamentos para prestadores de serviços e encargos de folha de pagamento, devidamente quitados em outubro de 2010.

8 Patrimônio líquido

(a) Capital social

A Sociedade foi constituída em 7 de fevereiro de 2008 com o capital social de R$ 10 representativo de 10.000 quotas, com valor nominal de R$ 1,00 cada.

Posteriormente foram realizados aumentos de capital conforme alterações contratuais, demonstrados a seguir:

Data	Valor do capital social	Contrato social
7 de fevereiro de 2008	10	Original
21 de fevereiro de 2008	47.277	1ª alteração
17 de outubro de 2008	44.277	3ª alteração
8 de janeiro de 2009	45.500	4ª alteração
8 de abril de 2009	47.000	5ª alteração
24 de agosto de 2009	78.700	6ª alteração

Em 30 de setembro de 2010, o valor do capital a integralizar era de R$ 2.297. Conforme contrato social, a integralização deverá ocorrer até 24 de agosto de 2014 em moeda corrente nacional e/ou em bens.

(b) Prejuízos acumulados

A Sociedade apurou prejuízo fiscal nos períodos findos em 30 de setembro de 2010 e 2009.

Dessa forma, em 30 de setembro de 2010, a Sociedade apresenta em seus registros fiscais o montante de R$ 30.881 a compensar com lucros tributários futuros.

9 Seguros

A Sociedade contratou junto a Tokyo Marine Brasil Seguradora, seguro para cobertura de aluguel de máquinas e equipamentos para extração de petróleo e gás, no valor de R$ 669. A vigência do seguro foi de 18 de agosto de 2010 a 30 de setembro de 2010. 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 à sua adequação pela Administração da Companhia.

10 Gastos com emissão de ações

Referem-se a gastos com serviços profissionais (assessores legais, financeiros e contábeis) relacionados diretamente ao processo de abertura de capital junto à CVM; em conexão à oferta pública inicial mencionada na Nota 1.

11 Instrumentos financeiros

(i) Considerações sobre riscos

(a) Risco de crédito

A Sociedade possui somente aplicações financeiras em banco de primeira linha, caixa e equivalentes de caixa e adiantamentos a fornecedores, e por esse fato, esse risco é considerado baixo.

(b) Risco de moeda

A Sociedade não possui obrigações em moeda estrangeira e desta forma não possui este tipo de risco.

(c) Risco de taxa de juros

As taxas de juros contratadas sobre aplicações financeiras estão mencionadas na Nota 5.

(d) Risco de liquidez

A Sociedade, pelas características de suas operações, trabalha com um baixo nível de alavancagem e sem necessidade de empréstimos. Diante desse fato, a Administração entende que, de forma geral, o risco de liquidez é muito baixo.

(ii) Valorização dos instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros ativos e passivos estão descritos a seguir, bem como os critérios para sua valorização:

(a) Caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e adiantamento a fornecedores

O valor de mercado desses ativos não difere significativamente dos valores apresentados nas demonstrações financeiras. As taxas pactuadas refletem as condições usuais de mercado.

(b) Empréstimos e financiamentos

A Sociedade não possui empréstimos e financiamentos.

(c) Instrumentos financeiros derivativos

A Sociedade não possui instrumentos financeiros derivativos.

12 Outros compromissos

Conforme requerido pelo Contrato de Concessão dos blocos S-M 1037, S-M-1102, S-M-1101, S-M-1165, S-M-1166, a Sociedade deve apresentar à ANP, no início de cada período exploratório, o valor estimado do Programa Exploratório Mínimo e, uma vez que esse seja aceito, a Sociedade deve obter uma garantia financeira para a realização dessas atividades. Dessa forma, a Sociedade contratou junto ao BNP Paribas Brasil S.A. uma fiança bancária no valor de R$ 13.914 mil.

13 Eventos subsequentes

Em 5 de outubro de 2010 a Sociedade aprovou um aumento de capital no valor de R$ 5.182, que foi totalmente integralizado, totalizando um capital social de R$ 83.882 a partir dessa data.

* * *

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A., sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Farme de Amoedo, nº 56 – 8º Andar, Ipanema, CEP 22420-020, inscrita no CNPJ sob o nº 09.347.916/0001-97 ("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 período/trimestre encerrado em 30 de Setembro de 2010.

Rio de Janeiro, 15 de Outubro de 2010.

Juliano Magalhães Macedo
Diretor-Presidente, de Exploração e de Relações Com Investidores

Karen Motta Albuquerque
Diretora-Financeira

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da KAROON PETRÓLEO & GÁS S.A., sociedade por ações, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Farme de Amoedo, nº 56 – 8º Andar, Ipanema, CEP 22420-020, inscrita no CNPJ sob o nº 09.347.916/0001-97 ("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 opiniões expressas no relatório de revisão especial dos auditores independentes da Companhia (PriceWaterhouse Coopers Auditores Independentes) referentes às demonstrações financeiras da Companhia para o período/trimestre encerrado em 30 de Setembro de 2010.

Rio de Janeiro, 15 de Outubro de 2010.

Juliano Magalhães Macedo
Diretor-Presidente, de Exploração e de Relações Com Investidores

Karen Motta Albuquerque
Diretora-Financeira

Senhores Acionistas,

A Administração da Karoon Petróleo e Gás S.A., em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias as Demonstrações financeiras relativas ao exercício social findo em 30 de setembro de 2010, acompanhadas do parecer dos Auditores Independentes, datado de 15 de Outubro de 2010.

DESCRIÇÃO DOS NEGÓCIOS

Somos empresa independente de exploração de petróleo com atuação concentrada na América do Sul e membro do Grupo Karoon, controlado pela Karoon Austrália, empresa australiana de grande porte no setor de exploração de petróleo e gás, cujas ações estão listadas na Bolsa de Valores da Austrália (Australian Securities Exchange). O Grupo Karoon possui experiência comprovada na exploração de recursos petrolíferos e associou-se à ConocoPhillips, Inc. para avaliar o Campo Poseidon, no litoral oeste da Austrália, o qual possui recursos contingentes líquidos de gás estimados em 17,4 trilhões de pés cúbicos (avaliação otimista). Somos atualmente e continuaremos sendo, por meio de um contrato celebrado com a Karoon Austrália, o veículo exclusivo por meio do qual o Grupo Karoon explorará e desenvolverá recursos petrolíferos na América do Sul.

As nossas operações estão estruturadas nos seguintes pilares: (i) ativos que acreditamos estarem em bacias comprovadas e altamente prolíficas com sistemas ativos de produção de petróleo; (ii) portfolio diversificado de blocos com alto potencial exploratório de petróleo; (iii) uso de técnicas sísmicas e outras técnicas de exploração de última geração; (iv) um bem sucedido acionista controlador com ampla experiência setorial e administrativa para apoiar a nossa experiente administração e os nossos consultores de petróleo e gás; e (v) associações estratégicas com empresas líderes no setor de petróleo e gás, por meio da celebração de contratos de farm-in e farm-out e consórcios para participação em licitações.

Até a data dessas demonstrações, nós e o Grupo Karoon utilizamos esses pilares para identificar e adquirir um portfolio significativo e diversificado de prospectos exploratórios de petróleo em áreas litorâneas e continentais no Brasil e no Peru. Na Bacia de Santos, no Brasil, possuímos 100% de participação em cinco blocos exploratórios nos quais somos operadores, e celebramos um contrato pelo qual, sujeito à aprovação regulatória da ANP, adquiriremos 20% de participação em dois blocos exploratórios, operados pela empresa estatal brasileira de petróleo e gás, Petrobras. A Bacia de Santos é a região das maiores descobertas recentes da Petrobras e seus parceiros, incluindo os Campos Tupi e Carioca, juntamente com os Campos Júpiter, Guará e Iara, cada qual revelado como campo com potencial de exploração de vários bilhões de barris. No Peru, o Grupo Karoon possui 75% de participação em um bloco exploratório litorâneo na Bacia de Tumbes (sujeita à conclusão de algumas obrigações de farm-in e à aprovação pela Perupetro e pelo governo peruano) e uma participação de 100% em um bloco exploratório continental na Bacia de Marañón.

Nós e o Grupo Karoon desenvolvemos um trabalho geotécnico significativo com relação aos nossos respectivos blocos de exploração, o que nos permitiu identificar a presença de 12 principais prospectos até a data deste Prospecto. Informações resumidas a respeito dos nossos prospectos exploratórios e dos prospectos exploratórios do Grupo Karoon nos mencionados blocos exploratórios podem ser encontradas na tabela abaixo:

Prospectos exploratórios	Bacias	Blocos exploratórios	Local	Participação	Operador
Brasil					
Morro da Igreja	Santos	S-1102-1037	Litoral	100%	Companhia
Charlie	Santos	S-1166	Litoral	100%	Companhia
Pré-Sal	Santos	S-1102	Litoral	100%	Companhia
Pico do Jaraguá	Santos	S-1101-1165	Litoral	100%	Companhia
Monte Roraima	Santos	S-1166	Litoral	100%	Companhia
Açores[1]	Santos	S-1352	Litoral	20%	Petrobras
Marujá[1]	Santos	S-1352	Litoral	20%	Petrobras
Peru					
A[2]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[4]
B[2]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[4]
D[2]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[4]
G[4]	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[4]
B-144[2]	Marañón	144	Continental	100%	Karoon KEI (Peru 112) Pty Ltd.[4]

[1] O contrato celebrado por nós para adquirir 20% de participação nesses blocos está sujeito à aprovação regulatória da ANP.
[2] Após a conclusão bem sucedida da nossa reestruturação societária, conforme descrito em Nota explicativa às demonstrações financeiras, assumiremos a titularidade da totalidade do capital social das Sociedades Australianas, que detêm as participações do Grupo Karoon nesses blocos exploratórios.

Contratamos a DeGolyer & MacNaughton, uma das maiores e mais respeitadas empresas de consultoria independente do mercado internacional em certificação de reservas para a indústria de petróleo e gás, com mais de 70 anos de experiência, para elaborar o Estudo de Viabilidade compreendendo os blocos exploratórios de nossa propriedade integral na Bacia de Santos, os Blocos em Joint Venture e os blocos exploratórios peruanos do Grupo Karoon.

RESULTADOS FINANCEIROS

Por encontrar-se em fase pré-operacional, a Companhia não auferiu lucros período em questão, não havendo, portanto, distribuição de dividendos nem retenções de lucro.

AUDITOR INDEPENDENTE

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381 de 14 de janeiro de 2003 e demais Normas e Deliberações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, a Karoon Petróleo e Gás S.A. esclarece que a Price WaterhouseCoopers prestou a esta Empresa os serviços de auditoria independente em 2010.

AGRADECIMENTOS

Finalizando, agradecemos a confiança e o apoio dos Senhores Acionistas, bem como a dedicação e o empenho de todos os que, direta ou indiretamente, contribuíram para o sucesso da gestão da Karoon Petróleo e Gás em 2010.

Rio de Janeiro, 15 de Outubro de 2010.

A Administração

[página intencionalmente deixada em branco]

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DA KEI (PERU Z38) PTY LTD. E DA KEI (PERU 112) PTY LTD. RELATIVAS AOS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2010 E 2009 E PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

[página intencionalmente deixada em branco]

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru Z38) Pty Ltd.

Demonstrações financeiras em 30 de junho de 2010 e parecer dos auditores independentes

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers
Rua da Candelária, 65 11º, 14º, 15º e 16º
Cjs. 1302 a 1304
20091-020 Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 949
Telefone (21) 3232-6112
Fax (21) 2516-6319
pwc.com/br

(Tradução livre do original em inglês)

Parecer dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
KEI (Peru Z38) Pty Ltd.

Parecer sobre as demonstrações financeiras

Examinamos as demonstrações financeiras da KEI (Peru Z38) Pty Ltd., que incluem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2010 e as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa dos exercícios findos nessa data e um resumo das principais políticas contábeis e outras notas explicativas.

Responsabilidade da administração em relação às demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação destas demonstrações financeiras de acordo com o padrão internacional de apresentação das demonstrações financeiras (*International Financial Reporting Standards* - IFRS). Essa responsabilidade inclui: planejar, implementar e manter os controles internos relevantes para a preparação e adequada apresentação das demonstrações financeiras que não possuem distorções, seja devido a fraude ou erro; escolher e aplicar as políticas contábeis adequadas; e fazer as estimativas contábeis razoáveis nas circunstâncias.

Responsabilidade do auditor

Nossa responsabilidade é a de emitir parecer sobre essas demonstrações financeiras. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, que requerem que cumpramos as exigências éticas e planejemos e realizemos a auditoria com o objetivo de comprovar a adequada apresentação das demonstrações financeiras em todos os seus aspectos relevantes.

Esses exames compreendem a constatação de evidências de auditoria dos valores e informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, inclusive da avaliação dos riscos de distorção relevante das demonstrações financeiras, seja devido a fraude ou erro. Ao fazer

KEI (Peru Z38) Pty Ltd.

essas avaliações do risco, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e apresentação adequada das demonstrações financeiras para realizar procedimentos de auditoria que sejam adequados nas circunstâncias, mas não com o objetivo de emitir um parecer sobre a eficácia dos controles internos da entidade. Um exame de auditoria também inclui a avaliação da adequabilidade das políticas contábeis adotadas e da razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria que obtivemos seja suficiente e adequada para fornecer uma base para nosso parecer de auditoria.

Parecer

Somos de parecer que as referidas demonstrações financeiras apresentam adequadamente a posição financeira da Companhia em 30 de junho de 2010, e seu desempenho financeiro e seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com os *International Financial Reporting Standards.*

Parágrafo de ênfase

Sem fazer ressalvas ao nosso parecer, chamamos sua atenção para a Nota 1 às demonstrações financeiras, que indica que a Companhia atualmente está em fase de exploração e, portanto, suas operações dependem do apoio financeiro da controladora final, Karoon Gas Australia Ltd.

Essas condições indicam a existência de incertezas relevantes que podem suscitar dúvidas substanciais sobre sua continuidade operacional.

Rio de Janeiro, 3 de setembro de 2010

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Demonstrações Financeiras com Propósito Geral

Exercício findo em 30 de junho de 2010

ABN 56 128 933 899

Índice

Demonstrações Financeiras

Notas explicativas às demonstrações financeiras

Declaração da Diretoria

Parecer dos auditores independentes

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Demonstrações Financeiras

Exercício findo em 30 de junho de 2010

Demonstração do resultado abrangente

Demonstração das origens e aplicações de recursos

Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Demonstração do fluxo de caixa

Notas explicativas às demonstrações financeiras	**Nota**
Resumo das principais políticas contábeis	7
Estimativas contábeis, premissas e julgamentos relevantes	11
Gerenciamento de Risco Financeiro	12
Receitas	17
Despesas	17
Imposto de renda	17
Remuneração do auditor externo	18
Dividendos	18
Caixa e equivalentes de caixa	18
Contas a receber	18
Gastos com exploração e avaliação a compensar	19
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	19
Capital emitido	20
Informações sobre o segmento	20
Operação de joint venture	21
Passivos e ativos contingentes	22
Transações entre partes relacionadas	23
Compromissos	23
Outras informações financeiras	24
Dependência econômica	25
Eventos subsequentes	25

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Demonstração do resultado abrangente

Exercício findo em 30 de junho de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	2010 R$	2009 R$
Receitas	4	80	-
Outras receitas	4	73.567	-
Receita total e outras receitas		73.647	-
Honorários contábeis		(32.285)	(21.562)
Remuneração do auditor externo	7	(14.891)	-
Honorários de consultoria		(2.172)	-
Custos financeiros	5	(3.783)	(16.078)
Honorários legais		(87.381)	(29.181)
Prejuízos com moeda estrangeira, líquidos	5	-	(7.193)
Custos com propriedade		(34.299)	(799)
Despesas com viagens e hospedagem		(119.951)	-
Outras despesas com administração		(179.321)	-
Outras despesas		(35.582)	(1.381)
Total das despesas		(509.665)	(76.194)
Prejuízo antes do imposto de renda		(436.018)	(76.194)
Despesa de imposto de renda	6	-	-
Prejuízo no exercício		(436.018)	(76.194)
Outros resultados abrangentes:			
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação		1.893.721	(1.157.058)
Imposto de renda relativo a componentes de outros resultados abrangentes		-	-
Total do resultado abrangente no exercício		1.457.703	(1.233.252)

A demonstração do resultado abrangente acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Demonstração das origens e aplicações de recursos

Em 30 de junho de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	2010 R$	2009 R$
Ativos circulantes			
Caixa e equivalentes de caixa	9	328.011	61.984
Contas a receber	10	5.096.354	1.415.419
Total do ativo circulante		5.424.365	1.477.403
Ativos não circulantes			
Contas a receber	10	38.782	27.338
Gastos com exploração e avaliação a compensar	11	34.412.702	10.365.831
Total do ativo não circulante		34.451.484	10.393.169
Total do ativo		39.875.849	11.870.572
Passivo circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	12	2.072.028	966.910
Total do passivo circulante		2.072.028	966.910
Passivo não circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	12	37.580.062	12.137.606
Total do passivo não circulante		37.580.062	12.137.606
Total do passivo		39.652.090	13.104.516
Ativo líquido (passivo líquido)		223.759	(1.233.944)
Patrimônio			
Capital emitido	13	5	5
Prejuízos acumulados		(512.667)	(76.649)
Reserva de conversão de moeda estrangeira		736.421	(1.157.300)
Total do patrimônio		223.759	(1.233.944)

A demonstração das origens e aplicações de recursos acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Exercício findo em 30 de junho de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Capital emitido	Prejuízos acumulados	Reserva de conversão de moeda estrangeira	Total do patrimônio
	R$	R$	R$	R$
Em 1o. de julho de 2008	5	(455)	(242)	(692)
Prejuízo no exercício	-	(76.194)	-	(76.194)
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	(1.157.058)	(1.157.058)
Total do resultado abrangente no exercício	-	(76.194)	(1.157.058)	(1.233.252)
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de junho de 2009	5	(76.649)	(1.157.300)	(1.233.944)
Prejuízo no exercício	-	(436.018)	-	(436.018)
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	1.893.721	1.893.721
Total do resultado abrangente no exercício	-	(436.018)	1.893.721	1.457.703
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de junho de 2010	5	(512.667)	736.421	223.759

A demonstração das mutações no patrimônio líquido acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Demonstração do fluxo de caixa

Exercício findo em 30 de junho de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	2010 R$	2009 R$
Fluxo de caixa de atividades operacionais			
Receitas de clientes (incluindo reembolso de GST, imposto equivalente ao ICMS)		93.892	46.366
Pagamentos a fornecedores e empregados (inclusive GST)		(4.233.154)	(1.514.708)
Juros recebidos		80	-
Juros e outros custos financeiros pagos		(3.783)	(16.078)
Fluxo de caixa utilizado em atividades operacionais, líquido	9(a)	(4.142.965)	(1.484.420)
Fluxo de caixa de atividades de investimento			
Pagamentos de gastos com exploração e avaliação		(21.022.020)	(10.561.317)
Fluxo de caixa utilizado em atividades de investimento, líquido		(21.022.020)	(10.561.317)
Fluxo de caixa de atividades de financiamento			
Provisão de recursos da controladora imediata		25.431.012	12.099.756
Fluxo de caixa gerado por atividades financeiras, líquido		25.431.012	12.099.756
Aumento (diminuição) no caixa e equivalentes de caixa, líquido		266.027	54.019
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		61.984	7.965
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	9	328.011	61.984

A demonstração do fluxo de caixa acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis

KEI (Peru Z38) Pty Ltd é uma "proprietary company" (sociedade limitada por ações detidas por uma empresa estrangeira), formada e domiciliada na Austrália. A sede da Karoon Gas Australia Ltd. e o principal local da empresa localizam-se em Office 7A, 34-38 Lochiel Avenue, Mount Martha, VIC, 3934. A empresa tem uma filial no Peru: KEI (Peru Z38) Pty Ltd, Sucursal del Peru.

A companhia foi formada em 17 de dezembro de 2007.

A controladora direta é a Karoon Energy International Ltd. A controladora final é a Karoon Gas Australia Ltd.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd não é uma empresa que apresenta relatório, mas está preparando as demonstrações financeiras com propósitos gerais com o objetivo único de possivelmente ter ações negociadas na bolsa de valores do Brasil.

A seguir, apresentamos um resumo das principais políticas contábeis adotadas pela Companhia na elaboração destas demonstrações financeiras com propósitos gerais. As políticas contábeis foram aplicadas consistentemente entre os exercícios financeiros, a não ser quando indicado de outra maneira.

(a) Base de elaboração

Estas demonstrações financeiras com propósitos gerais foram elaboradas de acordo com as Normas de Contabilidade Australianas relevantes, Interpretações do Grupo sobre Questões Urgentes e outros pronunciamentos em vigor do Comitê de Normas Contábeis da Austrália ("AASB").

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no regime de competência de acordo com a convenção do custo histórico, conforme modificado, quando relevante, pela reavaliação dos ativos e passivos financeiros selecionados, para os quais a base contábil do valor justo foi aplicada.

Conformidade com o padrão internacional de apresentação das demonstrações financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS)

Estas demonstrações financeiras também contemplam os IFRS emitidos pelo Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB).

Empresa em atividade

Para o exercício findo em 30 de junho de 2010, a Companhia tinha saídas de caixa líquido operacionais no valor de R$4.142.965 (2009: R$1.484.420) e saídas de caixa líquido de investimento no valor de R$21.022.020 (2009: R$10.561.317). Esses fluxos de caixa foram utilizados para financiar o programa de exploração da Companhia, que tem o comprometimento de atuar de acordo com suas obrigações relativas a licenças. O financiamento para cumprir esse compromisso foi fornecido pela controladora final da Companhia, a Karoon Gas Australia Ltd. O Conselho de Administração da Karoon Gas Australia Ltd. apresentou uma garantia de no mínimo doze meses a partir de 3 de setembro de 2010 de que a amortização desses valores ficará subordinada em favor de todos os outros credores. A Karoon Gas Australia Ltd. também aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia como e quando for necessário permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brasil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações

A Karoon Gas Australia Ltd. foi avaliada como uma empresa em atividade que cumprirá suas obrigações financeiras no próximo período de 12 meses e, assim, fornecer apoio financeiro suficiente para a Companhia, desde a data da assinatura da Declaração dos Diretores da Companhia, com base na habilidade da controladora para: vender os direitos de concessão ("farm-out") de suas permissões para exploração a fim de financiar compromissos futuros relacionados a gastos com exploração; levantar capital adicional através da emissão de novas ações ordinárias para cumprir as exigências de capital circulante e/ou defasagens nos compromissos relativos a gastos com exploração; e/ou administrar seu caixa existente e os fluxos de caixa futuros para cumprir as suas obrigações atuais e planos futuros.

Estimativas contábeis, premissas e julgamentos relevantes

A elaboração das demonstrações financeiras requer o uso de determinadas estimativas contábeis relevantes. Também requer que a administração exerça seu julgamento no processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia. As áreas envolvendo um alto grau de julgamento ou complexidade, ou áreas onde as premissas e estimativas são relevantes para as demonstrações financeiras estão apresentadas na Nota 2.

Apresentação das demonstrações financeiras

A Companhia aplicou o *AASB 101 'Apresentação das Demonstrações Financeiras'* revisado, que entrou em vigor em 1o. de janeiro de 2009. A norma revisada requer a apresentação separada de uma demonstração do resultado abrangente e uma demonstração das mutações do patrimônio líquido. Todas as alterações no patrimônio relativas a não-acionistas são apresentadas na demonstração do resultado abrangente.

(b) Receita

A receita é reconhecida e mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber na medida em que é provável que os benefícios econômicos fluirão para a Companhia e a receita possa ser mensurada de maneira confiável. Os critérios de reconhecimento específicos abaixo também devem ser atendidos antes de a receita ser reconhecida:

Receita de vendas

A receita da venda de mercadorias é reconhecida na entrega das mercadorias ao comprador, e todos os riscos e benefícios relevantes da propriedade são transferidos. A receita da prestação de um serviço é reconhecida quando o serviço é entregue. Todas as receitas são demonstradas, líquidas do GST.

Receita de dividendos

A receita de dividendos é reconhecida depois que o direito de receber um dividendo tiver sido estabelecido.

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis (continuação)

Receita de juros

A receita de juros é reconhecida utilizando-se o método da taxa de juros efetiva, que, para ativos financeiros com taxas variáveis, é a taxa inerente no ativo financeiro relevante.

(c) Transações e saldos em moeda estrangeira

Moeda funcional e de apresentação

Itens incluídos nas demonstrações financeiras são mensurados utilizando-se a moeda do ambiente econômico principal, no qual a Companhia ou filial opera (a "moeda funcional"). Estas demonstrações financeiras são apresentadas em Real ("R$"), que é a moeda de apresentação da Companhia para fins destas demonstrações financeiras com propósitos gerais.

Todas as referências, nestas demonstrações financeiras, a "reais" ou o símbolo "R$" dizem respeito à moeda legal do Brasil, o Real. Todas as referências ao "dólar norte-americano" ou ao símbolo "USD" dizem respeito à moeda legal dos Estados Unidos, o dólar norte-americano. Todas as referências ao "dólar australiano" ou ao símbolo "AUD" dizem respeito à moeda legal da Austrália, o dólar australiano.

Transações e saldos

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizando-se as taxas de câmbio prevalecentes nas datas das transações. Os ganhos e perdas em moeda funcional resultantes da liquidação dessas transações e da conversão pelas taxas de câmbio no final do exercício dos ativos e passivos monetários denominados em moedas estrangeiras estão reconhecidos na demonstração do resultado abrangente.

Itens não-monetários mensurados ao custo histórico continuam a ser avaliados pela taxa de câmbio na data da transação. As diferenças cambiais que surgem da conversão dos itens não-monetários são reconhecidas diretamente no patrimônio, na medida em que o ganho ou prejuízo é reconhecido diretamente no patrimônio; caso contrário, as diferenças cambiais são reconhecidas na demonstração do resultado abrangente.

(d) Imposto de renda e outros impostos

Imposto atual

A despesa de imposto de renda atual é calculada tendo como referência o valor dos impostos de renda a pagar ou a recuperar no que diz respeito ao lucro ou prejuízo real no período financeiro. É calculada utilizando as alíquotas que foram promulgadas ou são substantivamente estabelecidas por data de apresentação do relatório. O imposto atual para os períodos financeiros atuais e anteriores é reconhecido como um passivo (ou ativo) na medida em que não é pago ou (reembolsável) e é calculado pela alíquota corporativa prevalecente de 30% no Peru e na Austrália (2009: 30%).

Imposto diferido

O imposto diferido é contabilizado utilizando-se o método do passivo na demonstração das origens e aplicações de recursos em relação às diferenças temporárias que surgem entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis para fins de apresentação de relatório financeiro. A base fiscal de um ativo ou passivo é o valor atribuído àquele ativo ou passivo para fins fiscais.

Nenhum imposto de renda diferido será reconhecido a partir do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo, excluindo-se uma combinação de negócios, em que não há efeito no lucro ou prejuízo contábil ou real.

O imposto diferido é calculado pelas alíquotas cuja aplicação é esperada no período financeiro quando o ativo é realizado ou o passivo é liquidado. O imposto diferido é creditado, exceto quando se relaciona aos itens que podem ser creditados diretamente ao patrimônio, caso em que o imposto diferido é ajustado diretamente contra o patrimônio.

Os ativos de imposto de renda diferido são reconhecidos na medida em que é provável que valores tributáveis suficientes estarão disponíveis e contra os quais as diferenças tributárias temporárias dedutíveis ou os prejuízos fiscais não utilizados e as compensações fiscais possam ser utilizados.

Os ativos e passivos do imposto diferido são compensados quando há um direito legalmente aplicável de compensar os ativos e passivos fiscais atuais e quando os saldos do imposto diferido se relacionam com a mesma autoridade fiscal. Os ativos e passivos fiscais atuais são compensados quando a Companhia tem um direito legalmente aplicável e pretende tanto liquidá-lo após todas as reduções ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

O valor dos benefícios calculado ou que pode ser realizado no futuro está baseado na premissa de que nenhuma modificação adversa ocorrerá na legislação do imposto de renda e na previsão de que a Companhia obterá receita tributável futura suficiente para permitir que o benefício seja realizado e cumpra com as condições de dedutibilidade impostas por lei.

Consolidação fiscal

A Companhia e suas controladas integrais australianas são parte de um grupo que adota o imposto de renda consolidado de acordo com a lei de tributação da Austrália, juntamente com a Karoon Gas Australia Ltd. A Karoon Gas Australia Ltd. é a principal empresa do grupo que adota o imposto de renda consolidado. Despesa/receita tributária, passivo e ativo do imposto diferido resultantes de diferenças tributárias temporárias dos membros do grupo que adota o imposto de renda consolidado são reconhecidos nas demonstrações financeiras separadas dos membros do grupo que adota o imposto de renda consolidado utilizando a abordagem de "contribuinte individual" por referência aos valores contábeis nas demonstrações financeiras separadas de cada companhia e nos valores fiscais aplicados de acordo com a consolidação fiscal. Os passivos e ativos fiscais atuais e os ativos do imposto diferido que surgem de prejuízos fiscais não utilizados e créditos fiscais de membros do grupo que adota o imposto de renda consolidado são reconhecidos pela Karoon Gas Australia Ltd. (como controladora do grupo que adota o imposto de renda consolidado).

Devido à existência de um contrato de financiamento de imposto entre as companhias do grupo que adota o imposto de renda consolidado, cada companhia contribui com o imposto de renda a pagar ou a receber proporcionalmente à sua contribuição com o lucro real do grupo que adota o imposto de renda consolidado. As diferenças entre os valores dos ativos e passivos fiscais líquidos não reconhecidos e os valores líquidos reconhecidos de acordo com o contrato de financiamento são reconhecidas como uma contribuição pela controladora ou como distribuição para a controladora.

(d) Imposto de renda e outros impostos (continuação)

Imposto sobre Mercadoria e Serviços ("GST")

Receitas, despesas e bens são reconhecidos líquidos do valor do GST, exceto quando o valor do GST incorrido não é passível de ser recuperado da Receita Federal da Austrália ("Australian Taxation Office - ATO"). Nessas circunstâncias, o GST é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do patrimônio ou como parte de um item de despesa.

As contas a receber e a pagar com o GST incluído são demonstradas na demonstração das origens e aplicações de recursos.

O valor líquido de GST a recuperar da ATO ou a pagar à ATO está incluído como outras contas a receber atuais ou contas a pagar diversas, respectivamente, na demonstração das origens e aplicações de recursos.

Os fluxos de caixa totais estão incluídos na demonstração dos fluxos de caixa. Os componentes do GST dos fluxos de caixa resultantes de atividades de investimento e financiamento, a recuperar da ATO ou a pagar à ATO, são classificados como fluxos de caixa operacionais.

Os compromissos e contingências são divulgados, líquidos do valor do GST a recuperar da ATO ou a pagar à ATO.

(e) Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa na demonstração das origens e aplicações de recursos compreendem dinheiro depositado em bancos ou dinheiro em caixa (incluindo a parcela dos saldos de caixa nas operações de joint venture) e depósitos bancários de curto prazo que são prontamente conversíveis a valores conhecidos de caixa e que estão sujeitos a risco imaterial de mudanças no valor.

Para fins da demonstração do fluxo de caixa, o caixa é composto por caixa e equivalentes de caixa, como definido acima, líquido de saques a descoberto em aberto. Quando relevante, os saques a descoberto são incluídos no passivo remunerado corrente, na demonstração das origens e aplicações de recursos.

(f) Contas a receber

Contas a receber, que geralmente possuem prazo de 30 dias, são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e subsequentemente são mensuradas ao custo amortizado, utilizando-se o método de juros em vigor, menos quaisquer prejuízos de "impairment" acumulados. Elas estão incluídas no ativo circulante, exceto aquelas com vencimento acima de um ano após o fim do período de apresentação do relatório, que são classificadas como ativos não circulantes.

Os fluxos de caixa relativos às contas a receber não são descontados se o efeito do desconto for imaterial.

A cobrabilidade das contas a receber é revisada continuamente. As contas a receber individuais conhecidas por serem incobráveis são baixadas quando identificadas.

As contas a receber são testadas para "impairment" de acordo com a política contábil descrita na Nota 1(h). Uma provisão para "impairment" é reconhecida quando há evidência objetiva de que a Companhia não conseguirá cobrar esses valores a receber. O valor do prejuízo com "impairment" é o valor contábil a receber comparado com o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados quando revelante, pela taxa de juros efetiva original.

(g) Gastos com exploração e avaliação

Gastos com atividades de exploração e avaliação são contabilizados de acordo com o método da "área de interesse" do AASB 6 "Exploração e Avaliação de Recursos Minerais". O gasto com exploração e avaliação é capitalizado ao custo, como um intangível, contanto que o direito à posse da área de interesse seja atual e:

- Espera-se que as atividades de exploração e avaliação sejam recuperadas por meio de desenvolvimento e exploração bem-sucedidos da área de interesse ou, alternativamente, pela sua venda; ou
- Que as atividades de exploração e avaliação na área de interesse não tenham alcançado no final do período de reporte um estágio que permita avaliação razoável da existência de reservas ou, senão, de reservas recuperáveis economicamente, e que operações ativas e relevantes em ou em relação à área de interesse sejam contínuas.

Caso contrário, o gasto com exploração e avaliação será apropriado conforme incorrido.

Custos acumulados em relação a uma área abandonada são baixados completamente durante o período financeiro em que a decisão de abandonar a área de interesse é tomada.

Como o gasto capitalizado com exploração e avaliação não está disponível para uso, ele não é amortizado.

Os fluxos de caixa associados com o gasto com exploração e avaliação (compreendendo os valores apropriados e os capitalizados) são classificados como atividades de investimento na demonstração dos fluxos de caixa.

Quando a viabilidade técnica e comercial de extrair reservas economicamente recuperáveis foi demonstrada, qualquer gasto capitalizado com exploração e avaliação é reclassificado como gasto com desenvolvimento na demonstração das origens e aplicações de recursos. Antes da reclassificação, o gasto capitalizado com exploração e avaliação é avaliado para "impairment".

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis (continuação)

(g) Gastos com exploração e avaliação (continuação)

"Farm-out"

A Companhia não registra nenhum gasto com exploração e avaliação feito pelo "farmee" (pessoa que recebe o direito de exploração da área de exploração com operações de teste e exploração). Também não reconhece qualquer ganho ou prejuízo em seus contratos de "farm-out" relativos a exploração e avaliação, mas indica novamente qualquer gasto com exploração e avaliação capitalizado anteriormente em relação à área inteira de interesse como relativa ao interesse parcial retido.

Qualquer pagamento à vista recebido na venda ou na operação de "farm-out" de uma área dentro de uma área de exploração de interesse é compensado com o valor contábil da área particular envolvida. Quando o valor contábil total de uma área de interesse tiver sido recuperado dessa maneira, o saldo dos rendimentos será calculado como um ganho sobre a alienação.

"Impairment" de gasto capitalizado com exploração e avaliação

O valor contábil do gasto capitalizado com exploração e avaliação é avaliado para "impairment" ao nível do ativo ou da unidade geradora de caixa (que geralmente é representada por uma permissão para exploração) sempre que os fatos e circunstâncias (como definido em AASB 6) sugerirem que o valor contábil do ativo pode exceder seu valor recuperável. Se existir alguma indicação de "impairment", é calculada uma estimativa do valor a recuperar do ativo.

Uma perda por "impairment" existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa ultrapassa seu valor a recuperar estimado. O ativo ou unidade geradora de caixa é então reduzido para seu valor recuperável. As perdas por "impairment" são reconhecidas como uma despesa.

O gasto capitalizado com exploração e avaliação, que sofreu "impairment", é testado para possível estorno da perda por "impairment" sempre que fatos ou mudanças nas circunstâncias indicam que o "impairment" pode ter sido estornado.

(h) "Impairment" de ativos (redução ao valor recuperável de ativos) (outros além do gasto capitalizado com exploração e avaliação)

Todos os outros ativos circulantes e não circulantes (além dos estoques e ativos do imposto diferido) são testados para "impairment" sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil não pode ser recuperável.

A cada final de semestre financeiro, a Companhia conduz uma revisão interna de valores dos ativos que é utilizada como uma fonte de informações para avaliar os indicadores de "impairment". Fatores externos, como mudanças nas condições econômicas, também são monitorados para avaliar os indicadores de "impairment". Se existir alguma indicação de "impairment", é calculada uma estimativa do valor a recuperar do ativo.

Uma perda por "impairment" existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa ultrapassa seu valor a recuperar estimado. Então, o ativo é baixado ao seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior entre o valor justo de um ativo menos custos para venda e valor em uso. Com a finalidade de avaliar o "impairment", os ativos são agrupados pelos níveis mais baixos para os quais há entradas de caixa identificáveis separadamente que são amplamente independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (unidades geradoras de caixa).

As perdas por "impairment" são reconhecidas como despesas.

Os ativos que sofreram "impairment" são testados para um possível estorno do prejuízo por "impairment" sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o "impairment" pode ter sido estornado.

(i) Duplicatas a pagar e outras exigibilidades

Duplicatas a pagar e outras exigibilidades são avaliadas pelo custo amortizado. Devido à sua natureza de curto prazo, elas não são descontadas. Elas representam passivos de mercadorias e serviços fornecidos à Companhia antes do final do período de reporte que não são pagos e surgem quando a Companhia fica obrigada a fazer pagamentos futuros em relação à compra de mercadorias e serviços. Os valores não são garantidos e geralmente são pagos dentro de 30 dias a partir do reconhecimento. Eles são incluídos no passivo circulante, exceto aqueles com vencimentos maiores do que um ano após o final do período de reporte que são classificados como passivos não circulantes.

(j) Participações em operações de joint ventures

Os juros proporcionais em ativos, passivos, receitas e despesas de uma operação de joint venture são incorporados nas demonstrações financeiras de acordo com as contas adequadas.

A parcela de ativos e passivos da Companhia empregados nas operações da joint venture está descrita na Nota 15.

(k) Informações sobre o segmento

A Companhia aplica o AASB 8 "Segmentos Operacionais" a partir de 1o. de julho de 2009. O AASB 8 requer uma "abordagem da administração" de acordo com a qual as informações sobre o segmento são apresentadas na mesma base que aquelas usadas para fins de apresentação de relatórios internos. Consequentemente, a identificação dos segmentos reportáveis da Companhia é consistente com os relatórios internos apresentados fornecidos para o tomador de decisões operacionais.

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis (continuação)

(l) Novas Normas e Interpretações de Contabilidade Australianas para aplicação em exercícios financeiros futuros

Algumas novas Normas e Interpretações de Contabilidade Australianas foram publicadas, mas não são obrigatórias para este exercício. A avaliação da Companhia sobre o impacto dessas novas normas e interpretações australianas está demonstrada abaixo.

i. AASB 1053 'Aplicação de Níveis das Normas de Contabilidade Australianas' e AASB 2010-2 'Alterações às Normas de Contabilidade Australianas resultantes das Exigências Reduzidas de Divulgação' (em vigor a partir de 1o. de julho de 2013)

Em 30 de junho de 2010, o AASB apresentou oficialmente uma estrutura de apresentação de relatórios diferenciada revisada na Austrália. De acordo com essa estrutura, um regime de apresentação de relatórios diferenciados em dois níveis aplica-se a todas as entidades que preparam as demonstrações financeiras para fins gerais. KEI (Peru Z38) Pty Ltd. não é uma entidade que apresenta relatórios, mas está preparando as demonstrações financeiras para fins gerais conforme explicado na Nota 1(a). Nessa fase, o novo regime não afetará as demonstrações financeiras da KEI (Peru Z38) Pty Ltd.

ii. AASB 2010-3 'Alterações às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais' e AASB 2010-4 'Alterações Adicionais às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais' (em vigor a partir de 1o. de julho de 2010)

Durante junho de 2010, o AASB fez várias alterações às Normas de Contabilidade Australianas como resultado do projeto de melhorias anuais do Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB). A Companhia não espera que quaisquer ajustes sejam necessários como resultado da aplicação de regras revisadas.

iii. AASB 2009-5 Alterações Adicionais às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais (em vigor a partir de 1o. de janeiro de 2010) Durante 2009, o AASB fez várias alterações às Normas de Contabilidade Australianas como resultado do projeto de melhorias anuais do Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB). Para os períodos de reporte anuais após 1o. de janeiro de 2010, somente os gastos com exploração e avaliação capitalizados podem ser apresentados como fluxos de caixa de atividades de investimento. A Companhia não apropriou nenhum gasto com exploração e avaliação em 2010 e 2009.

A Companhia não adotou antecipadamente nenhuma das exigências para apresentação de relatórios acima.

Nota 2 Estimativas contábeis, premissas e julgamentos relevantes

As receitas e despesas e os valores contábeis de determinados ativos e passivos são frequentemente determinados com base nas estimativas e premissas de eventos futuros. Ao aplicar as políticas contábeis da Companhia, o Conselho de administração e a administração avaliam as estimativas e os julgamentos com base no conhecimento histórico e nas melhores informações atuais disponíveis. As estimativas assumem uma expectativa razoável de eventos futuros e estão baseadas nas tendências atuais e nos dados econômicos obtidos externamente ou dentro da Companhia.

Estimativas, premissas e/ou julgamentos relevantes feitos pelo Conselho de Administração e pela administração na elaboração das demonstrações financeiras foram:

(a) Gastos capitalizados com exploração e avaliação

A recuperabilidade futura dos gastos capitalizados com exploração e avaliação depende de vários fatores, inclusive se a Companhia decide explorar, ela mesma, a respectiva permissão para exploração, ou, caso contrário, se ela recupera de maneira bem-sucedida o respectivo ativo de exploração e avaliação através da venda. Fatores que poderiam afetar a futura recuperabilidade incluem o nível de reservas economicamente recuperáveis, futuras mudanças tecnológicas que poderiam causar impacto no custo do desenvolvimento, mudanças legais futuras (incluindo mudanças nas obrigações ambientais e de restauração) e mudanças nos preços das commodities. Na medida em que o gasto com exploração e avaliação capitalizado é determinado para não ser recuperável no futuro, os resultados financeiros e os ativos líquidos serão reduzidos durante o período financeiro em que esta determinação é feita.

Além disso, o gasto com exploração e avaliação é compensado com base no fato de que as atividades de avaliação e exploração nas áreas de interesse não alcançaram na data do balanço um estágio que permite uma avaliação razoável da existência de reservas ou de reservas recuperáveis economicamente; e operações ativas e relevantes em, ou em relação a, áreas de interesse estão sendo continuadas. Na medida em que é determinado no futuro que esse gasto capitalizado deve ser baixado, os resultados financeiros e os ativos líquidos serão reduzidos durante o período financeiro em que essa determinação é feita.

As informações sobre a existência razoável ou de outra forma de reservas economicamente recuperáveis são progressivamente obtidas por meio de análises e interpretações geológicas, atividades de perfuração e avaliação de prospecções durante um prazo de permissão normal. Portanto, uma avaliação razoável da existência de reservas ou de outra forma de reservas economicamente recuperáveis pode geralmente ser feita somente na conclusão daquelas atividades de exploração e avaliação.

(b) Imposto de renda

A Companhia está sujeita a impostos de renda na Austrália e no Peru, onde sua filial tem uma operação estrangeira. Há muitas transações e cálculos realizados durante o curso normal dos negócios para os quais a determinação fiscal principal é incerta. A Companhia estima seus passivos fiscais baseada no seu entendimento sobre a legislação fiscal. Quando o resultado fiscal final desses aspectos é diferente dos valores que foram registrados inicialmente, essas diferenças causarão impacto nos saldos do imposto diferido e corrente no período financeiro em que essa determinação é feita.

A Companhia não reconheceu o ativo de imposto diferido no que diz respeito a prejuízos fiscais e diferenças fiscais temporárias uma vez que a utilização futura desses prejuízos e diferenças fiscais temporárias não é considerada provável nesse momento. Avaliar a utilização futura dos prejuízos fiscais e diferenças temporárias requer que a Companhia faça estimativas significativas relacionadas com as expectativas de lucro real futuro. As estimativas de lucro real futuro são baseadas nos fluxos de caixa previstos das operações e na aplicação das leis tributárias existentes. Na medida em que a utilização futura desses prejuízos fiscais e diferenças fiscais temporárias tornam-se prováveis, isso pode resultar em mudanças relevantes nos ativos do imposto diferido reconhecido, os quais, por sua vez, causarão impacto nos resultados financeiros futuros.

Nota 3 Gerenciamento de Risco Financeiro

As atividades da Companhia a expõem a vários riscos financeiros: riscos de mercado (incluindo risco de câmbio e risco de taxa de juros); risco de crédito e risco de liquidez. O programa de gerenciamento de risco financeiro global da Companhia tem como foco a imprevisibilidade dos mercados financeiros e procura minimizar os possíveis efeitos adversos sobre o desempenho financeiro da Companhia. A Companhia utiliza diferentes métodos para mensurar os diferentes tipos de risco financeiro aos quais está exposta. Esses métodos incluem a análise de sensibilidade no caso de taxas de câmbio e de juros.

A estratégia de gerenciamento de risco financeiro global da Companhia é administrada pelo Conselho de Administração e está focada principalmente em assegurar que a Companhia será capaz de financiar seus planos de negócios, ao mesmo tempo em que minimiza efeitos potenciais adversos sobre seu desempenho financeiro. O conselho de administração da controladora final fornece princípios por escrito para o gerenciamento de risco financeiro global, bem como as políticas por escrito que abrangem áreas específicas, como a mitigação do câmbio, da taxa de juros e dos riscos de crédito, o uso de instrumentos financeiros derivativos e o investimento de caixa em excesso. O gerenciamento de risco financeiro é realizado pela função financeira de acordo com as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração. A função financeira identifica, avalia e, se necessário, protege os riscos financeiros em co-operação conjunta com o Presidente Executivo. As políticas e sistemas de gerenciamento de risco são revisados regularmente para refletir as mudanças nas condições do mercado e nas atividades da Companhia.

Detalhes de políticas contábeis e métodos relevantes adotados, incluindo os critérios de reconhecimento, a base de mensuração e a base em que as receitas e despesas são reconhecidos no que diz respeito a cada classe de ativo e passivo financeiros são divulgados na Nota 1.

Os instrumentos financeiros da Companhia são formados por caixa e equivalente de caixa, contas a receber e duplicatas a pagar e outras exigibilidades.

A Companhia não possuía ativos ou passivos financeiros registrados fora da demonstração das origens e aplicações de recursos, nem em 30 de junho de 2010 nem em 30 de junho de 2009.

O total para cada categoria de instrumentos financeiros na demonstração das origens e aplicações de recursos está demonstrado a seguir:

	Nota	2010 R$	2009 R$
Ativos financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	9	328.011	61.984
Contas a receber	10	5.135.136	1.442.757
		5.463.147	1.504.741
Passivos financeiros			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	12	39.652.090	13.104.516
		39.652.090	13.104.516

(a) Risco de mercado

(i) Risco de câmbio

O risco de câmbio é o risco de que o valor justo ou de fluxo de caixa futuro de um instrumento financeiro flutuará devido a mudanças nas taxas de câmbio. O risco de câmbio surge quando transações comerciais futuras e ativos e passivos financeiros reconhecidos são denominados em uma moeda que não é a moeda funcional da Companhia.

A Companhia opera internacionalmente e está exposta ao risco de câmbio advindo de exposições da moeda a gastos feitos predominantemente em dólares norte-americanos e caixa e equivalentes de caixa mantidos em dólares norte-americanos e australianos. A controladora final administra o risco de câmbio para a Companhia monitorando os fluxos de caixa previstos em outras moedas além dos dólares australianos e assegurando que saldos de caixa adequados em dólares norte-americanos sejam mantidos. Os dólares norte-americanos são comprados no mercado à vista para suplementar as exigências imediatas. Quando as moedas são compradas antes das exigências, esses saldo não ultrapassam as exigências de três meses. A análise de sensibilidade regular é conduzida para avaliar o possível impacto de taxas cambiais desfavoráveis sobre a posição financeira futura da Companhia. Os resultados desta avaliação são usados para determinar a ferramenta mais adequada para mitigação do risco a ser utilizada. A Companhia fará a proteção quando a ferramenta mais adequada para mitigação do risco a ser utilizada for considerada.

As transações de *hedge* em moeda estrangeira não foram celebradas durante o exercício ou o exercício anterior.

Uma análise da exposição da Companhia ao risco de câmbio para instrumentos financeiros, expressa em reais, no final do exercício, está demonstrada abaixo:

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

	2010				2009			
	AUD	**USD**	**Reais**	**Total**	**AUD**	**USD**	**Reais**	**Total**
	R$	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Ativos financeiros								
Caixa e equivalentes de caixa	14.602	313.409	-	328.011	208	61.776	-	61.984
Contas a receber - curto prazo	12.711	5.083.643	-	5.096.354	37.235	1.378.184	-	1.415.419
Contas a receber - longo prazo	-	38.782	-	38.782	-	27.338	-	27.338
	27.313	5.435.834	-	5.463.147	37.443	1.467.298	-	1.504.741
Passivos financeiros								
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	114.262	1.957.766	-	2.072.028	736.562	230.348	-	966.910
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - longo prazo	37.580.062	-	-	37.580.062	12.137.606	-	-	12.137.606
	37.694.324	1.957.766	-	39.652.090	12.874.168	230.348	-	13.104.516

Análise de sensibilidade cambial

A tabela abaixo detalha a sensibilidade da Companhia a um aumento ou diminuição de 10% em reais em relação ao dólar norte-americano e ao dólar australiano, mantendo-se constantes todas as outras variáveis. A análise de sensibilidade ajusta sua conversão para uma variação de 10% na taxa de câmbio relevante.

A análise de sensibilidade não é totalmente representativa do risco de câmbio inerente. Essas sensibilidades não devem ser usadas para prever o efeito futuro de movimentações nas taxas de câmbio em dólares norte-americanos e australianos e fluxos de caixa futuros.

	2010 R$	2009 R$
Variação nos lucros (prejuízos)		
- Aumento em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	(43.602)	(7.619)
- Diminuição em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	43.602	7.619
Variação no patrimônio		
- Aumento em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	22.376	(123.315)
- Diminuição em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	(22.376)	123.315

(ii) Risco de taxa de juros

O risco de taxa de juros é o risco de que o valor justo dos fluxos de caixa futuros dos ativos e passivos financeiros flutuará devido a mudanças nas taxas de juros do mercado. O risco de taxa de juros é gerenciado no nível da controladora final.

Em 30 de junho de 2010 e de 2009, não havia empréstimos externos em aberto e não havia qualquer *hedge* de taxa de juros.

O risco de taxa de juros da Companhia surge de ativos financeiros relevantes, principalmente de caixa e equivalentes de caixa que obtêm taxas de juros variáveis. Enquanto alguns caixa e equivalentes de caixa são apresentados em dólares australianos, a principal exposição é às taxas de juros dos Estados Unidos.

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

Uma análise da exposição da Companhia ao risco de taxa de juros para ativos e passivos financeiros no final do exercício está apresentada abaixo:

	Taxa de juros média ponderada	Taxa de juros variável	Taxa de juros fixa	Sem incidência de juros	Valor justo	Valor contábil
2010	**% a.a.**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	328.011	328.011	328.011
Contas a receber - curto prazo	-	-	-	5.096.354	5.096.354	5.096.354
Contas a receber - longo prazo	-	-	-	38.782	38.782	38.782
		-	-	5.463.147	5.463.147	5.463.147
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	-	-	-	2.072.028	2.072.028	2.072.028
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - longo prazo	-	-	-	37.580.062	37.580.062	37.580.062
		-	-	39.652.090	39.652.090	39.652.090

	Taxa de juros média ponderada	Taxa de juros variável	Taxa de juros fixa	Sem incidência de juros	Valor justo	Valor contábil
2009	**% a.a.**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	61.984	61.984	61.984
Contas a receber - curto prazo	-	-	-	1.415.419	1.415.419	1.415.419
Contas a receber - longo prazo	-	-	-	27.338	27.338	27.338
		-	-	1.504.741	1.504.741	1.504.741
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo				966.910	966.910	966.910
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - longo prazo	-	-	-	12.137.606	12.137.606	12.137.606
		-	-	13.104.516	13.104.516	13.104.516

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

(b) Risco de crédito

O risco de crédito refere-se ao risco de que uma contraparte ficará inadimplente em relação às suas obrigações contratuais, o que resultará em prejuízo financeiro para a Companhia. O risco de crédito surge de caixa e equivalentes de caixa mantidos com bancos, instituições financeiras e operadoras de joint ventures, bem como exposições ao crédito para clientes, incluindo contas a receber em aberto.

O risco de crédito é gerenciado no nível da controladora final. A administração monitora o risco de crédito continuamente dentro da Companhia.

Para minimizar o risco de crédito, a Companhia adotou a política de somente negociar com terceiros reconhecidos e idôneos. A Companhia não tem qualquer exposição a risco de crédito material a qualquer devedor individual ou grupo de devedores celebrada pela Companhia. Os saldos de contas a receber são monitorados continuamente, e o resultado da exposição da Companhia a dívidas incobráveis é minimizado. A Companhia não mantém garantias, nem securitiza suas contas a receber.

A Companhia tinha políticas adotadas para assegurar que as vendas dos produtos e serviços fossem feitas aos clientes com um histórico de crédito adequado.

As contrapartes de caixa e equivalentes de caixa são limitadas a bancos e instituições financeiras com alta qualidade de crédito. Para os bancos e instituições financeiras, somente são aceitas partes classificadas de maneira independente com classificação mínima 'AA-'. Quando comercialmente viável, a Companhia procura limitar o valor da exposição ao crédito a qualquer instituição financeira. O caixa e equivalentes de caixa são difundidos entre várias instituições financeiras classificadas com AA e AAA para minimizar o risco de inadimplência da contrapartes.

A exposição máxima ao risco de crédito no final do exercício é o valor contábil dos ativos financeiros, como divulgado na demonstração das origens e aplicações de recursos e nas notas às demonstrações financeiras.

Em 30 de junho de 2010, havia ativos financeiros vencidos no valor de R$ zero (30 de junho de 2009: R$ zero).

(c) Risco de liquidez

O risco de liquidez é o risco de a Companhia encontrar dificuldade em cumprir as obrigações associadas aos passivos financeiros.

A Companhia conta com sua controladora final, a Karoon Gas Australia Ltd., para o fornecimento de suporte contínuo no financiamento de suas atividades (ver Nota 19).

No final do exercício, a Companhia mantinha caixa e equivalentes de caixa à vista no valor de R$328.011 (2009: R$61.984) dos quais se espera uma contribuição para gerar entradas de caixa para administrar o risco de liquidez.

A Companhia administra o risco de liquidez assegurando que há disponibilidades suficientes para cumprir as obrigações financeiras diariamente e para atender às necessidades inesperadas de liquidez no curso normal dos negócios. É dada ênfase quando se assegura que há financiamento suficiente para atender às exigências contínuas das atividades de exploração e avaliação da Companhia.

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

Uma análise dos vencimentos do passivo financeiro da Companhia no final do exercício é apresentada abaixo:

	Menos de 6 meses	6 a 12 meses	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos	Total
2010	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	2.072.028	-	-	-	-	2.072.028
	2.072.028	-	-	-	-	2.072.028
2009	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	966.910	-	-	-	-	966.910
	966.910	-	-	-	-	966.910

Além dos valores divulgados acima, sobre o valor a pagar no longo prazo para a controladora direta (Karoon Energy International Ltd) de R$37.580.062 (2009: R$12.137.606) não incidem juros e eles não têm prazo fixo para amortização. O empréstimo não é garantido e é amortizável em dinheiro quando a Companhia está em posição de amortizar o empréstimo e consegue continuar a pagar suas dívidas conforme e quando se tornam pagáveis. A Karoon Gas Australia Ltd, controladora final, confirmou que não solicitará nem exigirá a amortização dos empréstimos por parte da Companhia, seja no todo ou em parte, a qualquer momento dentro dos 12 meses após a data de assinatura da Declaração da Diretoria, a menos que a Companhia esteja em posição de amortizar o empréstimo e possa continuar a pagar suas dívidas conforme e quando se tornarem pagáveis.

(d) Estimativa do valor justo

Somente para fins de divulgação, os valores justos dos ativos e passivos financeiros em 30 de junho de 2010 são apresentados nas tabelas na Nota 3(a)(ii) e podem ser comparados a seus valores contábeis conforme apresentados nas demonstrações das origens e aplicações de recursos. Os valores justos são aqueles montantes em que um ativo poderia ser trocado, ou um passivo, liquidado, entre partes instruídas e dispostas em transações entre partes independentes. Os valores justos estimados para fins de divulgação são baseados em informações sujeitas a julgamento, onde mudanças nas premissas podem ter um impacto relevante nos valores estimados.

O abaixo resume os métodos e premissas relevantes na estimativa dos valores justos de ativos e passivos financeiros para fins de divulgação:

Caixa e equivalentes de caixa

O valor contábil é o valor justo devido à natureza de liquidez desses ativos.

Contas a receber (curto prazo)

Os valores contábeis de contas a receber são assumidos para aproximar seus valores justos devido à sua natureza de curto prazo.

Contas a receber (longo prazo)

Os diretores determinaram que o valor justo do valor contábil das contas a receber de controladas não pode ser mensurado de maneira confiável. Consequentemente, esses ativos são reconhecidos ao custo e seu valor justo foi demonstrado ao custo (menos provisão para impairment) para fins de divulgação.

Duplicatas a pagar e outras exigibilidades (curto prazo)

Devido à natureza de curto prazo desses passivos financeiros, seus valores contábeis são assumidos para representar seus valores justos.

Duplicatas a pagar e outras exigibilidades (longo prazo)

Os Diretores receberam uma confirmação da controladora final de que ela fornecerá o apoio financeiro necessário enquanto permanecer uma controlada, uma vez que é necessário para a Companhia pagar todas as dívidas conforme e quando elas se tornam devidas. Consequentemente, esses passivos são reconhecidos ao custo e seu valor justo foi demonstrado ao custo para fins de divulgação.

	2010 R$	2009 R$
Nota 4 Receita		
Receita de juros de entidades não-relacionadas	80	-
Total da receita	80	-
Ganhos com moeda estrangeira, líquidos	73.567	-
Total de outras receitas	73.567	-
Nota 5 Despesas		
Prejuízo antes do imposto de renda inclui as seguintes despesas específicas:		
Custos financeiros:		
- cobranças bancárias	3.783	16.078
Total dos custos financeiros	3.783	16.078
Prejuízos com moeda estrangeira, líquidos	-	7.193
Despesas de aluguel em arrendamentos operacionais - pagamentos mínimos de arrendamento	1.350	-
Nota 6 Imposto de renda		
Imposto de renda relativo ao exercício - prejuízos fiscais não usados assumidos pela controladora final	-	-

	2010 R$	2009 R$
Nota 7 Remuneração do auditor externo		
Remuneração recebida ou devida e a receber pelo auditor externo da KEI (Peru Z38) Pty Ltd por:		
Auditoria das demonstrações financeiras	14.891	-
Remuneração total dos auditores externos	14.891	-
Nota 8 Dividendos		
Não havia dividendos comuns declarados ou pagos durante o exercício pela Companhia (2009: R$ zero).		
Conta imputada a dividendos ("franking account")		
Saldo da conta imputada a dividendos no final do exercício	-	-
Nota 9 Caixa e equivalentes de caixa		
Caixa em bancos e dinheiro em caixa	328.011	61.984
Total de caixa e equivalentes de caixa	328.011	61.984
(a) Reconciliação de prejuízos após o imposto de renda para fluxos de caixa usados em atividades operacionais		
Prejuízo após o imposto de renda	(436.018)	(76.194)
Aumento (Diminuição)		
Perdas (ganhos) com moeda estrangeira, líquidos	(73.567)	7.193
Variação nos ativos e passivos operacionais		
(Aumento) diminuição nos ativo:		
Contas a receber	(3.680.935)	(1.415.419)
Aumento (diminuição) no passivo:		
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	47.555	-
Fluxo de caixa utilizado em (gerado por) atividades operacionais, líquido	(4.142.965)	(1.484.420)

(a) Contas entre empresas

Os pagamentos da Companhia também são processados por meio de contas bancárias controladas pela controladora direta e pela controladora final, com transações registradas na conta entre empresas com a controladora direta. Como tal, a conta entre empresas é efetivamente "caixa e equivalente de caixa" para divulgação na demonstração do fluxo de caixa e da reconciliação acima.

(b) Gerenciamento de risco financeiro

Estão apresentadas na Nota 3 informações relativas à exposição da Companhia aos riscos financeiros em caixa e equivalentes de caixa.

Nota 10 Contas a receber

Circulante

Outras contas a receber	5.096.354	1.415.419
Total de contas a receber a curto prazo	5.096.354	1.415.419

Não circulante

Valor a receber de parte relacionada (controlada da controladora direta)	38.782	27.338
Total de contas a receber a longo prazo	38.782	27.338

(a) Gerenciamento de risco financeiro

Estão apresentadas na Nota 3 informações relativas à exposição da Companhia aos riscos financeiros em contas a receber.

	2010 R$	2009 R$
Nota 11 Gastos com exploração e avaliação a compensar		
Gastos diferidos com relação a exploração e avaliação geológica, geofísica e outras, incluindo custos administrativos gerais atribuíveis diretamente	34.412.702	10.365.831
Reconciliação		
A reconciliação do gasto com exploração e avaliação a compensar está demonstrada abaixo:		
Saldo no início do exercício	10.365.831	-
Aumentos	24.046.871	10.365.831
Total de gastos com exploração e avaliação a compensar (ver nota (a) abaixo)	34.412.702	10.365.831
Tangível	-	-
Intangível	34.412.702	10.365.831
	34.412.702	10.365.831

(a) O gasto com exploração e avaliação a compensar se refere a áreas de interesse na fase de exploração para a permissão para exploração do Bloco Z-38 (30 de junho de 2009: Bloco Z-38).

O gasto é compensado com base no fato de que as atividades de avaliação e exploração na área de interesse não alcançaram um estágio que permite uma avaliação razoável da existência de reservas ou de reservas recuperáveis economicamente; e uma atividade ativa e relevante na, ou em relação à, área de interesse está sendo continuada. A recuperabilidade futura do valor contábil do gasto capitalizado com exploração e avaliação depende do desenvolvimento e da exploração comercial bem-sucedidos ou, alternativamente, da venda da área de interesse.

(b) Somente para fins de informação, se esforços bem-sucedidos tivessem sido adotados para o tratamento do gasto com exploração e avaliação, o valor que teria sido apropriado à demonstração do resultado abrangente durante o exercício teria montado a R$24.046.871 (2009: R$10.365.831). Em 30 de junho de 2010, se esforços contábeis bem-sucedidos tivessem sido adotados, o gasto com exploração e avaliação a compensar teria sido R$ zero (2009: R$ zero).

	2010 R$	2009 R$
Nota 12 Duplicatas a pagar e outras exigibilidades		
Circulante (não garantida)		
Duplicatas a pagar	59.824	-
Contas a pagar diversas e gastos provisionados	2.012.204	966.910
Total de duplicatas a pagar e outras exigibilidades	2.072.028	966.910
Não circulante		
Valores a pagar a:		
- Controlada direta (Karoon Energy International Ltd)	37.580.062	12.137.606
Total de duplicatas a pagar no longo prazo e outras exigibilidades	37.580.062	12.137.606

(a) Gerenciamento de risco financeiro

Estão apresentadas na Nota 3 informações relativas à exposição da Companhia aos riscos financeiros em duplicatas a pagar e outras exigibilidades.

	2010 Número	2009 Número	2010 R$	2009 R$
Nota 13 Capital emitido				
(a) Capital social				
Ações ordinárias, totalmente integralizadas	3	3	5	5

As ações ordinárias não possuem valor nominal e a Companhia não tem um valor limitado de capital autorizado.

As ações ordinárias participam de dividendos conforme declarados ocasionalmente, e os resultados, na liquidação da Companhia em proporção ao número de ações possuídas.

Nas assembleias de acionistas, em votação feita com base no número de mãos levantadas, todo detentor de ações ordinárias presente na assembleia pessoalmente ou por meio de procuração tem direito a um voto, e numa eleição cada ação tem direito a um voto.

(b) Gerenciamento do capital

A administração efetivamente gerencia o capital da Companhia, monitorando seus fluxos de caixa futuros e ajustando sua estrutura de capital e contas de empréstimo entre empresas, conforme requerido, para atender aos objetivos do seu negócio.

Não houve restrições de administração de capital impostas externamente na Companhia durante o exercício.

Nota 14 Informações sobre o segmento

(a) Descrição dos segmentos

A Companhia identificou seus segmentos operacionais com base em relatórios internos que são revisados e usados pelo Presidente Executivo e Gerente de Exploração (identificado como "tomador de decisões operacionais") na avaliação do desempenho e determinação da alocação de recursos.

O segmento operacional identificado baseia-se na participação societária da Companhia em sua permissão para exploração. Informações financeiras separadas (inclusive gastos com exploração e a avaliação) são fornecidas para o tomador de decisões operacionais regularmente.

A Companhia identificou um segmento operacional: Exploração no Peru. Atualmente, a Companhia está envolvida na exploração e avaliação marítimas de hidrocarbonetos no Bloco Z-38.

Os valores fornecidos para o tomador de decisões operacionais com relação aos ativos totais são mensurados de maneira consistente com as demonstrações financeiras. Os ativos reportáveis do segmento são iguais aos ativos totais.

Nota 15 Operação de joint venture

A Companhia tinha participação na seguinte operação de joint venture em 30 de junho de 2010, como segue:

Permissão para exploração	Participação não incorporada 2010		Participação não incorporada 2009	Principais atividades	Operadora da operação de joint venture
Bloco Z-38	75,0	(1)	20,0	Exploração e avaliação	KEI (Peru Z38) Pty Ltd, Sucursal del Peru.

(1) A Companhia detém participação de 75.0%, que está sujeita a aprovações de órgãos reguladores e conclusão dos compromissos de trabalhos dos segundo e terceiro anos.

Os valores abaixo representavam a parcela de ativos e passivos da Companhia empregados na operação de joint venture. Os valores estão incluídos nas demonstrações financeiras, de acordo com a política contábil descrita na Nota 1(j), conforme as classificações abaixo:

	2010 R$	2009 R$
Gastos com exploração e avaliação a compensar	34.412.702	10.365.831
Parcela de ativos líquidos aplicada na operação de joint venture	34.412.702	10.365.831

A recuperabilidade futura do valor contábil do gasto capitalizado com exploração e avaliação depende do desenvolvimento e da exploração comercial bem-sucedidos ou, alternativamente, da venda da respectiva área de interesse.

Os passivos contingentes relacionados à operação de joint venture estão apresentados na Nota 16.

	2010 R$	2009 R$

Nota 16 Passivos e ativos contingentes

(a) Passivos contingentes

A Companhia tinha passivos contingentes em 30 de junho de 2010 que podem se tornar passivos a pagar com relação a:

(i) Uma garantia de desempenho (por meio de carta de crédito) foi fornecida à Peru Petro SA para o Bloco Z-38 pela controladora final para os compromissos de trabalho do segundo ano (2009: compromissos de trabalho do primeiro ano). Na opinião da diretoria, os compromissos de trabalho serão cumpridos.	6.575.475	4.488.680
(ii) Uma garantia de desempenho (por meio de carta de crédito) foi fornecida a um fornecedor terceiro pela controladora final para o trabalho de exploração a ser realizado no Peru. Na opinião da diretoria, a obrigação da Companhia de acordo com o contrato será cumprida.	450.375	-

(iii) Operação de joint venture

De acordo com a prática industrial normal, a Companhia celebrou uma operação de joint venture com outra parte para explorar e avaliar sua participação na licença. Se a participante de uma operação de joint venture for inadimplente e não contribuir com sua parcela das obrigações das operações de joint venture, então a participante da joint venture remanescente será conjunta e individualmente responsável por cumprir as obrigações da participante inadimplente. Nesse caso, a participação na licença para exploração detida pela participante inadimplente poderá ser redistribuída para a participante da joint venture remanescente.

No caso de inadimplência, existe um passivo contingente relacionado com os compromissos de gastos devidos a serem atendidos pela Companhia em relação à joint venture participante inadimplente.

Não são adiantados prejuízos relevantes em relação a quaisquer passivos contingentes acima.

(b) Ativos contingentes

A Companhia não tinha ativos contingentes em 30 de junho de 2010 (30 de junho de 2009: R$ zero).

Nota 17 Transações com partes relacionadas

(a) Controladora

A controladora direta é a Karoon Energy International Ltd. A controladora final é a Karoon Gas Australia Ltd.

(b) Diretoria

Os nomes dos Diretores e do Secretário da Companhia durante os exercícios de 30 de junho de 2010 e de 2009 eram:

Sr. Robert Hosking (Presidente Executivo);
Sr. Edward Munks (Diretor); e
Sr. Scott Hosking (Secretário da Companhia).

(c) Outras transações com partes relacionadas

Durante o exercício, a controladora direta e a controladora final prestaram serviços de contabilidade, administrativos e técnicos para a Companhia ao custo. Essa alocação foi baseada em custos recobrados numa alocação de tempo significativa de empregados e consultores e em cobranças de escritórios associados.

Outras transações que ocorreram foram o adiantamento das contas a receber e a pagar entre empresas nas quais não incidem juros e que não têm prazo fixo para amortização. O valor a pagar não é garantido e pode ser amortizado em dinheiro quando a Companhia está em posição de fazer amortizações de empréstimos e pode continuar a pagar suas dívidas conforme e quando elas se tornam pagáveis. A Karoon Gas Australia Ltd, controladora final, confirmou que não solicitará nem exigirá a amortização dos empréstimos por parte da Companhia, seja no todo ou em parte, a qualquer momento dentro dos 12 meses após a data de assinatura da Declaração da Diretoria, a menos que a Companhia esteja em posição de amortizar o empréstimo e possa continuar a pagar suas dívidas conforme e quando se tornarem pagáveis. Os valores a receber e a pagar entre as empresas em 30 de junho de 2010 são apresentados nas Notas 10 e 12, respectivamente.

As movimentações nos valores a receber e a pagar durante o exercício foram como segue:

	2010 R$	2009 R$
Valor a receber de parte relacionada (controlada da controladora direta)		
Saldo no início do exercício	27.338	-
Adiantamento de empréstimos	11.444	27.338
Amortizações de empréstimos recebidas	-	-
Juros recebidos	-	-
Saldo no final do exercício	38.782	27.338
Valor a pagar à controladora direta		
Saldo no início do exercício	12.137.606	10.512
Adiantamento de empréstimos	25.442.456	12.127.094
Amortizações de empréstimos feitas	-	-
Juros cobrados	-	-
Saldo no final do exercício	37.580.062	12.137.606

Nota 18 Compromissos

Compromissos de arrendamento operacional

Arrendamentos operacionais não canceláveis não provisionados nas demonstrações financeiras e a pagar:		
Em até um ano	55.054	-
Após 1 ano, mas em até 5 anos	-	-
Após 5 anos	-	-
Total de compromissos de arrendamento operacional	55.054	-

A Companhia tem o aluguel de um escritório na Av. Victor Andres Belaunde 147 Via Principal 120, Edificio Real 6 Piso 6 Sam Isidro Peru com vencimento inicial em 30 de abril de 2011. O aluguel deve ser pago com um mês de antecedência.

Existe a opção de prorrogação do período por doze meses, essencialmente sob os mesmos termos e condições, exceto pelo fato de que será feita uma revisão do aluguel com relação ao mercado será feita na renovação.

Nota 19 Outras informações financeiras

(a) Demonstrações do Resultado no semestre

	Semestre findo em			
	12/31/2008	**6/30/2009**	**12/31/2009**	**6/30/2010**
	R$	**R$**	**R$**	**R$**
Receita (receita de juros de entidades não-relacionadas)	-	-	80	-
Outras receitas (ganhos líquidos em moeda estrangeira)	-	-	67.327	6.240
Receita total e outras receitas	-	-	67.407	6.240
Honorários contábeis	-	(21.562)	(16.756)	(15.529)
Remuneração do auditor externo	-	-	-	(14.891)
Honorários de consultoria	-	-	-	(2.172)
Custos financeiros	(13.681)	(2.397)	(919)	(2.864)
Honorários legais	-	(29.181)	(80.383)	(6.998)
Prejuízos com moeda estrangeira, líquidos	15.167	(22.360)	-	-
Custos com propriedade	-	(799)	(6.419)	(27.880)
Despesas com viagens e hospedagem	-	-	(42.900)	(77.051)
Outras despesas com administração	-	-	-	(179.321)
Outras despesas	(317)	(1.064)	(98)	(35.484)
Total das despesas	1.169	(77.363)	(147.475)	(362.190)
Prejuízo antes do imposto de renda	1.169	(77.363)	(80.068)	(355.950)
Despesa de imposto de renda	-	-	-	-
Prejuízo no exercício	1.169	(77.363)	(80.068)	(355.950)

Nota 19 Outras informações financeiras (continuação)

(b) Demonstração das origens e aplicações de recursos em 31 de dezembro de 2009 e de 2008

	31 de dezembro de 2009	31 de dezembro de 2008
	R$	R$
Ativos circulantes		
Caixa e equivalentes de caixa	569.180	5.894
Contas a receber	1.466.802	2.675
Total do ativo circulante	2.035.982	8.569
Ativos não circulantes		
Contas a receber	34.527	-
Gastos com exploração e avaliação a compensar	11.740.173	728.293
Total do ativo não circulante	11.774.700	728.293
Total do ativo	13.810.682	736.862
Passivo circulante		
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	586.601	28.030
Total do passivo circulante	586.601	28.030
Passivo não circulante		
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	15.466.996	709.984
Total do passivo não circulante	15.466.996	709.984
Total do passivo	16.053.597	738.014
Passivo líquido	(2.242.915)	(1.152)
Patrimônio		
Capital emitido	5	5
Lucros (prejuízos) acumulados	(156.717)	714
Reserva de conversão de moeda estrangeira	(2.086.203)	(1.871)
Total do patrimônio	(2.242.915)	(1.152)

Nota 20 Dependência econômica

A Companhia conta com sua controlada principal, Karoon Gas Australia Ltd, para o fornecimento de suporte contínuo para financiar suas atividades. A Karoon Gas Australia Ltd aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia conforme e quando for necessário para permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brazil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações emitidas do capital social da Companhia.

Nota 21 Eventos subsequentes

Desde 30 de junho de 2010, não tem ocorrido quaisquer eventos relevantes.

A emissão destas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 3 de setembro de 2010.

Na opinião da Diretoria:

(a) As demonstrações financeiras e notas apresentadas nas páginas 3 a 25:

(i) Estão de acordo com as principais Normas Contábeis Australianas; e
(ii) Apresentam uma visão verdadeira e justa da posição financeira da Companhia em 30 de junho de 2010 e de seu desempenho no exercício findo naquela data, e

(b) Existem motivos razoáveis para acreditar que a Companhia conseguirá pagar suas dívidas conforme e quando elas vencem.

A Nota 1(a) confirma que as demonstrações financeiras também contemplam os IFRS, conforme emitido pelo Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB).

Esta declaração é feita de acordo com uma resolução do Conselho de Administração.

Em nome dos Diretores:

Sr. Robert Hosking

Presidente Executivo

Melbourne, 3 de setembro de 2010

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru 112) Pty Ltd.

Demonstrações financeiras em 30 de junho de 2010 e parecer dos auditores independentes

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers
Rua da Candelária, 65 11º, 14º, 15º e 16º
Cjs. 1302 a 1304
20091-020 Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 949
Telefone (21) 3232-6112
Fax (21) 2516-6319
pwc.com/br

(Tradução livre do original em inglês)

Parecer dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
KEI (Peru 112) Pty Ltd.

Examinamos as demonstrações financeiras da KEI (Peru 112) Pty Ltd., que incluem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2010 e as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa dos exercícios findos nessa data e um resumo das principais políticas contábeis e outras notas explicativas.

Responsabilidade da administração em relação às demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação destas demonstrações financeiras de acordo com o padrão internacional de apresentação das demonstrações financeiras (*International Financial Reporting Standards* - IFRS). Essa responsabilidade inclui: planejar, implementar e manter os controles internos relevantes para a preparação e adequada apresentação das demonstrações financeiras que não possuem distorções, seja devido à fraude ou erro; escolher e aplicar as políticas contábeis adequadas; e fazer as estimativas contábeis razoáveis nas circunstâncias.

Responsabilidade do auditor

Nossa responsabilidade é a de emitir parecer sobre essas demonstrações financeiras. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, que requerem que cumpramos as exigências éticas e planejemos e realizemos a auditoria com o objetivo de comprovar a adequada apresentação das demonstrações financeiras em todos os seus aspectos relevantes.

Esses exames compreendem a constatação de evidências de auditoria dos valores e informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, inclusive da avaliação dos riscos de distorção relevante das demonstrações financeiras, seja devido à fraude ou erro. Ao fazer

KEI (Peru 112) Pty Ltd.

essas avaliações do risco, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e apresentação adequada das demonstrações financeiras para realizar procedimentos de auditoria que sejam adequados nas circunstâncias, mas não com o objetivo de emitir um parecer sobre a eficácia dos controles internos da entidade. Um exame de auditoria também inclui a avaliação da adequabilidade das políticas contábeis adotadas e da razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria que obtivemos seja suficiente e adequada para fornecer uma base para nosso parecer de auditoria.

Parecer

Somos de parecer que as referidas demonstrações financeiras apresentam adequadamente a posição financeira da Companhia em 30 de junho de 2010, e seu desempenho financeiro e seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com os *International Financial Reporting Standards*.

Parágrafo de ênfase

Sem fazer ressalvas ao nosso parecer, chamamos sua atenção para a Nota 1 às demonstrações financeiras, que indica que a Companhia atualmente está em fase de exploração e, portanto, suas operações dependem do apoio financeiro da controladora final, Karoon Gas Australia Ltda.

Essas condições indicam a existência de incertezas relevantes que podem suscitar dúvidas substanciais sobre sua continuidade operacional.

Rio de Janeiro, 3 de setembro de 2010

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstrações Financeiras com Propósito Geral
Exercício findo em 30 de junho de 2010

ABN 22 128 938 116

Índice

Demonstrações Financeiras
Notas explicativas às demonstrações financeiras
Declaração da Diretoria
Parecer dos auditores independentes

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstrações Financeiras
Exercício findo em 30 de junho de 2010

Demonstração do resultado abrangente
Demonstração das origens e aplicações de recursos
Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Demonstração do fluxo de caixa

Notas explicativas às demonstrações financeiras	**Nota**
Resumo das principais políticas contábeis	7
Estimativas contábeis, premissas e julgamentos relevantes	11
Gerenciamento de Risco Financeiro	12
Receitas	16
Despesas	16
Imposto de renda	16
Remuneração do auditor externo	17
Dividendos	17
Caixa e equivalentes de caixa	17
Contas a receber	17
Gastos com exploração e avaliação a compensar	18
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	18
Capital emitido	19
Informações sobre o segmento	19
Dependência econômica	19
Passivos e ativos contingentes	20
Compromissos	20
Transações entre partes relacionadas	21
Outras informações financeiras	22
Eventos subsequentes	23

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstração do resultado abrangente
Exercício findo em 30 de junho de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	2010 R$	2009 R$
Receitas	4	59	-
Outras receitas	4	421	-
Receita total e outras receitas		480	-
Honorários contábeis		(24.644)	(14.639)
Remuneração do auditor externo	7	(7.446)	-
Honorários de consultoria		(336)	-
Custos financeiros	5	(2.202)	(428)
Honorários legais		(4.326)	(12.393)
Despesas com viagens e hospedagem		(3.617)	(3.094)
Outras despesas		-	(325)
Total das despesas		(42.571)	(30.879)
Prejuízo antes do imposto de renda		(42.091)	(30.879)
Despesa de imposto de renda	6	-	-
Prejuízo no exercício		(42.091)	(30.879)
Outros resultados abrangentes:			
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação		20.530	2.597
Imposto de renda relativo a componentes de outros resultados abrangentes		-	-
Total do resultado abrangente no exercício		(21.561)	(28.282)

A demonstração do resultado abrangente acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstração das origens e aplicações de recursos
Em 30 de junho de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	2010 R$	2009 R$
Ativos circulantes			
Caixa e equivalentes de caixa	9	14.861	2.750
Contas a receber	10	37.898	3.323
Total do ativo circulante		52.759	6.073
Ativos não circulantes			
Gastos com exploração e avaliação a compensar	11	1.057.684	135.273
Total do ativo não circulante		1.057.684	135.273
Total do ativo		1.110.443	141.346
Passivo circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	12	194.228	3.017
Total do passivo circulante		194.228	3.017
Passivo não circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	12	967.555	168.108
Total do passivo não circulante		967.555	168.108
Total do passivo		1.161.783	171.125
Ativo líquido (passivo líquido)		(51.340)	(29.779)
Patrimônio			
Capital emitido	13	3	3
Prejuízos acumulados		(74.218)	(32.127)
Reserva de conversão de moeda estrangeira		22.875	2.345
Total do patrimônio		(51.340)	(29.779)

A demonstração das origens e aplicações de recursos acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Exercício findo em 30 de junho de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Capital emitido	Prejuízos acumulados	Reserva de conversão de moeda estrangeira	Total do patrimônio
	R$	R$	R$	R$
Em 1o. de julho de 2008	3	(1.248)	(252)	(1.497)
Prejuízo no exercício	-	(30.879)	-	(30.879)
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	2.597	2.597
Total do resultado abrangente no exercício	-	(30.879)	2.597	(28.282)
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de junho de 2009	3	(32.127)	2.345	(29.779)
Prejuízo no exercício	-	(42.091)	-	(42.091)
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	20.530	20.530
Total do resultado abrangente no exercício	-	(42.091)	20.530	(21.561)
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de junho de 2010	3	(74.218)	22.875	(51.340)

A demonstração das mutações no patrimônio líquido acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis

KEI (Peru 112) Pty Ltd é uma "proprietary company" (sociedade limitada por ações detidas por uma empresa estrangeira), formada e domiciliada na Austrália. A sede da Karoon Gas Australia Ltd. e o principal local da empresa localizam-se em Office 7A, 34-38 Lochiel Avenue, Mount Martha, VIC, 3934. A empresa tem uma filial no Peru: KEI (Peru 112) Pty Ltd, Sucursal del Peru.

A companhia foi formada em 17 de dezembro de 2007.

A controladora direta é a Karoon Energy International Ltd. A controladora final é a Karoon Gas Australia Ltd.

KEI (Peru 112) Pty Ltd não é uma empresa que apresenta relatório, mas está preparando as demonstrações financeiras com propósitos gerais com o objetivo único de possivelmente ter ações negociadas na bolsa de valores do Brasil.

A seguir, apresentamos um resumo das principais políticas contábeis adotadas pela Companhia na elaboração destas demonstrações financeiras. As políticas contábeis foram aplicadas consistentemente entre os exercícios financeiros, a não ser quando indicado de outra maneira.

(a) Base de preparação
Estas demonstrações financeiras com propósitos gerais foram elaboradas de acordo com as Normas de Contabilidade Australianas relevantes, Interpretações do Grupo sobre Questões Urgentes e outros pronunciamentos em vigor do Comitê de Normas Contábeis da Austrália ("AASB").

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no regime de competência de acordo com a convenção do custo histórico, conforme modificado, quando relevante, pela reavaliação dos ativos e passivos financeiros selecionados, para os quais a base contábil do valor justo foi aplicada.

Conformidade com o padrão internacional de apresentação das demonstrações financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS)
Estas demonstrações financeiras também contemplam os IFRS emitidos pelo Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB).

Empresa em atividade
Para o exercício findo em 30 de junho de 2010, a Companhia tinha saídas de caixa líquido operacionais no valor de R$55.881 (2009: R$34.202) e saídas de caixa líquido de investimento no valor de R$731.455 (2009: R$129.659). Esses fluxos de caixa foram utilizados para financiar o programa de exploração da Companhia, que tem o comprometimento de atuar de acordo com suas obrigações relativas a licenças. O financiamento para cumprir esse compromisso foi fornecido pela controladora final da Companhia, a Karoon Gas Australia Ltd. O Conselho de Administração da Karoon Gas Australia Ltd. apresentou uma garantia de no mínimo doze meses a partir de 3 de setembro de 2010 de que a amortização desses valores ficará subordinada em favor de todos os outros credores. A Karoon Gas Australia Ltd. também aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia como e quando for necessário permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brasil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações emitidas do capital social da Companhia.

A Karoon Gas Australia Ltd. foi avaliada como uma empresa em atividade que cumprirá suas obrigações financeiras no próximo período de 12 meses e, assim, fornecer apoio financeiro suficiente para a Companhia, desde a data da assinatura da Declaração dos Diretores da Companhia, com base na habilidade da controladora para: vender os direitos de concessão ("farm-out") de suas permissões para exploração a fim de financiar compromissos futuros relacionados a gastos com exploração; levantar capital adicional através da emissão de novas ações ordinárias para cumprir as exigências de capital circulante e/ou defasagens nos compromissos relativos a gastos com exploração; e/ou administrar seu caixa existente e os fluxos de caixa futuros para cumprir as suas obrigações atuais e planos futuros.

Estimativas contábeis, premissas e julgamentos relevantes
A elaboração das demonstrações financeiras requer o uso de determinadas estimativas contábeis relevantes. Também requer que a administração exerça seu julgamento no processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia. As áreas envolvendo um alto grau de julgamento ou complexidade, ou áreas onde as premissas e estimativas são relevantes para as demonstrações financeiras estão apresentadas na Nota 2.

Apresentação das demonstrações financeiras
A Companhia aplicou o *AASB 101 'Apresentação das Demonstrações Financeiras'* revisado, que entrou em vigor em 1o. de janeiro de 2009. A norma revisada requer a apresentação separada de uma demonstração do resultado abrangente e uma demonstração das mutações do patrimônio líquido. Todas as alterações no patrimônio relativas a não-acionistas são apresentadas na demonstração do resultado abrangente.

(b) Receita
A receita é reconhecida e mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber na medida em que é provável que os benefícios econômicos fluirão para a Companhia e a receita possa ser mensurada de maneira confiável. Os critérios de reconhecimento específicos abaixo também devem ser cumpridos antes de a receita ser reconhecida:

Receita de vendas
A receita da venda de mercadorias é reconhecida na entrega das mercadorias ao comprador, e todos os riscos e benefícios relevantes da propriedade são transferidos. A receita da prestação de um serviço é reconhecida quando o serviço é entregue. Todas as receitas são demonstradas, líquidas do GST.

Receita de dividendos
A receita de dividendos é reconhecida depois que o direito de receber um dividendo tiver sido estabelecido.

Receita de juros
A receita de juros é reconhecida utilizando-se o método da taxa de juros efetiva, que, para ativos financeiros com taxas flutuantes, é a taxa inerente no ativo financeiro relevante.

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis (continuação)

(c) Transações e saldos em moeda estrangeira

Moeda funcional e de apresentação

Itens incluídos nas demonstrações financeiras são mensurados utilizando-se a moeda do ambiente econômico principal, no qual a Companhia ou filial opera (a "moeda funcional"). Estas demonstrações financeiras são apresentadas em Real ("R$"), que é a moeda de apresentação da Companhia para fins destas demonstrações financeiras com propósitos gerais.

(1)

Todas as referências, nestas demonstrações financeiras, a "reais" ou o símbolo "R$" dizem respeito à moeda legal do Brasil, o Real. Todas as referências ao "dólar norte-americano" ou ao símbolo "USD" dizem respeito à moeda legal dos Estados Unidos, o dólar norte-americano. Todas as referências ao "dólar australiano" ou ao símbolo "AUD" dizem respeito à moeda legal da Austrália, o dólar australiano.

(2)

(3) **Transações e saldos**

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizando-se as taxas de câmbio prevalecentes nas datas das transações. Os ganhos e perdas em moeda funcional resultantes da liquidação dessas transações e da conversão pelas taxas de câmbio no final do exercício dos ativos e passivos monetários denominados em moedas estrangeiras estão reconhecidos na demonstração do resultado abrangente.

(4) Itens não-monetários mensurados ao custo histórico continuam a ser avaliados pela taxa de câmbio na data da transação. As diferenças cambiais que surgem da conversão dos itens não-monetários são reconhecidas diretamente no patrimônio, na medida em que o ganho ou prejuízo é reconhecido diretamente no patrimônio; caso contrário, as diferenças cambiais são reconhecidas na demonstração do resultado abrangente.

(d) Imposto de renda e outros impostos

Imposto atual

A despesa de imposto de renda atual é calculada tendo como referência o valor dos impostos de renda a pagar ou a recuperar no que diz respeito ao lucro ou prejuízo real no período financeiro. É calculada utilizando as alíquotas que foram promulgadas ou são substantivamente estabelecidas por data de apresentação do relatório. O imposto atual para os períodos financeiros atuais e anteriores é reconhecido como um passivo (ou ativo) na medida em que não é pago ou (reembolsável) e é calculado pela alíquota corporativa prevalecente de 30% no Peru e na Austrália (2009: 30%).

Imposto diferido

O imposto diferido é contabilizado utilizando-se o método do passivo na demonstração das origens e aplicações de recursos em relação às diferenças temporárias que surgem entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis para fins de apresentação de relatório financeiro. A base fiscal de um ativo ou passivo é o valor atribuído àquele ativo ou passivo para fins fiscais.

Nenhum imposto de renda diferido será reconhecido a partir do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo, excluindo-se uma combinação de negócios, em que não há efeito no lucro ou prejuízo contábil ou real.

O imposto diferido é calculado pelas alíquotas cuja aplicação é esperada no período financeiro quando o ativo é realizado ou o passivo é liquidado. O imposto diferido é creditado, exceto quando se relaciona aos itens que podem ser creditados diretamente ao patrimônio, caso em que o imposto diferido é ajustado diretamente contra o patrimônio.

Os ativos de imposto de renda diferido são reconhecidos na medida em que é provável que valores tributáveis suficientes estarão disponíveis e contra os quais as diferenças tributárias temporárias dedutíveis ou os prejuízos fiscais não utilizados e as compensações fiscais possam ser utilizados.

Os ativos e passivos do imposto diferido são compensados quando há um direito legalmente aplicável de compensar os ativos e passivos fiscais atuais e quando os saldos do imposto diferido se relacionam com a mesma autoridade fiscal. Os ativos e passivos fiscais atuais são compensados quando a Companhia tem um direito legalmente aplicável e pretende tanto liquidá-lo após todas as reduções ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

O valor dos benefícios calculado ou que pode ser realizado no futuro está baseado na premissa de que nenhuma modificação adversa ocorrerá na legislação do imposto de renda e na previsão de que a Companhia obterá receita tributável futura suficiente para permitir que o benefício seja realizado e cumpra com as condições de dedutibilidade impostas por lei.

Consolidação fiscal

A Companhia e suas controladas integrais australianas são parte de um grupo que adota o imposto de renda consolidado de acordo com a lei de tributação da Austrália, juntamente com a Karoon Gas Australia Ltd. A Karoon Gas Australia Ltd. é a principal empresa do grupo que faz uso do imposto de renda consolidado. Despesa/receita tributária, passivo e ativo do imposto diferido resultantes de diferenças tributárias temporárias dos membros do grupo que adota o imposto de renda consolidado são reconhecidos nas demonstrações financeiras separadas dos membros do grupo que adota o imposto de renda consolidado utilizando a abordagem de "contribuinte individual" por referência aos valores contábeis nas demonstrações financeiras separadas de cada companhia e nos valores fiscais aplicados de acordo com a consolidação fiscal. Os passivos e ativos fiscais atuais e os ativos do imposto diferido que surgem de prejuízos fiscais não utilizados e créditos fiscais de membros do grupo que adota o imposto de renda consolidado são reconhecidos pela Karoon Gas Australia Ltd. (como controladora do grupo que adota o imposto de renda consolidado).

Devido à existência de um contrato de financiamento de imposto entre as companhias do grupo que adota o imposto de renda consolidado, cada companhia contribui com o imposto de renda a pagar ou a receber proporcionalmente à sua contribuição com o lucro real do grupo que adota o imposto de renda consolidado. As diferenças entre os valores dos ativos e passivos fiscais líquidos não reconhecidos e os valores líquidos reconhecidos de acordo com o contrato de financiamento são reconhecidas como uma contribuição pela controladora ou como distribuição para a controladora.

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis (continuação)

(d) Imposto de renda e outros impostos (continuação)
Imposto sobre Mercadoria e Serviços ("GST")
Receitas, despesas e bens são reconhecidos líquidos do valor do GST, exceto quando o valor do GST incorrido não é passível de ser recuperado da Receita Federal da Austrália ("Australian Taxation Office - ATO"). Nessas circunstâncias, o GST é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do patrimônio ou como parte de um item de despesa.

As contas a receber e a pagar com o GST incluído são demonstradas na demonstração das origens e aplicações de recursos.

O valor líquido de GST a recuperar da ATO ou a pagar à ATO está incluído como outras contas a receber atuais ou contas a pagar diversas, respectivamente, na demonstração das origens e aplicações de recursos.

Os fluxos de caixa totais estão incluídos na demonstração dos fluxos de caixa. Os componentes do GST dos fluxos de caixa resultantes de atividades de investimento e financiamento, a recuperar da ATO ou a pagar à ATO, são classificados como fluxos de caixa operacionais.

Os compromissos e contingências são divulgados, líquidos do valor do GST a recuperar da ATO ou a pagar à ATO.

(e) Caixa e equivalentes de caixa
Caixa e equivalentes de caixa na demonstração das origens e aplicações de recursos compreendem dinheiro depositado em bancos ou dinheiro em caixa (incluindo a parcela dos saldos de caixa nas operações de joint venture) e depósitos bancários de curto prazo que são prontamente conversíveis a valores conhecidos de caixa e que estão sujeitos a risco imaterial de mudanças no valor.

Para fins da demonstração do fluxo de caixa, o caixa é composto por caixa e equivalentes de caixa, como definido acima, líquido de saques a descoberto em aberto. Quando relevante, os saques a descoberto são incluídos no passivo remunerado corrente, na demonstração das origens e aplicações de recursos.

(f) Contas a receber
(5) Contas a receber, que geralmente possuem prazo de 30 dias, são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e subsequentemente são mensuradas ao custo amortizado, utilizando-se o método de juros em vigor, menos quaisquer prejuízos de "impairment" acumulados. Elas estão incluídas no ativo circulante, exceto aquelas com vencimento acima de um ano após o fim do período de apresentação do relatório, que são classificadas como ativos não circulantes.
(6)
(7) Os fluxos de caixa relativos às contas a receber não são descontados se o efeito do desconto for imaterial.
(8)
(9) A cobrabilidade das contas a receber é revisada continuamente. As contas a receber individuais conhecidas por serem incobráveis são baixadas quando identificadas.
(10)

As contas a receber são testadas para "impairment" de acordo com a política contábil descrita na Nota 1(h). Uma provisão para "impairment" é reconhecida quando há evidência objetiva de que a Companhia não conseguirá cobrar esses valores a receber. O valor do prejuízo com "impairment" é o valor contábil a receber comparado com o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados quando revelante, pela taxa de juros efetiva original.

(g) Gastos com exploração e avaliação
Gastos com atividades de exploração e avaliação são contabilizados de acordo com o método da "área de interesse" *do AASB 6 "Exploração e Avaliação de Recursos Minerais"*. O gasto com exploração e avaliação é capitalizado ao custo, como um intangível, contanto que o direito à posse da área de interesse seja atual e:

- Espera-se que as atividades de exploração e avaliação sejam recuperadas por meio de desenvolvimento e exploração bem-sucedidos da área de interesse ou, alternativamente, pela sua venda; ou
- Que as atividades de exploração e avaliação na área de interesse não tenham alcançado no final do período de reporte um estágio que permita avaliação razoável da existência de reservas ou, senão, de reservas recuperáveis economicamente, e que operações ativas e relevantes em ou em relação à área de interesse sejam contínuas.

Caso contrário, o gasto com exploração e avaliação será apropriado conforme incorrido.

Custos acumulados em relação a uma área abandonada são baixados completamente durante o período financeiro em que a decisão de abandonar a área de interesse é tomada.

Como o gasto capitalizado com exploração e avaliação não está disponível para uso, ele não é amortizado.

Os fluxos de caixa associados com o gasto com exploração e avaliação (compreendendo os valores apropriados e os capitalizados) são classificados como atividades de investimento na demonstração dos fluxos de caixa.

Quando a viabilidade técnica e comercial de extrair reservas economicamente recuperáveis foi demonstrada, qualquer gasto capitalizado com exploração e avaliação é reclassificado como gasto com desenvolvimento na demonstração das origens e aplicações de recursos. Antes da reclassificação, o gasto capitalizado com exploração e avaliação é avaliado para "impairment".

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis (continuação)

(g) Gastos com exploração e avaliação (continuação)
"Farm-out"
A Companhia não registra nenhum gasto com exploração e avaliação feito pelo "farmee" (pessoa que recebe o direito de exploração da área de exploração com operações de teste e exploração). Também não reconhece qualquer ganho ou prejuízo em seus contratos de "farm-out" relativos a exploração e avaliação, mas indica novamente qualquer gasto com exploração e avaliação capitalizado anteriormente em relação à área inteira de interesse como relativa ao interesse parcial retido.

Qualquer pagamento à vista recebido na venda ou na operação de "farm-out" de uma área dentro de uma área de exploração de interesse é compensado com o valor contábil da área particular envolvida. Quando o valor contábil total de uma área de interesse tiver sido recuperado dessa maneira, o saldo dos rendimentos será calculado como um ganho sobre a alienação.

"Impairment" de gasto capitalizado com exploração e avaliação
O valor contábil do gasto capitalizado com exploração e avaliação é avaliado para "impairment" ao nível do ativo ou da unidade geradora de caixa (que geralmente é representada por uma permissão para exploração) sempre que os fatos e circunstâncias (como definido em AASB 6) sugerirem que o valor contábil do ativo pode exceder seu valor recuperável. Se existir alguma indicação de "impairment", é calculada uma estimativa do valor a recuperar do ativo.

Uma perda por "impairment" existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa ultrapassa seu valor a recuperar estimado. O ativo ou unidade geradora de caixa é então reduzido para seu valor recuperável. As perdas por "impairment" são reconhecidas como despesas.

O gasto capitalizado com exploração e avaliação, que sofreu "impairment", é testado para possível estorno da perda por "impairment" sempre que fatos ou mudanças nas circunstâncias indicam que o "impairment" pode ter sido estornado.

(h) "Impairment" de ativos (redução ao valor recuperável de ativos) (outros além do gasto capitalizado com exploração e avaliação)
Todos os outros ativos circulantes e não circulantes (além dos estoques e ativos do imposto diferido) são testados para "impairment" sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil não pode ser recuperável.

A cada final de semestre financeiro, a Companhia conduz uma revisão interna de valores dos ativos que é utilizada como uma fonte de informações para avaliar os indicadores de "impairment". Fatores externos, como mudanças nas condições econômicas, também são monitorados para avaliar os indicadores de "impairment". Se existir alguma indicação de "impairment", é calculada uma estimativa do valor a recuperar do ativo.

Uma perda por "impairment" existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa ultrapassa seu valor a recuperar estimado. Então, o ativo é baixado ao seu valor recuperável. O valor recuperável é o maior entre o valor justo de um ativo menos custos para venda e valor em uso. Com a finalidade de avaliar o "impairment", os ativos são agrupados pelos níveis mais baixos para os quais há entradas de caixa identificáveis separadamente que são amplamente independentes das entradas de caixa de outros ativos ou grupos de ativos (unidades geradoras de caixa).

As perdas por "impairment" são reconhecidas como despesas.

Os ativos que sofreram "impairment" são testados para um possível estorno do prejuízo por "impairment" sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o "impairment" pode ter sido estornado.

(i) Duplicatas a pagar e outras exigibilidades
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades são avaliadas pelo custo amortizado. Devido à sua natureza de curto prazo, elas não são descontadas. Elas representam passivos de mercadorias e serviços fornecidos à Companhia antes do final do período de reporte que não são pagos e surgem quando a Companhia fica obrigada a fazer pagamentos futuros em relação à compra de mercadorias e serviços. Os valores não são garantidos e geralmente são pagos dentro de 30 dias a partir do reconhecimento. Eles são incluídos no passivo circulante, exceto aqueles com vencimentos maiores do que um ano após o final do período de reporte que são classificados como passivos não circulantes.

(j) Participações em operações de joint ventures
Os juros proporcionais em ativos, passivos, receitas e despesas de uma operação de joint venture são incorporados nas demonstrações financeiras de acordo com as contas adequadas.

(k) Informações sobre o segmento
A Companhia aplica o *AASB 8 'Segmentos Operacionais'* a partir de 1o. de julho de 2009. O AASB 8 requer uma "abordagem da administração" de acordo com a qual as informações sobre o segmento são apresentadas na mesma base que aquelas usadas para fins de apresentação de relatórios internos. Consequentemente, a identificação dos segmentos reportáveis da Companhia é consistente com os relatórios internos apresentados fornecidos para o tomador de decisões operacionais.

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis (continuação)

(l) Novas Normas e Interpretações de Contabilidade Australianas para aplicação em exercícios financeiros futuros

Algumas novas Normas e Interpretações de Contabilidade Australianas foram publicadas, mas não são obrigatórias para este exercício. A avaliação da Companhia sobre o impacto dessas novas normas e interpretações australianas está demonstrada abaixo.

i. AASB 1053 'Aplicação de Níveis das Normas de Contabilidade Australianas' e AASB 2010-2 'Alterações às Normas de Contabilidade Australianas resultantes das Exigências Reduzidas de Divulgação' (em vigor a partir de 1o. de julho de 2013)
Em 30 de junho de 2010, o AASB apresentou oficialmente uma estrutura de apresentação de relatórios diferenciada revisada na Austrália. De acordo com essa estrutura, um regime de apresentação de relatórios diferenciados em dois níveis aplica-se a todas as entidades que preparam as demonstrações financeiras para fins gerais. KEI (Peru 112) Pty Ltd. não é uma entidade que apresenta relatórios, mas está preparando as demonstrações financeiras para fins gerais conforme explicado na Nota 1(a). Nessa fase, o novo regime não afetará as demonstrações financeiras da KEI (Peru 112) Pty Ltd.

ii. AASB 2010-3 'Alterações às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais' e AASB 2010-4 'Alterações Adicionais às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais' (em vigor a partir de 1o. de julho de 2010)
Durante junho de 2010, o AASB fez várias alterações às Normas de Contabilidade Australianas como resultado do projeto de melhorias anuais do Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB). A Companhia não espera que quaisquer ajustes sejam necessários como resultado da aplicação de regras revisadas.

iii. AASB 2009-5 Alterações Adicionais às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais (em vigor a partir de 1o. de janeiro de 2010) Durante 2009, o AASB fez várias alterações às Normas de Contabilidade Australianas como resultado do projeto de melhorias anuais do Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB). Para os períodos de reporte anuais após 1o. de janeiro de 2010, somente os gastos com exploração e avaliação capitalizados podem ser apresentados como fluxos de caixa de atividades de investimento. A Companhia não apropriou nenhum gasto com exploração e avaliação em 2010 e 2009.

A Companhia não adotou antecipadamente nenhuma das exigências para apresentação de relatórios acima.

Nota 2 Estimativas contábeis, premissas e julgamentos relevantes

As receitas e despesas e os valores contábeis de determinados ativos e passivos são frequentemente determinados com base nas estimativas e premissas de eventos futuros. Ao aplicar as políticas contábeis da Companhia, o Conselho de administração e a administração avaliam as estimativas e os julgamentos com base no conhecimento histórico e nas melhores informações atuais disponíveis. As estimativas assumem uma expectativa razoável de eventos futuros e estão baseadas nas tendências atuais e nos dados econômicos obtidos externamente ou dentro da Companhia.

Estimativas, premissas e/ou julgamentos relevantes feitos pelo Conselho de Administração e pela administração na elaboração das demonstrações financeiras foram:

(a) Gastos capitalizados com exploração e avaliação

A recuperabilidade futura dos gastos capitalizados com exploração e avaliação depende de vários fatores, inclusive se a Companhia decide explorar, ela mesma, a respectiva permissão para exploração, ou, caso contrário, se ela recupera de maneira bem-sucedida o respectivo ativo de exploração e avaliação através da venda. Fatores que poderiam afetar a futura recuperabilidade incluem o nível de reservas economicamente recuperáveis, futuras mudanças tecnológicas que poderiam causar impacto no custo do desenvolvimento, mudanças legais futuras (incluindo mudanças nas obrigações ambientais e de restauração) e mudanças nos preços das commodities. Na medida em que o gasto com exploração e avaliação capitalizado é determinado para não ser recuperável no futuro, os resultados financeiros e os ativos líquidos serão reduzidos durante o período financeiro em que esta determinação é feita.

Além disso, o gasto com exploração e avaliação é compensado com base no fato de que as atividades de avaliação e exploração nas áreas de interesse não alcançaram na data do balanço um estágio que permite uma avaliação razoável da existência de reservas ou de reservas recuperáveis economicamente; e operações ativas e relevantes em, ou em relação a, áreas de interesse estão sendo continuadas. Na medida em que é determinado no futuro que esse gasto capitalizado deve ser baixado, os resultados financeiros e os ativos líquidos serão reduzidos durante o período financeiro em que essa determinação é feita.

As informações sobre a existência razoável ou de outra forma de reservas economicamente recuperáveis são progressivamente obtidas por meio de análises e interpretações geológicas, atividades de perfuração e avaliação de prospecções durante um prazo de permissão normal. Portanto, uma avaliação razoável da existência de reservas ou de outra forma de reservas economicamente recuperáveis pode geralmente ser feita somente na conclusão daquelas atividades de exploração e avaliação.

(b) Imposto de renda

A Companhia está sujeita a impostos de renda na Austrália e no Peru, onde sua filial tem uma operação estrangeira. Há muitas transações e cálculos realizados durante o curso normal dos negócios para os quais a determinação fiscal principal é incerta. A Companhia estima seus passivos fiscais baseada no seu entendimento sobre a legislação fiscal. Quando o resultado fiscal final desses aspectos é diferente dos valores que foram registrados inicialmente, essas diferenças causarão impacto nos saldos do imposto diferido e corrente no período financeiro em que essa determinação é feita.

A Companhia não reconheceu o ativo de imposto diferido no que diz respeito a prejuízos fiscais e diferenças fiscais temporárias uma vez que a utilização futura desses prejuízos e diferenças fiscais temporárias não é considerada provável nesse momento. Avaliar a utilização futura dos prejuízos fiscais e diferenças temporárias requer que a Companhia faça estimativas significativas relacionadas com as expectativas de lucro real futuro. As estimativas de lucro real futuro são baseadas nos fluxos de caixa previstos das operações e na aplicação das leis tributárias existentes. Na medida em que a utilização futura desses prejuízos fiscais e diferenças fiscais temporárias tornam-se prováveis, isso pode resultar em mudanças relevantes nos ativos do imposto diferido reconhecido, os quais, por sua vez, causarão impacto nos resultados financeiros futuros.

Nota 3 Gerenciamento de Risco Financeiro

As atividades da Companhia a expõem a vários riscos financeiros: riscos de mercado (incluindo risco de câmbio e risco de taxa de juros); risco de crédito e risco de liquidez. O programa de gerenciamento de risco financeiro global da Companhia tem como foco a imprevisibilidade dos mercados financeiros e procura minimizar os possíveis efeitos adversos sobre o desempenho financeiro da Companhia. A Companhia utiliza diferentes métodos para mensurar os diferentes tipos de risco financeiro aos quais está exposta. Esses métodos incluem a análise de sensibilidade no caso de taxas de câmbio e de juros.

A estratégia de gerenciamento de risco financeiro global da Companhia é administrada pelo Conselho de Administração e está focada principalmente em assegurar que a Companhia será capaz de financiar seus planos de negócios, ao mesmo tempo em que minimiza efeitos potenciais adversos sobre seu desempenho financeiro. O conselho de administração da controladora final fornece princípios por escrito para o gerenciamento de risco financeiro global, bem como as políticas por escrito que abrangem áreas específicas, como a mitigação do câmbio, da taxa de juros e dos riscos de crédito, o uso de instrumentos financeiros derivativos e o investimento de caixa em excesso. O gerenciamento de risco financeiro é realizado pela função financeira de acordo com as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração. A função financeira identifica, avalia e, se necessário, protege os riscos financeiros em co-operação conjunta com o Presidente Executivo. As políticas e sistemas de gerenciamento de risco são revisados regularmente para refletir as mudanças nas condições do mercado e nas atividades da Companhia.

Detalhes de políticas contábeis e métodos relevantes adotados, incluindo os critérios de reconhecimento, a base de mensuração e a base em que as receitas e despesas são reconhecidos no que diz respeito a cada classe de ativo e passivo financeiros são divulgados na Nota 1.

Os instrumentos financeiros da Companhia são formados por caixa e equivalente de caixa, contas a receber e duplicatas a pagar e outras exigibilidades.

A Companhia não possuía ativos ou passivos financeiros registrados fora da demonstração das origens e aplicações de recursos, nem em 30 de junho de 2010 nem em 30 de junho de 2009.

O total para cada categoria de instrumentos financeiros na demonstração das origens e aplicações de recursos está demonstrado a seguir:

	Nota	2010 R$	2009 R$
Ativos financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	9	14.861	2.750
Contas a receber	10	37.898	3.323
		52.759	6.073
Passivos financeiros			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	12	1.161.783	171.125
		1.161.783	171.125

(a) Risco de mercado

(i) Risco de câmbio

O risco de câmbio é o risco de que o valor justo ou de fluxo de caixa futuro de um instrumento financeiro flutuará devido a mudanças nas taxas de câmbio. O risco de câmbio surge quando transações comerciais futuras e ativos e passivos financeiros reconhecidos são denominados em uma moeda que não é a moeda funcional da Companhia.

A Companhia opera internacionalmente e está exposta ao risco de câmbio advindo de exposições da moeda a gastos feitos predominantemente em dólares norte-americanos e caixa e equivalentes de caixa mantidos em dólares norte-americanos e australianos. A controladora final administra o risco de câmbio para a Companhia monitorando os fluxos de caixa previstos em outras moedas além dos dólares australianos e assegurando que saldos de caixa adequados em dólares norte-americanos sejam mantidos. Os dólares norte-americanos são comprados no mercado à vista para suplementar as exigências imediatas. Quando as moedas são compradas antes das exigências, esses saldo não ultrapassam as exigências de três meses. A análise de sensibilidade regular é conduzida para avaliar o possível impacto de taxas cambiais desfavoráveis sobre a posição financeira futura da Companhia. Os resultados desta avaliação são usados para determinar a ferramenta mais adequada para mitigação do risco a ser utilizada. A Companhia fará a proteção quando a ferramenta mais adequada para mitigação do risco a ser utilizada for considerada.

As transações de *hedge* em moeda estrangeira não foram celebradas durante o exercício ou o exercício anterior.

Uma análise da exposição da Companhia ao risco de câmbio para instrumentos financeiros, expressa em reais, no final do exercício, está demonstrada abaixo:

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

	2010				2009			
	AUD R$	USD R$	Reais R$	Total R$	AUD R$	USD R$	Reais R$	Total R$
Ativos financeiros								
Caixa e equivalentes de caixa	2.328	12.533	-	14.861	2.524	226	-	2.750
Contas a receber	3.197	34.701	-	37.898	1.178	2.145	-	3.323
	5.525	47.234	-	52.759	3.702	2.371	-	6.073
Passivos financeiros								
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	41.806	152.422	-	194.228	-	3.017	-	3.017
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - longo prazo	928.773	38.782	-	967.555	140.770	27.338	-	168.108
	970.579	191.204	-	1.161.783	140.770	30.355	-	171.125

Análise de sensibilidade cambial

A tabela abaixo detalha a sensibilidade da Companhia a um aumento ou diminuição de 10% em reais em relação ao dólar norte-americano e ao dólar australiano, mantendo-se constantes todas as outras variáveis. A análise de sensibilidade ajusta sua conversão para uma variação de 10% na taxa de câmbio relevante.

A análise de sensibilidade não é totalmente representativa do risco de câmbio inerente. Essas sensibilidades não devem ser usadas para prever o efeito futuro de movimentações nas taxas de câmbio em dólares norte-americanos e australianos e fluxos de caixa futuros.

	2010 R$	2009 R$
Variação nos lucros (prejuízos)		
- Aumento em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	(4.209)	(3.088)
- Diminuição em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	4.209	3.088
Variação no patrimônio		
- Aumento em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	(5.134)	(2.978)
- Diminuição em R$ para ambos, USD e AUD, de 10,0%	5.134	2.978

(ii) Risco de taxa de juros

O risco de taxa de juros é o risco de que o valor justo dos fluxos de caixa futuros dos ativos e passivos financeiros flutuará devido a mudanças nas taxas de juros do mercado. O risco de taxa de juros é gerenciado no nível da controladora final.

Em 30 de junho de 2010 e de 2009, não havia empréstimos externos em aberto e não havia qualquer *hedge* de taxa de juros.

O risco de taxa de juros da Companhia surge de ativos financeiros relevantes, principalmente de caixa e equivalentes de caixa que obtêm taxas de juros variáveis. Enquanto alguns caixa e equivalentes de caixa são apresentados em dólares australianos, a principal exposição é às taxas de juros dos Estados Unidos.

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

Uma análise da exposição da Companhia ao risco de taxa de juros para ativos e passivos financeiros no final do exercício está apresentada abaixo:

	Taxa de juros média ponderada	Taxa de juros variável	Taxa de juros fixa	Sem incidência de juros	Valor justo	Valor contábil
2010	**% a.a.**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	14.861	14.861	14.861
Contas a receber	-	-	-	37.898	37.898	37.898
		-	-	52.759	52.759	52.759
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	-	-	-	194.228	194.228	194.228
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - longo prazo	-	-	-	967.555	967.555	967.555
		-	-	1.161.783	1.161.783	1.161.783

	Taxa de juros média ponderada	Taxa de juros variável	Taxa de juros fixa	Sem incidência de juros	Valor justo	Valor contábil
2009	**% a.a.**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	-	-	-	2.750	2.750	2.750
Contas a receber	-	-	-	3.323	3.323	3.323
		-	-	6.073	6.073	6.073
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	-	-	-	3.017	3.017	3.017
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - longo prazo	-	-	-	168.108	168.108	168.108
		-	-	171.125	171.125	171.125

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

(b) Risco de crédito

O risco de crédito refere-se ao risco de que uma contraparte ficará inadimplente em relação às suas obrigações contratuais, o que resultará em prejuízo financeiro para a Companhia. O risco de crédito surge de caixa e equivalentes de caixa mantidos com bancos, instituições financeiras e operadoras de joint ventures, bem como exposições ao crédito para clientes, incluindo contas a receber em aberto.

O risco de crédito é gerenciado no nível da controladora final. A administração monitora o risco de crédito continuamente dentro da Companhia.

Para minimizar o risco de crédito, a Companhia adotou a política de somente negociar com terceiros reconhecidos e idôneos. A Companhia não tem qualquer exposição a risco de crédito material a qualquer devedor individual ou grupo de devedores celebrada pela Companhia. Os saldos de contas a receber são monitorados continuamente, e o resultado da exposição da Companhia a dívidas incobráveis é minimizado. A Companhia não mantém garantias, nem securitiza suas contas a receber.

A Companhia tinha políticas adotadas para assegurar que as vendas dos produtos e serviços fossem feitas aos clientes com um histórico de crédito adequado.

As contrapartes de caixa e equivalentes de caixa são limitadas a bancos e instituições financeiras com alta qualidade de crédito. Para os bancos e instituições financeiras, somente são aceitas partes classificadas de maneira independente com classificação mínima 'AA-'. Quando comercialmente viável, a Companhia procura limitar o valor da exposição ao crédito a qualquer instituição financeira. O caixa e equivalentes de caixa são difundidos entre várias instituições financeiras classificadas com AA e AAA para minimizar o risco de inadimplência da contrapartes.

A exposição máxima ao risco de crédito no final do exercício é o valor contábil dos ativos financeiros, como divulgado na demonstração das origens e aplicações de recursos e nas notas às demonstrações financeiras.

Em 30 de junho de 2010, havia ativos financeiros vencidos no valor de R$ zero (30 de junho de 2009: R$ zero).

(c) Risco de liquidez

O risco de liquidez é o risco de a Companhia encontrar dificuldade em cumprir as obrigações associadas aos passivos financeiros.

A Companhia conta com sua controladora final, a Karoon Gas Australia Ltd., para o fornecimento de suporte contínuo no financiamento de suas atividades (ver Nota 19).

No final do exercício, a Companhia mantinha caixa e equivalentes de caixa à vista no valor de R$14.861 (2009: R$2.750) dos quais se espera uma contribuição para gerar entradas de caixa para administrar o risco de liquidez.

A Companhia administra o risco de liquidez assegurando que há disponibilidades suficientes para cumprir as obrigações financeiras diariamente e para atender às necessidades inesperadas de liquidez no curso normal dos negócios. É dada ênfase quando se assegura que há financiamento suficiente para atender às exigências contínuas das atividades de exploração e avaliação da Companhia.

Uma análise dos vencimentos do passivo financeiro da Companhia no final do exercício é apresentada abaixo:

	Menos de 6 meses	6 a 12 meses	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos	Total
2010	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	194.228	-	-	-	-	194.228
	194.228	-	-	-	-	194.228
2009	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**	**R$**
Passivos financeiros						
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades - curto prazo	3.017	-	-	-	-	3.017
	3.017	-	-	-	-	3.017

Além dos valores divulgados acima, sobre o valor a pagar no longo prazo para a controladora direta (Karoon Energy International Ltd) de R$928.773 (2009: R$140.770) e para uma parte relacionada (controlada da controladora direta) de R$38.782 (2009: R$27.338) não incidem juros e eles não têm prazo fixo para amortização. Os empréstimos não são garantidos e são amortizáveis em dinheiro quando a Companhia está em posição de amortizar o empréstimo e consegue continuar a pagar suas dívidas conforme e quando se tornam pagáveis. A Karoon Gas Australia Ltd, controladora final, confirmou que não solicitará nem exigirá a amortização dos empréstimos por parte da Companhia, seja no todo ou em parte, a qualquer momento dentro dos 12 meses após a data de assinatura da Declaração da Diretoria, a menos que a Companhia esteja em posição de amortizar o empréstimo e possa continuar a pagar suas dívidas conforme e quando se tornarem pagáveis.

Nota 3 Gerenciamento do risco financeiro (continuação)

(d) Estimativa do valor justo

Somente para fins de divulgação, os valores justos dos ativos e passivos financeiros em 30 de junho de 2010 são apresentados nas tabelas na Nota 3(a)(ii) e podem ser comparados a seus valores contábeis conforme apresentados nas demonstrações das origens e aplicações de recursos. Os valores justos são aqueles montantes em que um ativo poderia ser trocado, ou um passivo, liquidado, entre partes instruídas e dispostas em transações entre partes independentes. Os valores justos estimados para fins de divulgação são baseados em informações sujeitas a julgamento, onde mudanças nas premissas podem ter um impacto relevante nos valores estimados.

O abaixo resume os métodos e premissas relevantes na estimativa dos valores justos de ativos e passivos financeiros para fins de divulgação:

Caixa e equivalentes de caixa
O valor contábil é o valor justo devido à natureza de liquidez desses ativos.

Contas a receber (curto prazo)
Os valores contábeis de contas a receber são assumidos para aproximar seus valores justos devido à sua natureza de curto prazo.

Duplicatas a pagar e outras exigibilidades (curto prazo)
Devido à natureza de curto prazo desses passivos financeiros, seus valores contábeis são assumidos para representar seus valores justos.

Duplicatas a pagar e outras exigibilidades (longo prazo)
Os Diretores receberam uma confirmação da controladora final de que ela fornecerá o apoio financeiro necessário enquanto permanecer uma controlada, uma vez que é necessário para a Companhia pagar todas as dívidas conforme e quando elas se tornam devidas. Consequentemente, esses passivos são reconhecidos ao custo e seu valor justo foi demonstrado ao custo para fins de divulgação.

	2010 R$	2009 R$
Nota 4 Receita		
Receita de juros de entidades não-relacionadas	59	-
Total da receita	59	-
Ganhos com moeda estrangeira, líquidos	421	-
Total de outras receitas	421	-
Nota 5 Despesas		
Prejuízo antes do imposto de renda inclui as seguintes despesas específicas:		
Custos financeiros:		
- cobranças bancárias	2.202	428
Total dos custos financeiros	2.202	428
Nota 6 Imposto de renda		
Imposto de renda relativo ao exercício - prejuízos fiscais não usados assumidos pela controladora final	-	-

	2010 R$	2009 R$
Nota 7 Remuneração do auditor externo		
Remuneração recebida ou devida e a receber pelo auditor externo da KEI (Peru 112) Pty Ltd por:		
Auditoria das demonstrações financeiras	7.446	-
Remuneração total dos auditores externos	7.446	-
Nota 8 Dividendos		
Não havia dividendos comuns declarados ou pagos durante o exercício pela Companhia (2009: R$ zero).		
Conta imputada a dividendos ("franking account")		
Saldo da conta imputada a dividendos no final do exercício	-	-
Nota 9 Caixa e equivalentes de caixa		
Caixa em bancos e dinheiro em caixa	14.861	2.750
Total de caixa e equivalentes de caixa	14.861	2.750
(a) Reconciliação de prejuízos após o imposto de renda para fluxos de caixa usados em atividades operacionais		
Prejuízo após o imposto de renda	(42.091)	(30.879)
Aumento (Diminuição)		
Perdas (ganhos) com moeda estrangeira, líquidos	(421)	-
Variação nos ativos e passivos operacionais		
(Aumento) diminuição nos ativo:		
Contas a receber	(34.574)	(3.323)
Aumento (diminuição) no passivo:		
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	21.205	-
Fluxo de caixa utilizado em (gerado por) atividades operacionais, líquido	(55.881)	(34.202)
(a) Contas entre empresas		
Os pagamentos da Companhia também são processados por meio de contas bancárias controladas pela controladora direta e pela controladora final, com transações registradas na conta entre empresas com a controladora direta. Como tal, a conta entre empresas é efetivamente "caixa e equivalente de caixa" para divulgação na demonstração do fluxo de caixa e da reconciliação acima.		
(b) Gerenciamento de risco financeiro		
Estão apresentadas na Nota 3 informações relativas à exposição da Companhia aos riscos financeiros em caixa e equivalentes de caixa.		
Nota 10 Contas a receber		
Circulante		
Outras contas a receber	37.898	3.323
Total de contas a receber a curto prazo	37.898	3.323
(a) Gerenciamento de risco financeiro		
Estão apresentadas na Nota 3 informações relativas à exposição da Companhia aos riscos financeiros em contas a receber.		

	2010 R$	2009 R$
Nota 11 Gastos com exploração e avaliação a compensar		
Gastos diferidos com relação a exploração e avaliação geológica, geofísica e outras, incluindo custos administrativos gerais atribuíveis diretamente	1.057.684	135.273

Reconciliação

A reconciliação do gasto com exploração e avaliação a compensar está demonstrada abaixo:

Saldo no início do exercício	135.273	-
Aumentos	922.411	135.273
Total de gastos com exploração e avaliação a compensar (ver nota (a) abaixo)	1.057.684	135.273
Tangível	-	-
Intangível	1.057.684	135.273
	1.057.684	135.273

(a) O gasto com exploração e avaliação a compensar se refere a áreas de interesse na fase de exploração para a permissão para exploração do Bloco 144 (30 de junho de 2009: Bloco 144).

O gasto é compensado com base no fato de que as atividades de avaliação e exploração na área de interesse não alcançaram um estágio que permite uma avaliação razoável da existência de reservas ou de reservas recuperáveis economicamente; e uma atividade ativa e relevante na, ou em relação à, área de interesse está sendo continuada. A recuperabilidade futura do valor contábil do gasto capitalizado com exploração e avaliação depende do desenvolvimento e da exploração comercial bem-sucedidos ou, alternativamente, da venda da área de interesse.

(b) Somente para fins de informação, se esforços bem-sucedidos tivessem sido adotados para o tratamento do gasto com exploração e avaliação, o valor que teria sido apropriado à demonstração do resultado abrangente durante o exercício teria montado a R$922.411 (2009: R$135.273). Em 30 de junho de 2010, se esforços contábeis bem-sucedidos tivessem sido adotados, o gasto com exploração e avaliação a compensar teria sido R$ zero (2009: R$ zero).

	2010 R$	2009 R$
Nota 12 Duplicatas a pagar e outras exigibilidades		
Circulante (não garantida)		
Duplicatas a pagar	192.608	-
Contas a pagar diversas e gastos provisionados	1.620	3.017
Total de duplicatas a pagar e outras exigibilidades	194.228	3.017
Não circulante		
Valores a pagar a:		
- Controlada direta (Karoon Energy International Ltd)	928.773	140.770
- Parte relacionada (controlada da controladora direta)	38.782	27.338
Total de duplicatas a pagar no longo prazo e outras exigibilidades	967.555	168.108

(a) Gerenciamento de risco financeiro

Estão apresentadas na Nota 3 informações relativas à exposição da Companhia aos riscos financeiros em duplicatas a pagar e outras exigibilidades.

	2010 Número	2009 Número	2010 R$	2009 R$
Nota 13 Capital emitido				
(a) Capital social				
Ações ordinárias, totalmente integralizadas	2	2	3	3

As ações ordinárias não possuem valor nominal e a Companhia não tem um valor limitado de capital autorizado.

As ações ordinárias participam de dividendos conforme declarados ocasionalmente, e os resultados, na liquidação da Companhia em proporção ao número de ações possuídas.

Nas assembleias de acionistas, em votação feita com base no número de mãos levantadas, todo detentor de ações ordinárias presente na assembleia pessoalmente ou por meio de procuração tem direito a um voto, e numa eleição cada ação tem direito a um voto.
(11)

(b) Gerenciamento do capital

A administração efetivamente gerencia o capital da Companhia, monitorando seus fluxos de caixa futuros e ajustando sua estrutura de capital e contas de empréstimo entre empresas, conforme requerido, para atender aos objetivos do seu negócio.

Não houve restrições de administração de capital impostas externamente na Companhia durante o exercício.

Nota 14 Informações sobre o segmento

(a) Descrição dos segmentos
A Companhia identificou seus segmentos operacionais com base em relatórios internos que são revisados e usados pelo Presidente Executivo e Gerente de Exploração (identificado como "tomador de decisões operacionais") na avaliação do desempenho e determinação da alocação de recursos.

O segmento operacional identificado baseia-se na participação societária da Companhia em sua permissão para exploração. Informações financeiras separadas (inclusive gastos com exploração e a avaliação) são fornecidas para o tomador de decisões operacionais regularmente.

A Companhia identificou um segmento operacional: Exploração no Peru. Atualmente, a Companhia está envolvida na exploração e avaliação em terra de hidrocarbonetos no Bloco 144.

Os valores fornecidos para o tomador de decisões operacionais com relação aos ativos totais são mensurados de maneira consistente com as demonstrações financeiras. Os ativos reportáveis do segmento são iguais aos ativos totais.

Nota 15 Dependência econômica

A Companhia conta com sua controlada principal, Karoon Gas Australia Ltd, para o fornecimento de suporte contínuo para financiar suas atividades. A Karoon Gas Australia Ltd aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia conforme e quando for necessário para permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brazil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações emitidas do capital social da Companhia.

	2010 R$	2009 R$
Nota 16 Passivos e ativos contingentes		
(a) Passivos contingentes		
A Companhia tinha passivos contingentes em 30 de junho de 2010 que podem se tornar passivos a pagar com relação a:		
(i) Uma garantia de desempenho (por meio de carta de crédito) foi fornecida à Peru Petro SA para o Bloco 144 pela controladora final para os compromissos de trabalho do primeiro ano (2009: compromissos de trabalho do primeiro ano). Na opinião da diretoria, os compromissos de trabalho serão cumpridos.	360.300	390.320
(ii) Operação de joint venture De acordo com a prática industrial normal, a Companhia celebrou uma operação de joint venture com outra parte para explorar e avaliar sua participação na licença. Se a participante de uma operação de joint venture for inadimplente e não contribuir com sua parcela das obrigações das operações de joint venture, então a participante da joint venture remanescente será conjunta e individualmente responsável por cumprir as obrigações da participante inadimplente. Nesse caso, a participação na licença para exploração detida pela participante inadimplente poderá ser redistribuída para a participante da joint venture remanescente.		
No caso de inadimplência, existe um passivo contingente relacionado com os compromissos de gastos devidos a serem atendidos pela Companhia em relação à joint venture participante inadimplente.		
Não são adiantados prejuízos relevantes em relação a quaisquer passivos contingentes acima.		
(b) Ativos contingentes		
A Companhia não tinha ativos contingentes em 30 de junho de 2010 (30 de junho de 2009: R$ zero).		

	2010 R$	2009 R$
Nota 17 Compromissos		
Compromissos de gastos com exploração		
A Companhia tem compromissos relacionados a gastos com exploração originários de obrigações para com o governo, com a realização de um trabalho mínimo de exploração e de avaliação e com o dispêndio de valores mínimos de dinheiro em conformidade com a concessão da licença para exploração do Bloco 144 (30 de junho de 2009: Bloco 144) não provisionados nas demonstrações financeiras e a pagar:		
Em até um ano	-	-
Após 1 ano, mas em até 5 anos	-	390.320
Após 5 anos	-	-
Total de compromissos de gastos com exploração	-	390.320

As estimativas para futuros compromissos com o governo relacionados a gastos com exploração estão baseadas em custos estimados de poços e relativos a sismos, os quais mudarão conforme são organizados os efetivos locais de perfuração e pesquisas sísmicas, e são determinados em dólares atuais sem descontos. As obrigações relativas a exploração e avaliação podem variar de maneira significativa como resultado de renegociações com partes relevantes.

Nota 18 Transações com partes relacionadas

(a) Controladora

A controladora direta é a Karoon Energy International Ltd. A controladora final é a Karoon Gas Australia Ltd.

(b) Diretoria

Os nomes dos Diretores e do Secretário da Companhia durante os exercícios de 30 de junho de 2010 e de 2009 eram:

Sr. Robert Hosking (Presidente Executivo);
Sr. Edward Munks (Diretor); e
Sr. Scott Hosking (Diretor e Secretário da Companhia).

(c) Outras transações com partes relacionadas

Durante o exercício, a controladora direta e a controladora final prestaram serviços de contabilidade, administrativos e técnicos para a Companhia ao custo. Essa alocação foi baseada em custos recobrados numa alocação de tempo significativa de empregados e consultores e em cobranças de escritórios associados.

Outras transações que ocorreram foram o adiantamento dos empréstimos entre empresas nos quais não incidem juros e que não têm prazo fixo para amortização. Os empréstimos não são garantidos e são amortizáveis em dinheiro quando a Companhia está em posição de amortizar o empréstimo e consegue continuar a pagar suas dívidas conforme e quando se tornam pagáveis. A Karoon Gas Australia Ltd, controladora final, confirmou que não solicitará nem exigirá a amortização dos empréstimos por parte da Companhia, seja no todo ou em parte, a qualquer momento dentro dos 12 meses após a data de assinatura da Declaração da Diretoria, a menos que a Companhia esteja em posição de amortizar o empréstimo e possa continuar a pagar suas dívidas conforme e quando se tornarem pagáveis. Os valores a receber e a pagar entre as empresas em 30 de junho de 2010 são apresentados na Nota 12.

As movimentações nos valores a pagar durante o exercício foram como segue:

	2010 R$	2009 R$
Valor a pagar à controladora direta		
Saldo no início do exercício	140.770	9.459
Adiantamento de empréstimos	788.003	131.311
Amortizações de empréstimos feitas	-	-
Juros cobrados	-	-
Saldo no início do exercício	928.773	140.770
Valor a receber de parte relacionada (controlada da controladora direta)		
Saldo no início do exercício	27.338	-
Adiantamento de empréstimos	11.444	27.338
Amortizações de empréstimos feitas	-	-
Juros cobrados	-	-
Saldo no início do exercício	38.782	27.338

Nota 19 Outras informações financeiras

(a) Demonstrações do Resultado no semestre

	Semestre findo em			
	12/31/2008	06/30/2009	12/31/2009	06/30/2010
	R$	R$	R$	R$
Receita (receita de juros de entidades não-relacionadas)	-	-	69	(10)
Outras receitas (ganhos líquidos em moeda estrangeira)	-	-	35	386
Receita total e outras receitas	-	-	104	376
Honorários contábeis	-	(14.639)	(14.776)	(9.868)
Remuneração do auditor externo	-	-	-	(7.446)
Honorários de consultoria	-	-	-	(336)
Custos financeiros	(172)	(256)	(1.364)	(838)
Honorários legais	-	(12.393)	(841)	(3.485)
Despesas com viagens e hospedagem	-	(3.094)	(3.656)	39
Outras despesas	(319)	(6)	-	-
Total das despesas	(491)	(30.388)	(20.637)	(21.934)
Prejuízo antes do imposto de renda	(491)	(30.388)	(20.533)	(21.558)
Despesa de imposto de renda	-	-	-	-
Prejuízo no exercício	(491)	(30.388)	(20.533)	(21.558)

Nota 19 Outras informações financeiras (continuação)

(a) Demonstração das origens e aplicações de recursos em 31 de dezembro de 2009 e de 2008

	31 de dezembro de 2009 R$	31 de dezembro de 2008 R$
Ativos circulantes		
Caixa e equivalentes de caixa	263.814	5.966
Contas a receber	16.962	-
Total do ativo circulante	280.776	5.966
Ativos não circulantes		
Gastos com exploração e avaliação a compensar	369.537	8.508
Total do ativo não circulante	369.537	8.508
Total do ativo	650.313	14.474
Passivo circulante		
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	75.687	-
Total do passivo circulante	75.687	-
Passivo não circulante		
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades	620.362	16.294
Total do passivo não circulante	620.362	16.294
Total do passivo	696.049	16.294
Passivo líquido	(45.736)	(1.820)
Patrimônio		
Capital emitido	3	3
Prejuízos acumulados	(62.515)	(1.739)
Reserva de conversão de moeda estrangeira	16.776	(84)
Total do patrimônio	(45.736)	(1.820)

Nota 20 Eventos subsequentes

Desde 30 de junho de 2010, não tem ocorrido quaisquer eventos relevantes.

A emissão destas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 3 de setembro de 2010.

Na opinião da Diretoria:

(a) As demonstrações financeiras e notas apresentadas nas páginas 3 a 23:

(i) Estão de acordo com as principais Normas Contábeis Australianas; e
(ii) Apresentam uma visão verdadeira e justa da posição financeira da Companhia em 30 de junho de 2010 e de seu desempenho no exercício findo naquela data, e

(b) Existem motivos razoáveis para acreditar que a Companhia conseguirá pagar suas dívidas conforme e quando elas vencem.

A Nota 1(a) confirma que as demonstrações financeiras também contemplam os IFRS, conforme emitido pelo Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB).

Esta declaração é feita de acordo com uma resolução do Conselho de Administração.

Em nome dos Diretores:

Sr. Robert Hosking
Presidente Executivo

Melbourne, 3 de setembro de 2010

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS DA KEI (PERU Z38) PTY LTD. E DA KEI (PERU 112) PTY LTD. RELATIVAS AOS PERÍODOS DE TRÊS MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010 E 2009

[página intencionalmente deixada em branco]

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru Z38) Pty Ltd.

Relatório financeiro intermediário para o trimestre findo em 30 de setembro de 2010 e relatório de revisão dos auditores independentes

pwc

(Tradução livre do original em inglês)

Relatório de revisão dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
KEI (Peru Z38) Pty Ltd.

Introdução

Revisamos o balanço patrimonial intermediário condensado da KEI (Peru Z38) Pty Ltd. em 30 de setembro de 2010 e as demonstrações condensadas do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa do período de três meses findo nessa data, bem como um resumo das principais políticas contábeis e as notas explicativas. A administração é responsável pela preparação e apresentação dessas informações financeiras intermediárias condensadas de acordo com a Norma Internacional de Contabilidade 34 'Relatórios financeiros intermediários'. Nossa responsabilidade é a de emitir uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias condensadas com base em nossa revisão.

Escopo da revisão

Nossa revisão foi conduzida de acordo com a Norma Internacional sobre Trabalhos de Revisão 2410, 'Revisão das informações financeiras intermediárias realizada pelo auditor independente da entidade'. Uma revisão das informações financeiras intermediárias consiste em indagar principalmente as pessoas responsáveis pelas questões financeiras e contábeis, bem como aplicar procedimentos analíticos e outros relacionados à revisão. Uma revisão é substancialmente dotada de menos escopo do que uma auditoria conduzida de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria e, consequentemente, não nos permite tomar conhecimento de todas as questões importantes que podem ser identificadas em uma auditoria. Dessa forma, não expressamos um parecer de auditoria.

pwc

KEI (Peru Z38) Pty Ltd.

Conclusão

Com base em nossa revisão, não detectamos nada que nos faça acreditar que as informações financeiras intermediárias condensadas não tenham sido preparadas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a Norma Internacional de Contabilidade 34 'Relatórios financeiros intermediários'.

Parágrafo de ênfase

Sem fazer ressalvas a nossa conclusão, chamamos sua atenção para a Nota 1 às demonstrações financeiras, que indica que a Companhia atualmente está em fase de exploração e, portanto, suas operações dependem do apoio financeiro da controladora principal, Karoon Gas Australia Ltd. Essas condições indicam a existência de incertezas relevantes que podem suscitar dúvidas substanciais sobre sua continuidade operacional.

Rio de Janeiro, 18 de outubro de 2010

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

KEI (Peru Z38) Pty Ltd

Demonstração condensada do resultado abrangente

Trimestre findo em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	2010 R$	2009 R$
Receitas	2	-	63
Outras receitas	2	69.082	60.458
Receita total e outras receitas		69.082	60.521
Honorários contábeis		(15.654)	(8.833)
Despesas com benefícios a empregados		(3.060)	-
Despesas com depreciação		(384)	-
Remuneração do auditor externo		(10.568)	-
Honorários de consultoria		(1.662)	-
Custos financeiros		(3.166)	(474)
Honorários legais		(1.662)	(48.202)
Despesas com viagens e hospedagem		(23.175)	(697)
Outras despesas com administração		(16.669)	-
Outras despesas		(24.094)	-
Total das despesas		(100.094)	(58.206)
Prejuízo antes do imposto de renda		(31.012)	2.315
Despesa de imposto de renda		-	-
Lucro/(prejuízo) no trimestre		(31.012)	2.315
Outros prejuízos abrangentes:			
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação		(4.763.584)	(744.709)
Imposto de renda relativo a componentes de outros prejuízos abrangentes		-	-
Total do prejuízo abrangente no trimestre		(4.794.596)	(742.394)

A demonstração condensada do resultado abrangente acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd

Demonstração condensada das origens e aplicações de recursos

Em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	30 de setembro de 2010 R$	30 de junho de 2010 R$
Ativos circulantes			
Caixa e equivalentes de caixa		1.210.383	328.011
Contas a receber		3.765.377	5.096.354
Depósitos de títulos		28.564	-
Total do ativo circulante		5.004.324	5.424.365
Ativos não circulantes			
Contas a receber		6.160	38.782
Imobilizado		17.614	-
Gastos com exploração e avaliação a compensar	4	33.855.287	34.412.702
Total do ativo não circulante		33.879.061	34.451.484
Total do ativo		38.883.385	39.875.849
Passivo circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades		197.652	2.072.028
Total do passivo circulante		197.652	2.072.028
Passivo não circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades		43.256.570	37.580.062
Total do passivo não circulante		43.256.570	37.580.062
Total do passivo		43.454.222	39.652.090
Ativo líquido (passivo líquido)		(4.570.837)	223.759
Patrimônio			
Capital emitido		5	5
Prejuízos acumulados		(543.679)	(512.667)
Reserva de conversão de moeda estrangeira		(4.027.163)	736.421
Total do patrimônio		(4.570.837)	223.759

A demonstração condensada das origens e aplicações de recursos acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd

Demonstração condensada das mutações do patrimônio líquido

Trimestre findo em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Capital emitido	Prejuízos acumulados	Reserva de conversão de moeda estrangeira	Total do patrimônio
	R$	R$	R$	R$
Em 1 º. de julho de 2009	5	(76.649)	(1.157.300)	(1.233.944)
Lucro no trimestre	-	2.315	-	2.315
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	(744.709)	(744.709)
Total do prejuízo abrangente no trimestre	5	2.315	(744.709)	(742.394)
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de setembro de 2009	5	(74.334)	(1.902.009)	(1.976.338)
Em 1º. de julho de 2010	5	(512.667)	736.421	223.759
Prejuízo no trimestre	-	(31.012)		(31.012)
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	(4.763.584)	(4.763.584)
Total do prejuízo abrangente no trimestre	-	(31.012)	(4.763.584)	(4.794.596)
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de setembro de 2010	5	(543.679)	(4.027.163)	(4.570.837)

A demonstração condensada das mutações no patrimônio líquido acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd

Demonstração condensada do fluxo de caixa

Trimestre findo em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	2010 R$	2009 R$
Fluxo de caixa de atividades operacionais		
Receitas de clientes (incluindo reembolso de GST, imposto equivalente ao ICMS)	1.272.327	15.035
Pagamentos a fornecedores e empregados (inclusive GST)	(87.796)	(40.546)
Juros recebidos	-	63
Juros e outros custos financeiros pagos	(3.166)	(474)
Fluxo de caixa utilizado em atividades operacionais, líquido	1.181.365	(25.922)
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Pagamentos por imobilizado	(17.998)	-
Pagamentos de gastos com exploração e avaliação	(2.323.211)	(1.162.420)
Fluxo de caixa utilizado em atividades de investimento, líquido	(2.341.209)	(1.162.420)
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Provisão de recursos da controladora direta e principal	2.042.216	1.468.991
Fluxo de caixa gerado por atividades financeiras, líquido	2.042.216	1.468.991
Aumento (diminuição) no caixa e equivalentes de caixa, líquido	882.372	280.649
Caixa e equivalentes de caixa no início do trimestre	328.011	61.984
Caixa e equivalentes de caixa no final do trimestre	1.210.383	342.633

A demonstração condensada do fluxo de caixa acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Notas explicativas às demonstrações financeiras condensadas
Trimestre findo em 30 de setembro de 2010

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis

KEI (Peru Z38) Pty Ltd é uma "proprietary company" (sociedade limitada por ações detidas por uma empresa estrangeira), formada e domiciliada na Austrália. A Companhia tem uma filial no Peru: KEI (Peru Z38) Pty Ltd, Sucursal del Peru.

A controladora direta é a Karoon Energy International Ltd. A controladora principal é a Karoon Gas Australia Ltd.

(a) Base de preparação das demonstrações financeiras condensadas
A KEI (Peru Z38) Pty Ltd não é uma empresa que apresenta relatório, mas está preparando as demonstrações financeiras condensadas com o objetivo único de possivelmente ter ações negociadas na bolsa de valores do Brasil.

As demonstrações financeiras condensadas são demonstrações financeiras com propósitos gerais, que foram preparadas de acordo com a Norma de Contabilidade Australiana AASB 134 'Relatórios Financeiros Intermediários'. As demonstrações financeiras condensadas também estão de acordo com a Norma Internacional de Contabilidade (IAS) 34 'Relatórios Financeiros Intermediários'.

As demonstrações financeiras condensadas não incluem todas as notas normalmente inseridas nas Demonstrações Financeiras Anuais com Propósitos Gerais.

Recomenda-se que as demonstrações financeiras condensadas sejam lidas em conjunto com as Demonstrações Financeiras Anuais com Propósitos Gerais para o exercício findo em 30 de junho de 2010.

Além da alteração na política contábil descrita na nota 1(c) abaixo, as demonstrações financeiras condensadas foram preparadas utilizando-se as mesmas políticas e métodos contábeis de cálculo utilizados nas Demonstrações Financeiras Anuais com Propósitos Gerais para o exercício findo em 30 de junho de 2010.

(b) Empresa em atividade
Para o trimestre findo em 30 de setembro de 2010, a Companhia tinha entradas e saídas de caixa líquido operacionais no valor de R$1.181.365 (2009: R$(25.922)) e saídas de caixa líquido de investimento no valor de R$2.341.209 (2009: R$1.162.420). Esses fluxos de caixa foram utilizados para financiar o programa de exploração da Companhia, que tem o comprometimento de atuar de acordo com suas obrigações relativas a licenças. O financiamento para cumprir esse compromisso foi fornecido pela controladora principal da Companhia, a Karoon Gas Australia Ltd. O Conselho de Administração da Karoon Gas Australia Ltd. apresentou uma garantia de no mínimo doze meses a partir de 18 de outubro de 2010 de que a amortização desses valores ficará subordinada em favor de todos os outros credores. A Karoon Gas Australia Ltd. também aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia como e quando for necessário permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brasil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações emitidas do capital social da Companhia.

A Karoon Gas Australia Ltd. foi avaliada como uma empresa em atividade que cumprirá suas obrigações financeiras no próximo período de 12 meses e, assim, fornecer apoio financeiro suficiente para a Companhia, desde a data da assinatura da Declaração dos Diretores da Companhia, com base na habilidade da controladora para: vender os direitos de concessão ("farm-out") de suas permissões para exploração a fim de financiar compromissos futuros relacionados a gastos com exploração; levantar capital adicional através da emissão de novas ações ordinárias para cumprir as exigências de capital circulante e/ou defasagens nos compromissos relativos a gastos com exploração; e/ou administrar seu caixa existente e os fluxos de caixa futuros para cumprir as suas obrigações atuais e planos futuros.

(c) Alteração na política contábil
AASB 2009-5 'Alterações Adicionais às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais' (em vigor a partir de 10. de janeiro de 2010) Durante 2009, o AASB fez várias alterações às Normas de Contabilidade Australianas como resultado do projeto de melhorias anuais do Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB). A partir de 10. de julho de 2010, somente os gastos com exploração e avaliação capitalizados podem ser apresentados como fluxos de caixa de atividades de investimento. A Companhia não apropriou nenhum gasto com exploração e avaliação em 2010 ou 2009.

	2010 R$	2009 R$
Nota 2 Receita		
Receita de juros de entidades não-relacionadas	-	63
Total da receita	-	63
Ganhos com moeda estrangeira, líquidos	69.082	60.458
Total de outras receitas	69.082	60.458

Nota 3 Dividendos

Não havia dividendos comuns declarados ou pagos durante o trimestre pela Companhia (2009: R$ zero).

Conta imputada a dividendos ("franking account")		
Saldo da conta imputada a dividendos no final do trimestre	-	-

	30 de setembro de 2010 R$	30 de setembro de 2009 R$
Nota 4 Gastos com exploração e avaliação a compensar		
Gastos diferidos com relação à exploração e avaliação geológica, geofísica e outras, incluindo custos administrativos gerais atribuíveis diretamente	33.855.287	10.443.368

Reconciliação

A reconciliação do gasto com exploração e avaliação a compensar está demonstrada abaixo:

Saldo no início do trimestre	34.412.702	10.365.831
Aumentos	831.463	764.743
Diferença líquida de moeda estrangeira resultante da conversão para a moeda de apresentação	(1.388.878)	(687.206)
Total de gastos com exploração e avaliação a compensar (ver nota (a) abaixo)	33.855.287	10.443.368
Tangível	-	-
Intangível	33.855.287	10.443.368
	33.855.287	10.443.368

(a) O gasto com exploração e avaliação a compensar se refere a áreas de interesse na fase de exploração para a permissão para exploração do Bloco Z-38.

O gasto é compensado com base no fato de que as atividades de avaliação e exploração na área de interesse não alcançaram um estágio que permite uma avaliação razoável da existência de reservas ou de reservas recuperáveis economicamente; e uma atividade ativa e relevante na, ou em relação à, área de interesse está sendo continuada. A recuperabilidade futura do valor contábil do gasto capitalizado com exploração e avaliação depende do desenvolvimento e da exploração comercial bem-sucedidos ou, alternativamente, da venda da área de interesse.

(b) Somente para fins de informação, se esforços bem-sucedidos tivessem sido adotados para o tratamento do gasto com exploração e avaliação, o valor que teria sido apropriado à demonstração condensada do resultado abrangente durante o trimestre teria montado a R$831.463 (2009: R$764.743). Em 30 de setembro de 2010, se esforços contábeis bem-sucedidos tivessem sido adotados, o gasto com exploração e avaliação a compensar teria sido R$ zero.

Nota 5 Informações sobre o segmento

(a) Descrição dos segmentos

A Companhia identificou seus segmentos operacionais com base em relatórios internos que são revisados e usados pelo Presidente Executivo e Gerente de Exploração (identificado como "tomador de decisões operacionais") na avaliação do desempenho e determinação da alocação de recursos.

O segmento operacional identificado baseia-se na participação societária da Companhia em sua permissão para exploração. Informações financeiras separadas (inclusive gastos com exploração e a avaliação) são fornecidas para o tomador de decisões operacionais regularmente.

A Companhia identificou um segmento operacional: Exploração no Peru. Atualmente, a Companhia está envolvida na exploração e avaliação marítimas de hidrocarbonetos no Bloco Z-38.

Os valores fornecidos para o tomador de decisões operacionais com relação aos ativos totais são mensurados de maneira consistente com as demonstrações financeiras condensadas. Os ativos reportáveis do segmento são iguais aos ativos totais.

Nota 6 Passivos e ativos contingentes

Não houve alteração nos passivos e ativos contingentes desde 30 de junho de 2010.

Nota 7 Dependência econômica

A Companhia conta com sua controladora principal, Karoon Gas Australia Ltd, para o fornecimento de suporte contínuo para financiar suas atividades. A Karoon Gas Australia Ltd aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia conforme e quando for necessário para permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brazil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações emitidas do capital social da Companhia.

Nota 8 Eventos subsequentes

Desde 30 de setembro de 2010, não tem ocorrido quaisquer eventos relevantes.

A emissão destas demonstrações financeiras condensadas e respectivas notas explicativas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 18 de outubro de 2010.

KEI (Peru Z38) Pty Ltd
Declaração da Diretoria
Trimestre findo em 30 de setembro de 2010

Na opinião da Diretoria:

(a) as demonstrações financeiras condensadas e notas apresentadas nas páginas 2 a 8

(i) estão de acordo com as principais Normas de Contabilidade Australianas; e
(ii) apresentam uma visão verdadeira e justa da posição financeira da Companhia em 30 de setembro de 2010 e de seu desempenho no trimestre findo naquela data, e

(b) existem motivos razoáveis para acreditar que a Companhia conseguirá pagar suas dívidas conforme e quando elas vencem.

Esta declaração é feita de acordo com uma resolução do Conselho de Administração.

Em nome dos Diretores:

Sr. Robert Hosking
Presidente Executivo

Melbourne, 18 de outubro de 2010

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru 112) Pty Ltd.

Relatório financeiro intermediário para o trimestre findo em 30 de setembro de 2010 e relatório de revisão dos auditores independentes

pwc

(Tradução livre do original em inglês)

Relatório de revisão dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
KEI (Peru 112) Pty Ltd.

Introdução

Revisamos o balanço patrimonial intermediário condensado da KEI (Peru 112) Pty Ltd. em 30 de setembro de 2010 e as demonstrações condensadas do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa do período de três meses findo nessa data, bem como um resumo das principais políticas contábeis e as notas explicativas. A administração é responsável pela preparação e apresentação dessas informações financeiras intermediárias condensadas de acordo com a Norma Internacional de Contabilidade 34 'Relatórios financeiros intermediários'. Nossa responsabilidade é a de emitir uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias condensadas com base em nossa revisão.

Escopo da revisão

Nossa revisão foi conduzida de acordo com a Norma Internacional sobre Trabalhos de Revisão 2410, 'Revisão das informações financeiras intermediárias realizada pelo auditor independente da entidade'. Uma revisão das informações financeiras intermediárias consiste em indagar principalmente as pessoas responsáveis pelas questões financeiras e contábeis, bem como aplicar procedimentos analíticos e outros relacionados à revisão. Uma revisão é substancialmente dotada de menos escopo do que uma auditoria conduzida de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria e, consequentemente, não nos permite tomar conhecimento de todas as questões importantes que podem ser identificadas em uma auditoria. Dessa forma, não expressamos um parecer de auditoria.

KEI (Peru 112) Pty Ltd.

Conclusão

Com base em nossa revisão, não detectamos nada que nos faça acreditar que as informações financeiras intermediárias condensadas não tenham sido preparadas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a Norma Internacional de Contabilidade 34 'Relatórios financeiros intermediários'.

Parágrafo de ênfase

Sem fazer ressalvas a nossa conclusão, chamamos sua atenção para a Nota 1 às demonstrações financeiras, que indica que a Companhia atualmente está em fase de exploração e, portanto, suas operações dependem do apoio financeiro da controladora principal, Karoon Gas Australia Ltd. Essas condições indicam a existência de incertezas relevantes que podem suscitar dúvidas substanciais sobre sua continuidade operacional.

Rio de Janeiro, 18 de outubro de 2010

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RJ

Marcos Donizete Panassol
Contador CRC 1SP155975/O-8 "S" RJ

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstração condensada do resultado abrangente
Trimestre findo em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	2010 R$	2009 R$
Receitas	2	-	62
Outras receitas	2	247	69
Receita total e outras receitas		247	131
Honorários contábeis		(3.904)	(9.050)
Remuneração do auditor externo		(18.055)	-
Honorários de consultoria		(1.592)	-
Custos financeiros		(1.461)	(391)
Despesas com viagens e hospedagem		(2.324)	(2.310)
Outras despesas		(399)	(892)
Total das despesas		(27.735)	(12.643)
Prejuízo antes do imposto de renda			
Despesa de imposto de renda		-	-
Prejuízo no trimestre		(27.488)	(12.512)
Outros prejuízos abrangentes:			
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação		(65.200)	1.470
Imposto de renda relativo a componentes de outros prejuízos abrangentes			
Total do prejuízo abrangente no trimestre		(92.688)	(11.042)

A demonstração condensada do resultado abrangente acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru 112) Pty Ltd

Demonstração condensada das origens e aplicações de recursos

Em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Nota	30 de setembro de 2010 R$	30 de junho de 2010 R$
Ativos circulantes			
Caixa e equivalentes de caixa		96.675	14.861
Contas a receber		46.193	37.898
Total do ativo circulante		142.868	52.759
Ativos não circulantes			
Gastos com exploração e avaliação a compensar	4	1.235.787	1.057.684
Total do ativo não circulante		1.235.787	1.057.684
Total do ativo		1.378.655	1.110.443
Passivo circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades		49.911	194.228
Total do passivo circulante		49.911	194.228
Passivo não circulante			
Duplicatas a pagar e outras exigibilidades		1.472.771	967.555
Total do passivo não circulante		1.472.771	967.555
Total do passivo		1.522.682	1.161.783
Passivo líquido		(144.028)	(51.340)
Patrimônio			
Capital emitido		3	3
Prejuízos acumulados		(101.706)	(74.218)
Reserva de conversão de moeda estrangeira		(42.325)	22.875
Total do patrimônio		(144.028)	(51.340)

A demonstração condensada das origens e aplicações de recursos acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstração condensada das mutações do patrimônio líquido
Trimestre findo em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	Capital emitido	Prejuízos acumulados	Reserva de conversão de moeda estrangeira	Total do patrimônio
	R$	R$	R$	R$
Em 1º. de julho de 2009	3	(32.127)	2.345	(29.779)
Prejuízo no trimestre	-	(12.512)	-	(12.512)
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	1.470	1.470
Total do prejuízo abrangente no trimestre	3	(12.512)	1.470	(11.042)
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de setembro de 2009	3	(44.639)	3.815	(40.821)
Em 1º. de julho de 2010	3	(74.218)	22.875	(51.340)
Prejuízo no trimestre	-	(27.488)	-	(27.488)
Diferenças cambiais resultantes da conversão das transações financeiras e saldos da filial estrangeira e conversão para a moeda de apresentação	-	-	(65.200)	(65.200)
Total do prejuízo abrangente no trimestre	-	(27.488)	(65.200)	(92.688)
Transações com acionistas em sua capacidade de acionistas:				
Ações ordinárias emitidas	-	-	-	-
Custos com transações resultantes das emissões de ações	-	-	-	-
	-	-	-	-
Em 30 de setembro de 2010	3	(101.706)	(42.325)	(144.028)

A demonstração condensada das mutações no patrimônio líquido acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Demonstração condensada do fluxo de caixa
Trimestre findo em 30 de setembro de 2010 (Tradução livre do original em inglês)

	2010 R$	2009 R$
Fluxo de caixa de atividades operacionais		
Receitas de clientes (incluindo reembolso de GST, imposto equivalente ao ICMS)	8.110	1.156
Pagamentos a fornecedores e empregados (inclusive GST)	(37.669)	(14.052)
Juros recebidos	-	62
Juros e outros custos financeiros pagos	(1.461)	(391)
Fluxo de caixa utilizado em atividades operacionais, líquido	(31.020)	(13.225)
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Compra de imobilizado e softwares	(861)	-
Pagamentos de gastos com exploração e avaliação	(391.521)	(39.734)
Fluxo de caixa utilizado em atividades de investimento, líquido	(392.382)	(39.734)
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Provisão de recursos da controladora direta	537.838	128.926
Provisão de recursos para empresa ligada	(32.622)	(27.338)
Fluxo de caixa gerado por atividades financeiras, líquido	505.216	101.588
Aumento (diminuição) no caixa e equivalentes de caixa, líquido	81.814	48.629
Caixa e equivalentes de caixa no início do trimestre	14.861	2.750
Caixa e equivalentes de caixa no final do trimestre	96.675	51.379

A demonstração condensada do fluxo de caixa acima deve ser lida em conjunto com as notas explicativas.

(Tradução livre do original em inglês)

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Notas explicativas às demonstrações financeiras condensadas
Trimestre findo em 30 de setembro de 2010

Nota 1 Resumo das principais políticas contábeis

KEI (Peru 112) Pty Ltd é uma "proprietary company" (sociedade limitada por ações detidas por uma empresa estrangeira), formada e domiciliada na Austrália. A Companhia tem uma filial no Peru: KEI (Peru 112) Pty Ltd, Sucursal del Peru.

A controladora direta é a Karoon Energy International Ltd. A controladora principal é a Karoon Gas Australia Ltd.

(a) Base de preparação das demonstrações financeiras condensadas
A KEI (Peru 112) Pty Ltd não é uma empresa que apresenta relatório, mas está preparando as demonstrações financeiras condensadas com o objetivo único de possivelmente ter ações negociadas na bolsa de valores do Brasil.

As demonstrações financeiras condensadas são demonstrações financeiras com propósitos gerais, que foram preparadas de acordo com a Norma de Contabilidade Australiana AASB 134 'Relatórios Financeiros Intermediários'. As demonstrações financeiras condensadas também estão de acordo com a Norma Internacional de Contabilidade (IAS) 34 'Relatórios Financeiros Intermediários'.

As demonstrações financeiras condensadas não incluem todas as notas normalmente inseridas nas Demonstrações Financeiras Anuais com Propósitos Gerais.

Recomenda-se que as demonstrações financeiras condensadas sejam lidas em conjunto com as Demonstrações Financeiras Anuais com Propósitos Gerais para o exercício findo em 30 de junho de 2010.

Além da alteração na política contábil descrita na nota 1(c) abaixo, as demonstrações financeiras condensadas foram preparadas utilizando-se as mesmas políticas e métodos contábeis de cálculo utilizados nas Demonstrações Financeiras Anuais com Propósitos Gerais para o exercício findo em 30 de junho de 2010.

(b) Empresa em atividade
Para o trimestre findo em 30 de setembro de 2010, a Companhia tinha saídas de caixa líquido operacionais no valor de R$31.020 (2009: R$13.225) e saídas de caixa líquido de investimento no valor de R$392.382 (2009: R$39.734). Esses fluxos de caixa foram utilizados para financiar o programa de exploração da Companhia, que tem o comprometimento de atuar de acordo com suas obrigações relativas a licenças. O financiamento para cumprir esse compromisso foi fornecido pela controladora principal da Companhia, a Karoon Gas Australia Ltd. O Conselho de Administração da Karoon Gas Australia Ltd. apresentou uma garantia de no mínimo doze meses a partir de 18 de outubro de 2010 de que a amortização desses valores ficará subordinada em favor de todos os outros credores. A Karoon Gas Australia Ltd. também aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia como e quando for necessário permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brasil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações emitidas do capital social da Companhia.

A Karoon Gas Australia Ltd. foi avaliada como uma empresa em atividade que cumprirá suas obrigações financeiras no próximo período de 12 meses e, assim, fornecer apoio financeiro suficiente para a Companhia, desde a data da assinatura da Declaração dos Diretores da Companhia, com base na habilidade da controladora para: vender os direitos de concessão ("farm-out") de suas permissões para exploração a fim de financiar compromissos futuros relacionados a gastos com exploração; levantar capital adicional através da emissão de novas ações ordinárias para cumprir as exigências de capital circulante e/ou defasagens nos compromissos relativos a gastos com exploração; e/ou administrar seu caixa existente e os fluxos de caixa futuros para cumprir as suas obrigações atuais e planos futuros.

(c) Alteração na política contábil
AASB 2009-5 'Alterações Adicionais às Normas de Contabilidade Australianas resultantes do Projeto de Melhorias Anuais' (em vigor a partir de 10. de janeiro de 2010) Durante 2009, o AASB fez várias alterações às Normas de Contabilidade Australianas como resultado do projeto de melhorias anuais do Conselho de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB). A partir de 10. de julho de 2010, somente os gastos com exploração e avaliação capitalizados podem ser apresentados como fluxos de caixa de atividades de investimento. A Companhia não apropriou nenhum gasto com exploração e avaliação em 2010 ou 2009.

	2010 R$	2009 R$
Nota 2 Receita		
Receita de juros de entidades não-relacionadas	-	62
Total da receita	-	62
Ganhos com moeda estrangeira, líquidos	247	69
Total de outras receitas	247	69

Nota 3 Dividendos

Não havia dividendos comuns declarados ou pagos durante o trimestre pela Companhia (2009: R$ zero).

Conta imputada a dividendos ("franking account")		
Saldo da conta imputada a dividendos no final do trimestre	-	-

	30 de setembro de 2010 R$	30 de setembro de 2009 R$
Nota 4 Gastos com exploração e avaliação a compensar		
Gastos diferidos com relação à exploração e avaliação geológica, geofísica e outras, incluindo custos administrativos gerais atribuíveis diretamente	1.235.787	187.077
Reconciliação		
A reconciliação do gasto com exploração e avaliação a compensar está demonstrada abaixo:		
Saldo no início do trimestre	1.057.684	135.273
Diferença líquida de moeda estrangeira resultante da conversão para a moeda de apresentação	29.071	(680)
Aumentos	149.032	52.484
Total de gastos com exploração e avaliação a compensar (ver nota (a) abaixo)	1.235.787	187.077
Tangível	-	-
Intangível	1.235.787	187.077
	1.235.787	187.077

(a) O gasto com exploração e avaliação a compensar se refere a áreas de interesse na fase de exploração para a permissão para exploração do Bloco 144.

O gasto é compensado com base no fato de que as atividades de avaliação e exploração na área de interesse não alcançaram um estágio que permite uma avaliação razoável da existência de reservas ou de reservas recuperáveis economicamente; e uma atividade ativa e relevante na, ou em relação à, área de interesse está sendo continuada. A recuperabilidade futura do valor contábil do gasto capitalizado com exploração e avaliação depende do desenvolvimento e da exploração comercial bem-sucedidos ou, alternativamente, da venda da área de interesse.

(b) Somente para fins de informação, se esforços bem-sucedidos tivessem sido adotados para o tratamento do gasto com exploração e avaliação, o valor que teria sido apropriado à demonstração condensada do resultado abrangente durante o trimestre teria montado a R$149.032 (2009: R$52.484). Em 30 de setembro de 2010, se esforços contábeis bem-sucedidos tivessem sido adotados, o gasto com exploração e avaliação a compensar teria sido R$ zero.

Nota 5 Informações sobre o segmento

(a) Descrição dos segmentos

A Companhia identificou seus segmentos operacionais com base em relatórios internos que são revisados e usados pelo Presidente Executivo e Gerente de Exploração (identificado como "tomador de decisões operacionais") na avaliação do desempenho e determinação da alocação de recursos.

O segmento operacional identificado baseia-se na participação societária da Companhia em sua permissão para exploração. Informações financeiras separadas (inclusive gastos com exploração e a avaliação) são fornecidas para o tomador de decisões operacionais regularmente.

A Companhia identificou um segmento operacional: Exploração no Peru. Atualmente, a Companhia está envolvida na exploração e avaliação em terra de hidrocarbonetos no Bloco 144.

Os valores fornecidos para o tomador de decisões operacionais com relação aos ativos totais são mensurados de maneira consistente com as demonstrações financeiras condensadas. Os ativos reportáveis do segmento são iguais aos ativos totais.

Nota 6 Passivos e ativos contingentes

Não houve alteração nos passivos e ativos contingentes desde 30 de junho de 2010.

Nota 7 Dependência econômica

A Companhia conta com sua controladora principal, Karoon Gas Australia Ltd, para o fornecimento de suporte contínuo para financiar suas atividades. A Karoon Gas Australia Ltd aceitou a responsabilidade de fornecer assistência financeira suficiente para a Companhia conforme e quando for necessário para permitir que a Companhia continue suas operações e cumpra todas as suas obrigações financeiras até esse período, uma vez que a Karoon Petroleo & Gas S.A. ("Karoon Brazil") negocia ações na Bolsa de Valores de São Paulo, ou BOVESPA, no Brasil, e a Karoon Brasil adquire todas as ações emitidas do capital social da Companhia.

Nota 8 Eventos subsequentes

Desde 30 de setembro de 2010, não tem ocorrido quaisquer eventos relevantes.

A emissão destas demonstrações financeiras condensadas e respectivas notas explicativas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 18 de outubro de 2010.

KEI (Peru 112) Pty Ltd
Declaração da Diretoria
Trimestre findo em 30 de setembro de 2010

Na opinião da Diretoria:

(a) as demonstrações financeiras condensadas e notas apresentadas nas páginas 2 a 8

(i) estão de acordo com as principais Normas de Contabilidade Australianas; e
(ii) apresentam uma visão verdadeira e justa da posição financeira da Companhia em 30 de setembro de 2010 e de seu desempenho no trimestre findo naquela data, e

(b) existem motivos razoáveis para acreditar que a Companhia conseguirá pagar suas dívidas conforme e quando elas vencem.

Esta declaração é feita de acordo com uma resolução do Conselho de Administração.

Em nome dos Diretores:

Sr. Robert Hosking
Presidente Executivo

Melbourne, 18 de outubro de 2010

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

- Formulário de Referência da Companhia

[página intencionalmente deixada em branco]

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA COMPANHIA

[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-3

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras A-4

3.2 - Medições não contábeis A-5

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras A-6

3.4 - Política de destinação dos resultados A-7

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas A-9

3.7 - Nível de endividamento A-10

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento A-11

3.9 - Outras informações relevantes A-12

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco A-13

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco A-27

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes A-28

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores A-29

4.5 - Processos sigilosos relevantes A-30

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto A-31

4.7 - Outras contingências relevantes A-32

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados A-33

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado A-34

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado A-38

Índice

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-45

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial A-49

6.7 - Outras informações relevantes A-50

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas A-51

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais A-59

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais A-60

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total A-78

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades A-79

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior A-92

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades A-93

7.8 - Relações de longo prazo relevantes A-98

7.9 - Outras informações relevantes A-102

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico A-111

8.2 - Organograma do Grupo Econômico A-112

8.3 - Operações de reestruturação A-113

8.4 - Outras informações relevantes A-114

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros A-115

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia A-116

Índice

9.2 - Outras informações relevantes A-121

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais A-122

10.2 - Resultado operacional e financeiro A-132

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras A-134

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor A-135

10.5 - Políticas contábeis críticas A-136

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor A-138

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios A-139

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras A-140

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras A-141

10.10 - Plano de negócios A-142

10.11 - Outros fatores com influência relevante A-143

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas A-148

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas A-149

12. Assembléia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa A-150

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais A-152

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração A-155

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem A-156

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal A-157

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores A-161

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros A-162

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores A-163

12.12 - Outras informações relevantes A-164

Índice

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária A-165

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal A-167

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal A-168

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária A-169

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão A-171

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária A-172

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária A-173

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária A-174

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-175

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários A-176

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal A-177

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria A-178

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores A-179

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam A-180

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-181

13.16 - Outras informações relevantes A-182

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos A-183

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos A-184

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados A-185

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos A-186

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária A-187

15.3 - Distribuição de capital A-190

Índice

15.4 - Organograma dos acionistas A-191

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte A-192

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor A-193

15.7 - Outras informações relevantes A-194

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas A-195

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas A-196

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-198

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social A-199

17.2 - Aumentos do capital social A-200

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações A-201

17.5 - Outras informações relevantes A-202

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações A-203

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-204

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto A-206

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação A-207

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros A-208

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-209

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros A-210

18.10 - Outras informações relevantes A-211

19. Planos de recompra/tesouraria

19.4 - Outras informações relevantes A-212

Índice

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários A-213

20.2 - Outras informações relevantes A-214

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações A-215

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-216

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações A-219

21.4 - Outras informações relevantes A-220

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor A-221

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor A-222

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais A-223

22.4 - Outras informações relevantes A-224

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Juliano Magalhães Macedo**
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	287-9
Nome/Razão social do auditor	PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes
CPF/CNPJ do auditor	61.562.112/0001-20
Período de prestação de serviço	28/07/2010
Nome do responsável técnico	Marcos Panassol
CPF do responsável técnico	063.702.238-67
Endereço	Rua da Candelária, 65, 11º ao 15º andares, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20091-020, Telefone (21) 32326160, Fax (21) 25166592, e-mail: marcos.panassol@br.pwc.com
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2008 e 2009 (Serviços contratados em 28/07/2010). Revisão Especial das Informações Trimestrais e emissão de parecer de auditoria sobre as demonstrações financeiras de 30 de setembro de 2010 (Serviços contratados em 28/07/2010). Não foram prestados outros serviços além dos aqui descritos.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração dos auditores independentes relativa ao último exercício social, findo em 31 de dezembro de 2009, corresponde ao montante de R$62.300,00 e refere-se somente a serviços de auditoria prestados, uma vez que não foram prestados serviços de outra natureza pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes à Companhia.

2.3 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

3.1 - Informações Financeiras

(Reais)	Últ. Inf. Contábil (30/09/2010)	Exercício social (31/12/2009)	Exercício social (31/12/2008)
Patrimônio Líquido	45.522.000,00	47.931.000,00	45.046.000,00
Ativo Total	50.476.000,00	48.386.000,00	45.424.000,00
Resultado Bruto	-29.583.000,00	-2.067.000,00	1.132.000,00
Resultado Líquido	-29.583.000,00	-2.067.000,00	769.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	75.529.992	49.228.667	44.277.440
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	0,602701	0,973640	1,017358

3.2 - Medições não contábeis

Em função do estágio pré-operacional em que a Companhia se encontra, medições não contábeis não representam adequadamente a condição financeira e os resultados da Companhia. Sendo assim, a Companhia não utiliza medições não contábeis.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

A Companhia celebrou em 21 de outubro de 2010 um Contrato de Opção de Compra de Ações ("Contrato de Opção de Compra de Ações") com a Karoon Energy International Ltd. ("Kei Ltd.") por meio do qual a Companhia terá direito de adquirir a totalidade das ações de emissão da Kei (Peru Z38) Pty. Ltd. e Kei (Peru 112) Pty. Ltd. ("Sociedades Australianas") detentoras dos blocos exploratórios localizados no Peru. A opção de compra de ações prevista no Contrato de Opção de Compra de Ações poderá ser exercida pela Companhia após a liquidação das ações de emissão da Companhia objeto da oferta pública inicial de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da Companhia ("IPO"). O preço de exercício da opção de compra das ações emitidas pelas Sociedades Australianas, atribuído pela Kei Ltd., será de R$1.286.359.250,00, conforme laudo de avaliação elaborado especialmente para esse fim pela Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda., aprovado em Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 21 de outubro de 2010. Conforme estabelecido no Contrato de Opção de Compra de Ações, a Companhia efetuará uma emissão privada de bônus de subscrição em favor da Kei Ltd., contemplando o direito de subscrição e integralização de 500.850 ações ordinárias de emissão da Companhia ("Bônus de Subscrição"). O exercício pela Kei Ltd. do Bônus de Subscrição, que ficará condicionado ao exercício da opção de compra de ações descrita acima, acarretará na futura emissão de 500.850 ações ordinárias da Companhia para a Kei Ltd., que serão dadas em troca da totalidade das ações das Sociedades Australianas detentoras dos ativos Peruanos.

Após o exercício da opção de compra de ações prevista no Contrato de Opção de Compra de Ações e do Bônus de Subscrição, as Sociedades Australianas tornar-se-ão subsidiárias da Companhia e a Kei Ltd. aumentará sua participação no capital social da Companhia.

3.4 - Política de destinação dos resultados

Com relação às regras referentes à destinação de resultados dos exercícios anteriores, previamente à transformação da Companhia em sociedade por ações, seu contrato social previa que quando do encerramento do exercício social, em 31 de dezembro, deveria ser levantado o balanço patrimonial e a demonstração de resultados, devendo os lucros apurados serem distribuídos conforme determinação das sócias representando a maioria do capital social. As sócias também poderiam determinar a elaboração de balancetes a qualquer tempo, procedendo à distribuição dos lucros da Companhia com base neles. Como a Companhia encontrava-se em fase pré-operacional, não houve lucros nem, consequentemente, sua distribuição.

A Companhia continua em fase pré-operacional. Não obstante, está obrigada pela Lei das Sociedades por Ações e por seu Estatuto Social a realizar uma Assembleia Geral Ordinária até o quarto mês subsequente ao encerramento de cada exercício social para, entre outros aspectos, deliberar sobre a distribuição de dividendos. A distribuição de dividendos anuais toma por base as demonstrações financeiras referentes ao exercício social imediatamente anterior.

O Conselho de Administração deverá apresentar à Assembleia Geral Ordinária proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício social anterior, se existente, que será objeto de deliberação pelos acionistas. Para fins da Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido é definido como o resultado do exercício deduzidos os prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores, a provisão para o imposto sobre a renda, a provisão para contribuição social sobre o lucro líquido e quaisquer valores destinados ao pagamento de participações estatutárias de empregados e Administradores.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido poderá ser destinado à reserva de lucros e ao pagamento de dividendos.

Abaixo, encontra-se a descrição das atuais regras e políticas da Companhia referentes à destinação de seus resultados.

(a) regras sobre retenção de lucros	O Estatuto Social da Companhia prevê que o saldo remanescente do lucro líquido do exercício social anterior será destinado à criação de uma reserva estatutária, realizados decrescentemente e na ordem que segue: (i) 5% para a formação da Reserva Legal, que não deverá exceder 20% do capital social, podendo ser dispensada a constituição da Reserva Legal no exercício social em que o saldo dela, acrescido do montante das reservas de capital, exceder 30% do capital social; (ii) 0,001% para pagamento do dividendo mínimo obrigatório dos acionistas; e (iii) o percentual necessário, quando for o caso, para a constituição da reserva para contingências, nos termos do artigo 195 da Lei das Sociedades por Ações. O saldo das reservas de lucros, exceto pela reserva para contingências e pela reserva de lucros a realizar, não poderá exceder o valor do capital social. A reserva estatutária terá por finalidade financiar o desenvolvimento, o crescimento e a expansão dos negócios da Companhia. Depois que o limite da reserva de lucros for alcançado, o saldo poderá ser distribuído aos acionistas como um dividendo adicional, se aprovado pelos acionistas na Assembleia de acionistas.
(b) regras sobre distribuição de dividendos	O Estatuto Social da Companhia prevê o pagamento do dividendo mínimo obrigatório dos acionistas de pelo menos 0,001% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.
(c) periodicidade das distribuições de dividendos	A distribuição de dividendos será anual, podendo a Companhia, por deliberação do Conselho de Administração, levantar balanço semestral e declarar dividendos à conta de lucro apurado nesses balanços. Ainda, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.
(d) restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável à Companhia, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Nos termos do artigo 202, parágrafo 4º, da Lei das Sociedades por Ações, o dividendo mínimo não será obrigatório no exercício social em que os órgãos da administração informarem à assembleia geral ser incompatível com a situação financeira da Companhia. Exceto por essa hipótese, até a presente data, não foram impostas à Companhia quaisquer restrições relativas à distribuição de

3.4 - Política de destinação dos resultados

	dividendos, seja por meio de imposição legal e/ou regulamentar, seja em função de contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais.

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Por encontrar-se em fase pré-operacional, a Companhia não gerou lucros nos últimos exercícios sociais, não havendo, portanto, que se falar em dividendos declarados a conta de lucros retidos, nem em constituição de reservas.

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
30/09/2010	4.954.000,00	Índice de Endividamento	0,10882650	
31/12/2009	455.000,00	Índice de Endividamento	0,00949281	

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento

Últ. Inf. Contábil (30/09/2010)					
Tipo de dívida	**Inferior a um ano**	**Um a três anos**	**Três a cinco anos**	**Superior a cinco anos**	**Total**
Quirografárias	4.954.000,00	0,00	0,00	0,00	4.954.000,00
Total	4.954.000,00	0,00	0,00	0,00	4.954.000,00
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**
Quirografárias	455.000,00	0,00	0,00	0,00	455.000,00
Total	455.000,00	0,00	0,00	0,00	455.000,00
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes a este tópico já foram divulgadas nos itens acima.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

O investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência e, se for o caso, no prospecto da oferta dos respectivos valores mobiliários, no prospecto preliminar e no prospecto definitivo do IPO e no estudo de viabilidade econômico-financeiro (relatório de recursos potenciais) anexo a tais prospectos ("Estudo de Viabilidade" ou "Relatório de Recursos Potenciais") incluindo os riscos mencionados abaixo e as demonstrações financeiras da Companhia, acompanhadas pelas respectivas notas explicativas. Os negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros podem ser afetados de maneira adversa por qualquer dos fatores de risco mencionados acima e por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia pode diminuir em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte substancial de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia. Os riscos descritos abaixo são aqueles que a Companhia conhece e que acredita que atualmente podem afetá-la adversamente, de modo que riscos adicionais não conhecidos pela Companhia atualmente ou que a Companhia considera irrelevantes também podem afetar adversamente a Companhia.

Para os fins desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado", exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá "efeito adverso" ou "efeito negativo" para a Companhia, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia e de suas subsidiárias, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas nesta seção "4. Fatores de Risco" e na seção "5. Riscos de Mercado" devem ser compreendidas nesse contexto.

Ademais, não obstante a subdivisão desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado", determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens desta seção "4. Fatores de Risco" e da seção "5. Riscos de Mercado".

a. com relação à Companhia

A Companhia ainda está desenvolvendo sua plataforma na América do Sul, e, portanto, seu desempenho futuro é incerto e a Companhia depende da sua habilidade de implementar com sucesso sua estratégia de negócios, da contratação de pessoal qualificado e da continuidade da prestação de serviços pela Karoon Gas Australia Ltd. ("Karoon Austrália").

A Companhia é uma empresa recém estabelecida, sem nenhum histórico operacional e, por isso, está sujeita a riscos, despesas e incertezas associadas à implementação de seu plano e plataforma de negócios, os quais não são normalmente enfrentados por empresas já estabelecidas no mercado. A Companhia enfrenta desafios e incertezas em seu planejamento financeiro tendo em vista a indisponibilidade de um histórico de dados, e incertezas relacionadas à natureza, ao objetivo e aos resultados de suas atividades futuras. Novas empresas precisam desenvolver relações de negócios bem sucedidas, estabelecer procedimentos operacionais, contratar pessoal, instalar gerenciamento de informações e outros sistemas, constituir estabelecimentos e obter licenças, assim como tomar todas as demais medidas necessárias para conduzir suas atividades. É possível que a Companhia não obtenha sucesso na implementação de suas estratégias de negócio ou na conclusão do desenvolvimento da infra-estrutura necessária para a condução de seus negócios, tal como planejado. Nos estágios iniciais de desenvolvimento, as empresas apresentam riscos substanciais e podem sofrer perdas significativas.

Para estabelecer e executar sua estratégia de negócios, a Companhia dependerá de pessoal altamente qualificado para operar e prestar serviços técnicos e suporte necessário às suas atividades. A Companhia enfrenta forte concorrência para obtenção de mão-de-obra qualificada no seu setor de atuação, criando pressão para aumentos salariais. Com o aumento das atividades de exploração de petróleo e gás, a Companhia poderá enfrentar maiores dificuldades para identificar ou manter pessoal qualificado. A falta de pessoal qualificado ou a incapacidade de contratar ou de reter profissionais qualificados poderá afetar negativamente a qualidade, a segurança e a pontualidade do trabalho da Companhia. A concorrência por pessoal qualificado poderá gerar um impacto adverso relevante nos negócios da Companhia, limitando ou afetando a qualidade e segurança de suas operações, ou, ainda, aumentando seus custos.

Após o IPO, a Companhia continuará a depender da Karoon Austrália para o desenvolvimento e operação de suas atividades. Nesse sentido, a Companhia celebrou o *Master International Intercompany Services Agreement* ("Contrato de Prestação de Serviços") com a Karoon Austrália, por meio do qual a Karoon Austrália comprometeu-se a prestar à Companhia serviços de consultoria técnica para realização de explorações, suporte à administração financeira, bem como suporte em tecnologia da informação, vendas e *marketing* e suporte administrativo. Tal contrato permanecerá em vigor enquanto a Karoon Austrália detiver, direta ou indiretamente, o poder de interferir na condução dos assuntos da administração da Companhia pelo exercício do seu direito de voto nas assembleias gerais da Companhia. Existem determinados riscos associados aos serviços prestados pela Karoon Austrália, incluindo riscos devidos à distância física e diferenças de fuso horário. Por exemplo, caso a Companhia tenha determinado problema inesperado com sua plataforma de tecnologia da informação, não há garantia de que a Karoon Austrália poderá resolver tal problema de imediato. Além disso, não há garantia de que a Karoon Austrália manterá o poder de controle da Companhia, seja por meio de sua participação majoritária no capital social da Companhia ou da nomeação da maioria dos membros de seu Conselho de Administração. Após o término da vigência do Contrato de Prestação de Serviços, a Karoon Austrália não estará obrigada a prestar serviços à Companhia com base nos parâmetros de mercado, nos termos do Contrato de Prestação de Serviços, e a Companhia poderá ser obrigada a contratar alguns serviços com terceiros ou assumir a responsabilidade pela execução de tais serviços por conta própria. A Companhia não pode garantir que terá condições de celebrar contratos de prestação de serviços com terceiros e que, ainda que celebrados, tais contratos terão condições satisfatórias para a Companhia. Adicionalmente, a Karoon Austrália poderá dar preferência para outros blocos de exploração e produção de petróleo e gás no mundo em detrimento das atividades da Companhia, hipótese

4.1 - Descrição dos fatores de risco

em que a Companhia seria adversamente afetada. Além disso, nos termos do Contrato de Prestação de Serviços, a Karoon Austrália poderá competir com a Companhia e buscar novas oportunidades de exploração na América do Sul por meio de sociedades não controladas pela Companhia após cinco anos da data de celebração do Contrato de Prestação de Serviços ou a partir da data em que a Karoon Austrália deixar de exercer controle sobre a Companhia, dentre essas hipóteses, a que ocorrer por último.

É possível que a Companhia não obtenha êxito na implementação de suas estratégias de negócio, ou no desenvolvimento da infra-estrutura necessária para a implementação de suas atividades como planejado. Na hipótese de um ou mais projetos da Companhia não serem concluídos, sofrerem atrasos ou serem encerrados, seus resultados operacionais devem sofrer efeitos adversos e suas operações deverão diferir significativamente das atividades descritas neste Formulário de Referência. Os projetos poderão sofrer atrasos ou ser encerrados por vários motivos, incluindo instabilidade política, ato regulatório do governo, insuficiência de capital, desastres naturais, falha de engenharia ou mudanças na política de negócios da Companhia. Em razão de fatores da indústria ou daqueles que lhe são especificamente relacionados, a Companhia poderá ter que alterar seus métodos de realizar negócios, o que poderá causar um efeito adverso para a Companhia.

A Companhia poderá enfrentar atrasos ou não ser capaz de finalizar sua reestruturação societária.

Após a liquidação do IPO, a Companhia pretende realizar uma reestruturação societária na qual a Companhia será titular da totalidade do capital social das Sociedades Australianas, que detêm os ativos peruanos pertencentes ao Grupo Karoon, sendo estes, especificamente, o Bloco Z-38, em mar territorial do Peru, e o Bloco 144, na área terrestre do Peru. As Sociedades Australianas são atualmente subsidiárias da Kei Ltd., a qual, por sua vez, é integralmente detida pelo acionista controlador da Companhia, a Karoon Austrália.

Em relação à reestruturação societária, a Companhia e a Kei Ltd. celebraram em 21 de outubro de 2010 o Contrato de Opção de Compra de Ações, por meio do qual a Kei Ltd. outorgou à Companhia o direito de adquirir as ações de emissão das Sociedades Australianas, sendo a opção exercível após a realização com êxito do IPO. De acordo com o Bônus de Subscrição, outorgado pela Companhia simultaneamente à celebração do Contrato de Opção de Compra de Ações, a Kei Ltd. deverá subscrever 500.850 ações ordinárias de emissão da Companhia por um preço de emissão de R$1.286.359.250,00. No entanto, circunstâncias ou eventos que não dependem da Companhia, incluindo, sem limitação, casos fortuitos, mudanças em leis e regulamentos, decisões administrativas ou judiciais, questionamentos por terceiros, incluindo autoridades governamentais, a respeito da transferência, podem atrasar ou impedir a conclusão da reestruturação societária. Caso quaisquer desses eventos venham a ocorrer, a Companhia poderá não adquirir os blocos Z-38 e 144 no Peru, o que causaria um efeito adverso relevante.

O Estudo de Viabilidade é baseado em projeções de desempenho futuro da Companhia que podem se revelar inexatas.

O Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, que compreende os blocos exploratórios da Companhia na Bacia de Santos e os blocos exploratórios Z-38 e 144 das Sociedades Australianas no Peru, inclui projeções baseadas em hipóteses e expectativas atuais acerca de eventos futuros e tendências financeiras. A Companhia não pode assegurar que todas essas projeções se realizarão. As estimativas dos recursos potenciais constantes do Estudo de Viabilidade foram preparadas considerando hipóteses limitadas e simplificadas e são utilizadas para ilustrar os recursos potenciais, investimentos e custos da Companhia. Além disso, tendo em vista os julgamentos subjetivos e as incertezas inerentes às projeções, bem como em razão de as projeções serem baseadas em hipóteses que estão sujeitas a incertezas significativas e contingências fora do controle da Companhia, não é possível garantir que as projeções ou conclusões derivadas das mesmas se materializarão. Os recursos atuais, custos, fluxo de caixa, margem de lucro e exposição a riscos dos negócios de exploração e produção poderão ser significativamente menos favoráveis do que aqueles projetados no Estudo de Viabilidade. Um risco inerente às estimativas dos recursos potenciais da Companhia é o fato de que um poço perfurado pode não ser considerado economicamente viável. A possibilidade de não se encontrar reservas é um risco intrínseco ao *portfolio* de ativos das empresas que operam no setor da Companhia, inclusive a Companhia. Desta forma, o investidor poderá perder parte ou a totalidade de seu investimento, na medida em que as projeções ou conclusões incluídas no Estudo de Viabilidade e neste Formulário de Referência não sejam concretizadas.

As áreas em que a Companhia decida perfurar poderão não produzir petróleo ou gás em quantidades ou qualidade comercialmente viáveis.

A Companhia participa de leilões realizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP") para concessão de blocos exploratórios no Brasil considerados, por sua administração, como áreas potenciais favoráveis para atividades de exploração e produção, e pretende procurar novas oportunidades no Peru e no Brasil. Uma área potencial favorável é um bloco de exploração no qual os geocientistas da Companhia acreditam que deva haver petróleo ou gás, com base nas informações sísmicas e geológicas disponíveis. Os atuais prospectos exploratórios da Companhia encontram-se em diferentes estágios de avaliação e necessitarão de processamento e interpretação adicional de dados sísmicos relevantes. Além disso, os dez prospectos exploratórios da Companhia estão concentrados em três bacias, sendo que os prospectos exploratórios no Brasil estão geograficamente concentrados na Bacia de Santos. Dois dos prospectos da Companhia no Brasil, Morro da Igreja e Pico do Jaraguá, contém parte significativa dos recursos potenciais riscados líquidos de petróleo da Companhia no Brasil. No entanto, não é possível prever, antes da perfuração e dos testes, se um determinado prospecto exploratório produzirá petróleo ou gás em quantidades ou qualidade suficientes para recuperar os custos de perfuração, ou para ser considerado economicamente viável. Adicionalmente, apesar de ser possível encontrar gás em quantidades comerciais nas áreas potenciais favoráveis da Companhia, os custos para a construção de gasodutos necessários para transportar gás podem ser economicamente inviáveis. Por exemplo, em setembro de 2010, um poço exploratório foi perfurado no prospecto exploratório de Quasi, na Bacia de Santos (referente a um contrato estratégico de associação, do tipo *farm-in*, com a Petróleo Brasileiro S.A. ("Petrobras"), sujeito à aprovação regulatória pela ANP), e sua perfilagem com testes a cabo foi concluída indicando que não havia a presença de hidrocarbonetos comercialmente viáveis em tal poço.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Além disso, as analogias que a Companhia estabeleceu a partir dos dados disponíveis de outros poços, áreas potenciais ou campos de produção mais amplamente explorados, podem não ser aplicáveis às áreas potenciais a serem perfuradas pela Companhia. A Companhia poderá encerrar seu programa de perfuração de uma área potencial se as informações, estudos e relatórios indicarem que a possibilidade de desenvolvimento de recursos não é economicamente viável e, portanto, não merece mais investimentos. Se os prospectos exploratórios não tiverem êxito comprovado, a Companhia sofrerá efeitos adversos relevantes.

A Companhia não é atualmente, e talvez não seja no futuro, a operadora da totalidade dos blocos de exploração da Companhia no Brasil e do Grupo Karoon no Peru

A Companhia não é atualmente e, talvez não seja o futuro, a operadora de todos os seus blocos de exploração no Brasil e a Karoon Gas Australia Ltd., diretamente ou por meio de suas controladas ou coligadas, incluindo por meio das Sociedades Australianas ("Grupo Karoon") também não é atualmente e, talvez não seja o futuro, a operadora de todos os seus blocos de exploração no Peru. Atualmente a Companhia e outras empresas pertencentes ao Grupo Karoon operam sete blocos de exploração, enquanto outros, dois blocos são operados pela Petrobras. A Companhia possui capacidade limitada para exercer influência nas operações dos blocos de exploração operados por seus parceiros. Além disso, a Companhia poderá firmar outras parcerias em que não atuará como operadora dos blocos de exploração.

A dependência da Companhia em relação ao operador nesses blocos de exploração pode impedir a obtenção dos seus retornos esperados. O sucesso e o calendário das atividades de exploração, bem como o desenvolvimento dos blocos de exploração operados por seus parceiros dependerão de inúmeros fatores que poderão estar fora do controle da Companhia, tais como: o calendário e os custos a serem incorridos; a perícia técnica e os recursos financeiros do operador; a aprovação de outros participantes nos poços de perfuração; a seleção de tecnologia; e a taxa de produção das reservas, se houver.

Dependendo dos termos do respectivo contrato de operação conjunta, os operadores desses blocos de exploração poderão: se recusar a iniciar os projetos de exploração ou desenvolvimento; iniciar os projetos de exploração ou desenvolvimento de forma mais lenta ou mais rápida do que o esperado pela Companhia; atrasar o ritmo ou desenvolvimento da perfuração exploratória; e/ou perfurar mais poços ou construir mais dependências do que a Companhia pode suportar financeiramente, à vista ou através de financiamento, o que poderá limitar sua participação nos referidos projetos ou no percentual de suas receitas sobre esses projetos. Essa capacidade limitada de exercer influência nas operações de alguns dos blocos de exploração da Companhia poderá causar um efeito adverso para a Companhia.

Recentes alterações nos mercados financeiro e de crédito poderão impactar o crescimento econômico e, juntamente com a recente volatilidade dos preços do petróleo e do gás, também poderão afetar a capacidade da Companhia de obter recursos em termos aceitáveis.

O mercado financeiro e as condições econômicas globais têm sido e poderão se manter instáveis e voláteis. A redução da disponibilidade de crédito do setor financeiro em conjunto com a piora da avaliação do risco de crédito das empresas e a consequente fragilidade das condições econômicas atuais têm dificultado, e provavelmente continuarão a dificultar, a obtenção de recursos financeiros (seja por meio de operações de dívida ou de investimento no capital social).

Além disso, a Companhia poderá não ser capaz de concluir ou obter financiamento adequado a partir de linhas de crédito futuras, tendo em vista que (1) seus credores poderão não ter interesse ou não ser capazes de cumprir suas obrigações de financiamento ou (2) o montante das suas linhas de crédito disponíveis poderá ser reduzido em função da redução dos preços de petróleo ou gás, dificuldades operacionais, declínio das reservas, exigências ou regulamentações de financiamentos, ou por outros motivos.

Assim, considerando esses e outros fatores possíveis, a Companhia não pode assegurar que financiamentos estarão disponíveis para suprir suas necessidades em termos aceitáveis. Caso os recursos disponibilizados não atendam às suas necessidades, a Companhia poderá não ser capaz de cumprir com suas obrigações quando se tornarem exigíveis, nem de implementar seu plano de exploração e desenvolvimento, desenvolver seu plano de negócios, concluir aquisições, aproveitar oportunidades de negócio de maneira geral ou responder a pressões competitivas, sendo que quaisquer dessas possibilidades poderão gerar efeito adverso relevante para a Companhia.

Além da instabilidade geral decorrente de operações internacionais, a Companhia e o Grupo Karoon enfrentam riscos políticos e geográficos específicos para operar no Brasil e no Peru.

Todas as operações de petróleo e gás da Companhia estão localizadas no Brasil, sendo que, após sua reestruturação societária, a Companhia também terá operações no Peru. O sucesso e rentabilidade das operações da Companhia poderão ser adversamente afetados por riscos associados a suas atividades, tais como:

- condições econômicas, trabalhistas e sociais;
- instabilidade política nacional ou regional;
- legislação tributária (incluindo tributos de exportação, industrialização e renda vigentes); e
- flutuações no valor do dólar norte-americano em relação às moedas nacionais dos países nos quais as atividades de produção de petróleo e gás da Companhia serão conduzidas.

Essa instabilidade nas legislações, despesas das operações e flutuações de taxas de câmbio poderá fazer com que as

4.1 - Descrição dos fatores de risco

premissas sobre a viabilidade econômica dos prospectos exploratórios de petróleo e gás feitas pela Companhia sofram alterações. Caso essas premissas sofram alterações, a Companhia pode não conseguir auferir receitas suficientes para cobrir seus custos operacionais. Para mais informações, ver os itens "h. à regulação dos setores em que o emissor atue", "i. com relação aos países estrangeiros onde o emissor atue" e "5.1 Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros" deste Formulário de Referência.

A Companhia depende de determinados membros de sua administração e equipe de exploração.

A Companhia depende da capacidade, *expertise*, julgamento e critério de sua administração, bem como no êxito de suas equipes técnicas e de engenharia em descobrir e desenvolver reservas de petróleo e gás. O desempenho e sucesso da Companhia dependem, em parte, de determinados membros da administração e da equipe de exploração da Companhia, sendo que a perda ou saída dos mesmos poderá prejudicar o sucesso da operação. Ao decidir investir em ações ordinárias da Companhia, o investidor deverá estar disposto a confiar de maneira significativa no critério e julgamento da administração da Companhia. A perda de quaisquer de seus diretores executivos ou empregados estratégicos poderá gerar um efeito adverso relevante na Companhia.

O negócio da Companhia requer investimento de capital e despesas de manutenção significativos, com os quais a Companhia poderá não ser capaz de suportar.

A indústria de petróleo e gás é de capital intensivo, sendo que a Companhia espera efetuar significativo dispêndio de capital em seus negócios e operações de exploração e produção de reservas de petróleo e gás. A Companhia pretende financiar seus futuros dispêndios de capital com os recursos obtidos com o IPO, com seu fluxo de caixa operacional e por meio de operações de financiamento futuras. O fluxo de caixa operacional futuro e acesso a capital pela Companhia estão sujeitos a inúmeras variáveis, tais como:

- as despesas operacionais e com investimentos da Companhia, inclusive em conseqüência do escopo e velocidade do desenvolvimento de seus custos de exploração e produção de petróleo e gás;
- capacidade da Companhia de localizar e adquirir reservas;
- capacidade da Companhia de extrair petróleo e gás dessas reservas;
- custos e prazos adicionais em relação à obtenção de aprovações e licenças governamentais;
- aumentos de custos devido a, dentre outros fatores, pressões para aumento de preços resultantes de aumento da competitividade para obtenção de mão de obra e tecnologia; e
- os preços pelos quais o petróleo e o gás serão vendidos.

Mesmo com os recursos da oferta pública inicial de distribuição primária de suas ações, a Companhia não espera ter caixa suficiente para desenvolver todas as suas atividades de exploração e produção tal como planejadas antes de gerar fluxo de caixa de suas operações. Na medida em que os recursos advindos da oferta pública inicial de distribuição primária de ações de emissão da Companhia e da geração interna de caixa pela Companhia forem insuficientes para financiar suas necessidades de capital, a Companhia poderá necessitar de financiamento adicional, seja mediante dívida ou aumento de capital. Não obstante, esse tipo de financiamento poderá não estar disponível ou, caso esteja, poderá não estar disponível em condições satisfatórias. Adicionalmente, caso as receitas da Companhia não sejam suficientes ou seus custos operacionais aumentem em razão de queda dos preços do petróleo e do gás, dificuldades operacionais da Companhia, queda de reservas ou por qualquer outro motivo, a capacidade de obter o capital necessário para suportar as operações da Companhia poderá ser limitada. Caso a Companhia não consiga gerar ou obter capital adicional suficiente no futuro, a mesma poderá ser obrigada a reduzir ou postergar seus investimentos, vender ou ceder participações em seus ativos, reestruturar ou renegociar suas dívidas, o que poderá afetar a Companhia de forma adversa.

Os riscos de transações de hedging em relação à exposição da Companhia a variações cambiais e aos preços das commodities poderão acarretar perdas.

A natureza das operações da Companhia resultará em sua exposição a variações cambiais e de preços das *commodities*, de modo que a Companhia poderá utilizar instrumentos com liquidação financeira ou com liquidação por meio de entrega física para proteger sua exposição a tais riscos (*hedging*). Caso a Companhia efetue transações de *hedging*, a mesma ficará exposta a perdas na hipótese de inadimplemento pelas contrapartes dos instrumentos financeiros. Adicionalmente, a Companhia poderá sofrer perdas financeiras caso não seja capaz de iniciar as operações tempestivamente ou de produzir quantidades suficientes de petróleo e gás para cumprir suas obrigações no âmbito dos contratos de *hedging*. Por outro lado, se a Companhia não celebrar transações de *hedging*, poderá ficar mais suscetível às variações cambiais, aos preços de *commodities* e taxas de juros em comparação a seus concorrentes que realizaram tais transações. Além disso, as transações de *hedging* poderão impor à Companhia exigências de margem de caixa. Esses riscos poderão gerar efeitos adversos para a Companhia.

A cobertura de seguro da Companhia poderá ser insuficiente para cobrir todos os riscos a que está sujeita.

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás podem ser perigosas, envolvendo imprevistos tais como vazamentos, explosões, incêndios e perda do controle sobre poços. Eventos como esses podem danificar ou destruir poços e instalações de produção, podendo também provocar lesões corporais e morte de pessoas, além de danos à propriedade ou a recursos naturais e ambientais. Assim, a Companhia mantém seguro com coberturas consistentes com suas atividades e com as exigências de seus contratos de licença de exploração. Esse cobertura de seguro inclui despesas extras de operação (como custos de controle de poço, despesas de reperfuração, infiltração, poluição e limpeza), perda ou danos materiais aos equipamentos dos campos de petróleo, além do seguro de responsabilidade civil perante terceiros por danos corporais ou a propriedade. Todavia, a Companhia não está integralmente segurada contra todos os riscos envolvidos em seus negócios, tais como risco político, guerra civil, sabotagem, interrupção de suas atividades, certos danos ambientais e perdas ou danos a reservatórios. Além disso, nenhuma cobertura poderá assegurar à Companhia indenização contra todos os riscos operacionais ou ambientais. A ocorrência de um evento

4.1 - Descrição dos fatores de risco

que não seja coberto por seguro – ou que seja apenas parcialmente coberto – poderá resultar em prejuízos para a Companhia. Por exemplo, danos ambientais, materiais ou pessoais não segurados, total ou parcialmente, poderão desviar o capital necessário para a implementação do plano de negócios da Companhia. Se quaisquer dessas perdas não seguradas forem significativas, a Companhia poderá ter que reduzir, interromper ou suspender suas atividades de perfuração ou outras operações até a reposição, se possível, desse capital, o que poderá causar um efeito adverso relevante para a Companhia.

b. com relação ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle

A Karoon Austrália, acionista controladora da Companhia, poderá tomar determinadas decisões relativas ao negócio da Companhia sem a participação de todos os seus acionistas e que poderão estar em conflito com os seus interesses.

A Karoon Australia possui 100% do capital votante da Companhia antes da efetivação do IPO e possuirá aproximadamente 68,1% de seu capital votante após a conclusão do IPO (sem considerar as ações adicionais e as ações do lote suplementar do IPO).

Assim, a Karoon Australia possui poder suficiente de voto para, unilateralmente, observadas as suas obrigações legais:

- nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração da Companhia;
- ter o voto decisório relacionado à mudança no controle da Companhia, ainda que referida mudança não vise o melhor interesse dos demais acionistas;
- ter o voto decisório relacionado a uma reestruturações societárias estratégicas com outras empresas;
- restringir a oportunidade dos demais acionistas receberem a diferença entre o valor contábil e o valor pago por suas ações em qualquer reestruturação societária, incluindo uma incorporação, fusão ou cisão; e
- influenciar a política de dividendos da Companhia.

Para maiores informações, veja as seções 12, 15 e 18 deste Formulário de Referência.

c. com relação aos seus acionistas

As ações ordinárias de emissão da Companhia nunca foram negociadas em bolsa de valores, e, portanto, um mercado ativo para as ações ordinárias de emissão da Companhia pode não se desenvolver e a cotação das ações ordinárias de emissão da Companhia pode ser adversamente afetada após o IPO.

Antes do IPO, as ações ordinárias de emissão da Companhia não eram negociadas em bolsa de valores. Ademais, um mercado ativo e líquido de negociação pode não se desenvolver ou, se for desenvolvido, pode não conseguir se manter. O mercado de valores mobiliários no Brasil é significativamente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado que os principais mercados internacionais de valores mobiliários, como aquele dos Estados Unidos da América ("Estados Unidos"). As dez maiores ações em termos de volume de negociação responderam por aproximadamente 58,3% de todas as ações que compõem o Índice BOVESPA negociadas na BM&FBOVESPA no período de noventa dias encerrado em 30 de setembro de 2010. Tais características de mercado podem limitar de forma significativa a capacidade dos acionistas da Companhia de vender ações ordinárias de sua emissão de que sejam titulares pelo preço e no momento em que desejarem, o que pode afetar de forma significativa o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia. Se um mercado ativo e líquido de negociação não for desenvolvido e mantido, o preço de negociação das ações ordinárias de emissão da Companhia pode ser negativamente impactado.

Adicionalmente, o preço pelas ações da Companhia no IPO será determinado por meio de processo de *bookbuilding*, que não é indicativo do preço pelo qual as ações da Companhia serão comercializadas no mercado após o IPO. O preço de mercado das ações da Companhia pode variar por diversas razões, incluindo aquelas descritas nesta seção.

A venda de um número significativo de ações de emissão da Companhia após o IPO pode afetar de forma negativa as cotações das ações ordinárias de emissão da Companhia.

Durante o prazo de 180 dias contados da data de publicação do anúncio de início do IPO, a Companhia, o seu acionista controlador, os membros do seu Conselho de Administração e os membros de sua Diretoria, exceto mediante prévio consentimento por escrito dos coordenadores e dos agentes de colocação internacional que realizarão a colocação das ações objeto do IPO no Brasil e no exterior, respectivamente, e observadas determinadas outras exceções, estarão obrigados a, com relação a quaisquer ações ordinárias de emissão da Companhia ou quaisquer valores mobiliários conversíveis, permutáveis ou exercíveis em ações de emissão da Companhia, não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, onerar ou de outra forma dispor, realizar qualquer operação com o mesmo efeito, realizar qualquer operação de derivativos, divulgar publicamente a intenção de realizar tal emissão, oferta, venda, oneração, disposição, operação com o mesmo efeito ou operação de derivativos ou exigir ou exercer qualquer direito com relação ao registro nos termos do *U.S. Securities Act of 1933, conforme alterado ("Securities Act")* ou da legislação brasileira.

Adicionalmente, nos termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA ("Regulamento do Novo Mercado"), nos seis meses subsequentes à data de publicação do anúncio de início do IPO, o acionista controlador da Companhia, os membros do seu Conselho de Administração e os membros de sua Diretoria não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações ordinárias de emissão da Companhia ou derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após a efetivação do IPO. Após esse período inicial de seis meses, o acionista controlador da Companhia, os membros do seu Conselho de Administração e os membros de sua Diretoria não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações ordinárias de emissão da Companhia e derivativos destas de que sejam titulares imediatamente após efetivação do IPO. Após o término dos prazos de restrição de negociação de ações ordinárias de emissão da Companhia descritos acima, tais ações ordinárias estarão disponíveis para emissão ou venda, conforme o caso.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A emissão ou a venda ou a percepção da possibilidade de emissão ou de venda de volume substancial de ações ordinárias de emissão da Companhia podem prejudicar o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia.

Os investidores que subscreverem ações de emissão da Companhia no âmbito do IPO experimentarão uma diluição imediata no valor contábil de suas ações após o IPO e a finalização da reestruturação societária. Se a Companhia for liquidada pelo seu valor contábil, os investidores não receberão o valor total de seu investimento.

O preço por ação de emissão da Companhia no IPO deverá ser fixado em valor superior ao patrimônio líquido por ação das ações emitidas e em circulação imediatamente após o IPO. Após efetuar a venda das ações considerando o ponto médio da faixa indicativa do preço por ação de emissão da Companhia no IPO, e após a dedução das despesas e das comissões a serem pagas pela Companhia com relação ao IPO, o valor do patrimônio líquido da Companhia em 30 de setembro de 2010 teria sido de R$1.166.431.000,00, ou R$361,22 por ação, considerando os seguintes ajustes: (i) o aumento de capital ocorrido em 5 de outubro de 2010 mediante a emissão de 5.181.992 ações ordinárias; e (ii) o grupamento das ações ordinárias de emissão da Companhia realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915. Isso representa uma diluição imediata no valor do patrimônio líquido por ação de R$788,78 para novos investidores que subscreverem ações no âmbito do IPO pelo preço por ação de emissão da Companhia no IPO. Adicionalmente, a transferência à Companhia de toda a participação societária das Sociedades Australianas no âmbito da reestruturação societária, com a conseqüente subscrição pela KEI Ltd. de 500.850 ações ordinárias de emissão da Companhia a um preço total de emissão de R$1.286.359.250,00 representa uma diluição imediata no valor do patrimônio líquido por ação de R$492,42 para novos investidores que subscreverem ações no âmbito do IPO pelo preço por ação dp IPO. Como resultado dessa diluição, os investidores que subscreverem ações no âmbito do IPO podem receber significativamente menos que o preço total de compra que eles pagaram pelas ações subscritas no âmbito do IPO em caso de liquidação da Companhia.

A Companhia pode vir a precisar de capital adicional no futuro, por meio da emissão de ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações, ou adquirir outras sociedades mediante fusão ou incorporação, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor no seu capital social.

A Companhia pode vir a ter que captar recursos adicionais no futuro por meio de operações de emissão pública ou privada de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações de sua emissão. Qualquer captação de recursos através da distribuição pública de ações ou valores mobiliários conversíveis em ações de sua emissão pode ser realizada com a exclusão do direito de preferência dos seus antigos acionistas, incluindo os investidores nas ações ordinárias de emissão da Companhia, o que pode resultar na diluição da participação do referido investidor nas ações ordinárias de emissão da Companhia.

Os acionistas da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio.

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, ela deve pagar aos seus acionistas, no mínimo, 0,001% do seu lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, sob a forma de dividendos ou juros sobre o capital próprio. O lucro líquido pode ser capitalizado, utilizado para compensar prejuízo ou retido nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações e pode não ser disponibilizado para o pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta suspenda a distribuição obrigatória de dividendos em determinado exercício social, caso o Conselho de Administração informe à assembleia geral ordinária que a distribuição seria incompatível com a sua situação financeira.

Após a conclusão do IPO, a Companhia continuará sendo controlada pelo seu atual acionista controlador, cujos interesses poderão diferir daqueles de outros acionistas.

Após a conclusão do IPO, o acionista controlador da Companhia será titular de ações representando 68,1% do seu capital social com direito a voto, sem considerar as ações do lote suplementar e as ações adicionais eventualmente emitidas no âmbito do IPO. O acionista controlador da Companhia tem poderes para, entre outros: (i) eleger e destituir a maioria dos membros de seu Conselho de Administração, estabelecer a sua política administrativa e exercer o controle geral sobre a sua Administração e de suas controladas; (ii) vender ou de alguma forma transferir ações que representem o controle do capital social da Companhia; e (iii) determinar o resultado de qualquer deliberação dos acionistas da Companhia, inclusive operações com partes relacionadas, reorganizações societárias, aquisições e alienações de ativos, submetidos à aprovação dos acionistas, incluindo a venda de ativos, assim como determinar a época de distribuição e o pagamento de dividendos. Enquanto o acionista controlador da Companhia for titular da maioria do seu capital social votante, continuará a ter o poder de decidir sobre a maior parte dos assuntos da Companhia e tais decisões podem não coincidir com os interesses dos demais acionistas.

A Companhia está realizando uma oferta pública de distribuição de ações de sua emissão no Brasil, com esforços de colocação no exterior, o que poderá deixá-la exposta a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior. Os riscos relativos a ofertas de valores mobiliários no exterior são potencialmente maiores do que os riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil.

O IPO compreende a distribuição pública primária de ações de emissão da Companhia no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, e demais disposições legais aplicáveis, com esforços de colocação no exterior, pelos agentes de colocação internacional do IPO, para investidores estrangeiros, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM.

De acordo com o contrato de distribuição e o contrato de colocação internacional do IPO, a Companhia se obriga a

4.1 - Descrição dos fatores de risco

indenizar os coordenadores e os agentes de colocação internacional do IPO em certas circunstâncias e contra determinadas contingências. Adicionalmente, a Companhia é parte do contrato de colocação internacional do IPO, que regula os esforços de colocação de ações de emissão da Companhia no âmbito do IPO no exterior. O contrato de colocação internacional do IPO apresenta uma cláusula de indenização em favor dos agentes de colocação internacional do IPO para indenizá-los caso eles venham a sofrer perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no contrato de colocação internacional ou no o*ffering memorandum* do IPO. Caso os agentes de colocação internacional do IPO venham a sofrer perdas no exterior em relação a essas questões, eles poderão ter direito de regresso contra a Companhia por conta desta cláusula de indenização. Adicionalmente, o contrato de colocação internacional possui declarações específicas em relação à observância de exceções às leis dos Estados Unidos da América de registro de ofertas públicas de valores mobiliários dos Estados Unidos da América, as quais, se descumpridas, poderão dar ensejo a outros potenciais procedimentos judiciais.

Os esforços de colocação das ações de emissão da Companhia no exterior no âmbito do IPO a expõe a normas relacionadas à proteção de investidores estrangeiros por conta de incorreções ou omissões relevantes no o*ffering memorandum* do IPO, inclusive no que tange aos riscos de potenciais procedimentos judiciais por parte de investidores e autoridades regulatórias como a *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos ("SEC").

Nos casos previstos acima, procedimentos judiciais poderão ser iniciados contra a Companhia no Brasil e/ou exterior. Esses procedimentos judiciais no exterior, em especial nos Estados Unidos da América, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos Estados Unidos da América para o cálculo das indenizações devidas nesses processos. Além disso, devido ao sistema processual dos Estados Unidos da América, as partes envolvidas em um litígio são obrigadas a arcar com altos custos na fase inicial do processo, o que é oneroso para companhias sujeitas a tais processos mesmo que fique provado que nenhuma improbidade foi cometida.

A eventual condenação da Companhia em um processo no exterior em relação a incorreções ou omissões relevantes no *offering memorandum* do IPO, se envolver valores elevados, poderá ter um efeito adverso relevante para a Companhia.

O Estatuto Social da Companhia contém disposições que podem dissuadir a aquisição da Companhia e dificultar ou atrasar operações que poderiam ser do interesse dos investidores.

O Estatuto Social da Companhia contém disposição que tem o efeito de evitar a concentração das ações ordinárias de emissão da Companhia em um grupo pequeno de investidores, de modo a promover uma base acionária mais dispersa. Uma dessas disposições exige que qualquer pessoa, com exceção dos investidores que se tornem acionistas da Companhia em certas operações especificadas no seu Estatuto, que venha a adquirir ou se tornar titular de ações de emissão da Companhia em quantidade igual ou superior a 30% (excluídas as ações em tesouraria e os acréscimos involuntários de participação acionária especificados no Estatuto Social da Companhia), realize, no prazo de 60 dias a contar da data de aquisição ou do evento que resultou na titularidade de ações nessa quantidade, uma oferta pública de aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia, pelo preço estabelecido no Estatuto Social. Essa disposição pode ter o efeito de dificultar ou impedir tentativas de aquisição da Companhia, e pode desencorajar, atrasar ou impedir a fusão ou aquisição da Companhia, incluindo operações nas quais o investidor poderia receber um prêmio sobre o valor de mercado de suas ações. Para mais informações, ver seção "18.2. Regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública" deste Formulário de Referência.

d. com relação à suas controladas e coligadas

Não aplicável.

e. com relação a seus fornecedores

Não aplicável.

f. com relação a seus clientes

Não aplicável, uma vez que a Companhia ainda não possui clientes.

g. com relação aos setores da economia nos quais a Companhia atua

A Companhia está sujeita a inúmeros riscos inerentes à exploração e produção de petróleo e gás, os quais poderão afetar significativa e adversamente seus negócios, sua condição financeira e seus resultados operacionais.

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás envolvem muitos riscos, os quais não podem ser dirimidos ou evitados por completo nem mesmo a combinação de experiência, conhecimento e avaliação cuidadosa. A Companhia depende do sucesso de suas atividades de exploração e produção, bem como da futura existência de infra-estrutura que lhe permitirá tirar proveito de suas descobertas. Desta forma, as atividades da Companhia estão sujeitas a inúmeros riscos fora de seu controle, incluindo o risco de determinada perfuração não resultar em uma produção comercialmente viável de petróleo e gás. As decisões, por parte da Companhia, de comprar, pesquisar, desenvolver ou de outra forma explorar potenciais campos ou propriedades dependerão, em parte, da avaliação de dados sísmicos obtidos por meio de análises geofísicas e geológicas, assim como dados de produção e de estudos de engenharia, cujos resultados são frequentemente inconclusivos ou passíveis de interpretações variadas.

Além disso, a negociabilidade da produção de petróleo e gás prevista em projetos da Companhia será afetada por inúmeros fatores fora do controle da Companhia. Esses fatores incluem, sem limitação, flutuações nos preços de mercado, proximidade e capacidade de oleodutos e gasodutos, disponibilidade de instalações de processamento e refino, disponibilidade de equipamentos e regulamentação governamental (incluindo, sem limitação, regulamentação

4.1 - Descrição dos fatores de risco

relativa a preços, tributos, *royalties*, produção permitida, importação e exportação de petróleo e gás e proteção ambiental). O efeito desses fatores, individual ou conjuntamente, não pode ser previsto de maneira precisa, e, portanto, a Companhia poderá não receber um retorno adequado ao seu capital investido.

Na hipótese de os projetos da Companhia serem desenvolvidos e se tornarem operacionais, não existe nenhuma garantia de que os mesmos produzirão petróleo e gás nas quantidades e custos previstos anteriormente pela Companhia, ou que serão mantidos em produção, no todo ou em parte, em determinadas circunstâncias. Os projetos poderão se tornar inviáveis economicamente em razão do aumento dos custos operacionais de produção de petróleo e gás, ou ainda, em razão da redução dos preços desses produtos. Nesses casos, os custos operacionais reais da Companhia poderão diferir substancialmente das estimativas iniciais. Além disso, é possível que outras adversidades, tais como intensificação da rigidez das leis, da regulamentação ambiental e de segurança, bem como das políticas visando o cumprimento das mesmas, e reclamações por danos materiais ou pessoais resultantes das operações da Companhia, possam acarretar custos e responsabilidades consideráveis, atrasos, incapacidade de concluir os projetos ou seu abandono, o que poderá causar um efeito adverso relevante para a Companhia.

A demanda de petróleo e gás é altamente volátil. Um declínio substancial ou prolongado dos preços do petróleo ou do gás podem afetar a Companhia, bem como sua capacidade de cumprir com as obrigações relativas a despesas de capital e compromissos financeiros de seu plano de negócios, de maneira adversa.

Os preços globais de petróleo e gás têm flutuado muito durante os últimos dez anos e estão sujeitos a fatores de oferta e demanda internacionais que estão fora do controle da Companhia. Dentre os motivos para tais flutuações estão:

- eventos políticos no mundo, incluindo ameaça e existência de conflitos relevantes, instabilidade política e terrorismo, verificados em determinadas áreas produtoras mais sujeitas à sua influência;
- volume global de estoques, reservas e produtos de petróleo e gás;
- efeitos de mudança climática e de fenômenos meteorológicos, tais como tempestades e terremotos;
- aumento da demanda em países com forte crescimento econômico, tais como China e Índia;
- declínios econômicos, incluindo aqueles resultantes de flutuações na demanda dos produtos da Companhia;
- ciclos sazonais;
- derramamento de petróleo, desastres naturais ou calamidades ambientais, tais como o derramamento recente no Golfo do México;
- capacidade da Organização dos Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") em estabelecer e manter níveis de produção de petróleo e influenciar preços, bem como a capacidade de outras regiões produtoras de aumentar ou diminuir o fornecimento de petróleo;
- preço e disponibilidade de combustíveis alternativos; e
- regulamentações governamentais nacionais ou estrangeiras, bem como outros fatores.

Quaisquer desses eventos poderão afetar os mercados e preços globais de petróleo e gás. Em 2009, a média dos preços de petróleo da West Texas Intermediate ("WTI") foi de US$72,71 por barril, comparada a uma média de US$73,37 por barril no período 2005-2009, com médias máximas e mínimas anuais de US$143,92 por barril e US$36,25 por barril em 2008 e 2005, respectivamente. No período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, a média dos preços de petróleo da WTI foi de US$81,11, comparada a uma média de US$69,40 no período correspondente em 2009.

Os preços de referência internacionais do petróleo, bem como sua demanda, também podem flutuar significantemente durante os ciclos econômicos. O enfraquecimento da demanda global reduziu os preços de certas commodities durante os últimos dois anos. Em 2008, os preços de petróleo da WTI caíram mais de 55% em relação a seu pico de US$ 143,92 por barril, em julho de 2008, refletindo uma importante queda na economia global, não obstante a decisão da OPEP em reduzir a produção como esforço para se manter a estabilidade dos preços. Em 2009, os preços de petróleo da WTI variaram entre US$ 53,50 e US$ 86,11 por barril aproximadamente.

A queda dos preços de petróleo e gás pode não apenas diminuir as receitas da Companhia em termos unitários, mas também reduzir a quantidade de petróleo e gás que venha a produzir de maneira economicamente viável. A continuidade de preços baixos ou de um posterior declínio nos preços de petróleo e gás podem afetar substancialmente a Companhia e sua liquidez e capacidade de financiamento e exigir uma redução do valor contábil dos ativos de petróleo e gás da Companhia. Não obstante o fato de que as receitas da Companhia possam aumentar se os preços de petróleo e gás aumentarem significativamente, seus custos de exploração e produção, bem como os custos de aquisição de outras propriedades e reservas poderão também sofrer aumentos. Caso ocorra qualquer desses fatores, a Companhia sofrerá um efeito adverso.

Historicamente, o Brasil e o Peru têm sofrido pela precariedade da infra-estrutura no setor de petróleo e gás, o que pode dificultar o acesso aos mercados de petróleo e gás ou, ainda, atrasar a produção d*a Companhia*.

A Companhia poderá ficar exposta ao impacto de atrasos ou interrupções da produção de poços em relação aos termos da concessão, os quais podem ser causados por limitações da capacidade de armazenamento e transporte; redução da produção; ou interrupção do transporte do petróleo e gás produzidos nas áreas de exploração da Companhia. Além disso, condições adversas de mercado ou a falta de acordos satisfatórios para o transporte de petróleo e gás podem limitar o acesso ao mercado ou atrasar a produção. A disponibilidade de um mercado já existente para a produção depende de inúmeros fatores, como a demanda para o fornecimento de petróleo e gás e a proximidade das reservas aos oleodutos, gasodutos e terminais. A capacidade da Companhia de negociar seu petróleo e gás dependerá, substancialmente, da disponibilidade e capacidade de sistemas de coleta, dutos e instalações de processamento de propriedade e operação de terceiros. A incapacidade de a Companhia obter tais serviços em condições aceitáveis poderá causar-lhe um efeito adverso relevante e resultar em perda a potenciais investidores nas ações da Companhia.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Além disso, a Companhia poderá ter que interromper a produção de poços de gás em razão da falta de mercado ou porque o acesso a gasodutos, sistemas de coleta e instalações de processamento pode ser limitado ou indisponível. Caso isso ocorra, a Companhia poderá não ser capaz de obter receitas de tais poços, até que acordos de produção sejam firmados para fornecer a produção ao mercado, o que poderá gerar um efeito adverso relevante para a Companhia.

A receita operacional futura depende do desempenho dos blocos de exploração d*a Companhia*.

A receita operacional futura da Companhia depende de sua capacidade de operar seus blocos de exploração existentes por meio da perfuração e conclusão dos poços que produzem quantidades economicamente viáveis de petróleo e gás, bem como da capacidade da Companhia de expandir suas operações por meio do sucesso da implementação de seus planos de explorar, adquirir e aperfeiçoar outros ativos. Para que a Companhia obtenha êxito, o aperfeiçoamento dos blocos de exploração de petróleo e gás requer uma avaliação das reservas potencialmente recuperáveis, preços futuros de petróleo e gás, custos operacionais, potenciais implicações ambientais e diversos outros riscos. Essas avaliações, por sua própria natureza, não são exatas. A Companhia não pode garantir que terá recursos suficientes para operar suas bacias existentes nem para adquirir ou arrendar outros blocos de exploração de produção de petróleo e gás. A Companhia poderá não descobrir nem ter êxito na produção de reserva recuperável no futuro ou ainda não ser capaz de auferir lucro a partir das reservas que descobrir. Caso a Companhia não seja capaz de gerar receita operacional suficiente para financiar suas operações futuras, precisará procurar recursos de terceiros, se disponível. Essa opção pode incluir financiamento externo, venda de participação societária, acordos de associação (*joint ventures*) ou venda de participações em blocos exploratórios de petróleo e gás que hoje detém. Se a Companhia não puder obter tais recursos no prazo necessário, poderá ser obrigada a atrasar ou redimensionar suas operações. Caso tal indisponibilidade de recursos persista por um longo período, as operações da Companhia poderão ser encerradas, o que poderá resultar em um efeito adverso relevante para a Companhia.

As estimativas de recursos potenciais de petróleo envolvem um grau significativo de incerteza, o que poderá resultar em um efeito adverso relevante na capacidade da Companhia de gerar receita, caso tais estimativas não sejam confirmadas.

O processo de estimar reservas de petróleo e gás é complexo, naturalmente impreciso e substancialmente diferente de se estimar reservas comprovadas, padrão de divulgação exigido das companhias abertas da indústria de petróleo e gás com registro na SEC.

Os recursos potenciais da Companhia são estimados utilizando-se dados geológicos e de engenharia (como dados sísmicos e técnicas de visualização) para determinar, com razoável certeza, se as acumulações potenciais de petróleo ou gás são recuperáveis nas atuais condições econômicas e operacionais. Há incertezas na estimativa das quantidades de recursos potenciais de petróleo e gás, relacionadas aos preços aplicáveis à produção esperada, o que pode levar a Companhia a revisar sua atual estimativa de recursos potenciais. Até mesmo quando usados e interpretados de maneira apropriada, os dados sísmicos e visualizações técnicas são apenas ferramentas utilizadas para auxiliar os geocientistas na identificação de estruturas abaixo da superfície, bem como de possíveis indicadores de hidrocarbonetos, não permitindo ao intérprete saber se os hidrocarbonetos estão, de fato, presentes nessas estruturas. Outrossim, o uso de tecnologias sísmicas e outras tecnologias avançadas acarretam mais despesas antes da perfuração do que as estratégias tradicionais de perfuração. Por isso, a Companhia poderá registrar perdas como conseqüência de tais despesas.

Um risco inerente das estimativas de recursos potenciais é a possibilidade de nenhum poço perfurado ser considerado economicamente viável. Ainda, a possibilidade de não se encontrar reservas é um risco intrínseco do portfólio da Companhia. Revisões das estimativas de reservas potenciais da Companhia poderão conduzir a uma diminuição dos níveis de produção esperados no futuro, o que poderá gerar um efeito relevante adverso para a Companhia.

A indústria de petróleo e gás depende da existência de reservas e do aumento da capacidade de produção nas reservas existentes.

Tendo em vista que petróleo e gás são recursos naturais não renováveis, a continuidade da indústria depende da descoberta de novas reservas. Geralmente, as áreas de produção de petróleo e gás diminuem à medida em que se exaurem as reservas, embora a taxa de exaustão dependa das características da reserva. A não ser que a Companhia obtenha sucesso em suas atividades de exploração e desenvolvimento de novas reservas ou na obtenção de concessão de novos blocos de exploração, suas reservas diminuirão continuamente, o que poderá gerar um efeito relevante adverso para a Companhia.

A indústria de petróleo e gás, incluindo a aquisição e/ou obtenção de concessão de áreas de exploração no Brasil e Peru, é altamente competitiva.

As indústrias brasileira, peruana e internacionais de petróleo e de gás são altamente competitivas em todos os aspectos, inclusive na aquisição de direitos de concessão sobre blocos de exploração, na capacidade de celebrar *joint ventures*, na exploração e desenvolvimento de novas fontes de fornecimento e distribuição, bem como na comercialização de produtos derivados do petróleo. A Companhia opera em um ambiente altamente competitivo para a aquisição de áreas de exploração, celebração de *joint ventures* e contratação e retenção de pessoal qualificado. Muitos de seus concorrentes possuem ou empregam recursos financeiros, técnicos e humanos substancialmente maiores do que a Companhia, o que é particularmente importante nas suas áreas de operação. Essas empresas poderão pagar mais por propriedades produtivas de petróleo e gás e por campos para fins exploratórios em potencial, e avaliar, apresentar ofertas e comprar um número maior de propriedades e de campos de exploração em potencial do que permitem os recursos financeiros ou humanos da Companhia. A capacidade da Companhia de adquirir campos potenciais adicionais e de descobrir e desenvolver reservas no futuro dependerá de sua capacidade de avaliar e selecionar propriedades adequadas e de consumar transações em um ambiente altamente competitivo. Além disso, há

4.1 - Descrição dos fatores de risco

também intensa competição por capital disponível para investimento na indústria do petróleo e do gás. Em decorrência desses e de outros fatores, a Companhia talvez não consiga competir com êxito em uma indústria altamente competitiva, o que poderá acarretar-lhe um efeito adverso relevante.

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de petróleo e gás, incluindo a indisponibilidade ou altos custos das plataformas de perfuração, equipamentos, suprimentos, pessoal e serviços da área petrolífera, é sujeito a atrasos, interrupções e custos adicionais.

Historicamente, alguns projetos de petróleo e gás implicaram o aumento de custos em razão, dentre outros fatores, da indisponibilidade ou alto custo das plataformas de perfuração e outros equipamentos, suprimentos, pessoal e serviços do segmento de petróleo e gás. Os custos operacionais e de capital não são fixos e dependem de inúmeros fatores, incluindo a conclusão de estimativas detalhadas de custos e engenharia final, custos com contratação e fornecimento. Não há garantia de que os cronogramas de construção e operação serão cumpridos conforme planejado, sem atrasos, interrupções ou custos adicionais. Quaisquer atrasos ou interrupções podem aumentar os custos dos projetos, necessitando de capital adicional, sendo que não há garantia de que tal capital estará disponível no tempo devido e de maneira economicamente viável.

O desenvolvimento dos projetos da Companhia poderá ser adversamente afetado por um ou mais fatores comumente associados a grandes projetos industriais, tais como:

- escassez de equipamentos, materiais e recursos humanos;
- flutuações nos preços de materiais de construção, particularmente o aço;
- atrasos na entrega de equipamentos e materiais;
- disputas trabalhistas;
- eventos políticos;
- bloqueios ou embargos;
- litígios;
- condições climáticas adversas;
- aumento não previsto dos custos;
- desastres naturais;
- acidentes;
- problemas imprevistos de engenharia;
- problemas ambientais ou geológicos; e
- outras circunstâncias imprevistas.

Quaisquer desses eventos ou ocorrências imprevistas poderão gerar custos adicionais e atrasos no desenvolvimento e na conclusão dos projetos da Companhia, o que poderá causar um efeito relevante adverso na Companhia.

Os negócios da Companhia envolvem muitas incertezas e riscos operacionais que podem impedi-la de obter lucro e aumentar seus prejuízos.

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Companhia poderão não obter sucesso em decorrência de muitos fatores, tais como: clima; perfuração de poços secos; custos adicionais; escassez de equipamentos e pessoal qualificado; e dificuldades mecânicas. Além disso, a perfuração bem sucedida de um poço de gás ou petróleo não garante que a Companhia conseguirá obter lucro sobre seu investimento. Diversos fatores, como fatores geológicos, regulatórios e de mercado podem fazer com que um poço seja pouco economicamente viável ou mesmo economicamente inviável. Os negócios da Companhia englobam uma variedade de riscos operacionais, tais como:

- incêndios;
- explosões;
- estouros e desabamentos;
- fluxos incontroláveis de gás, petróleo e água de formação;
- desastres naturais, tais como tufões e outras condições climáticas adversas;
- falha nos gasodutos, problemas com cimento, poços marítimos ou oleodutos;
- colapsos no revestimento;
- dificuldades mecânicas, tais como perda ou emperramento de campo de perfuração de petróleo e de ferramentas;
- formações anormais de pressão; ou
- perigos ambientais, tais como, vazamentos de gás; derramamento de petróleo, rupturas em oleoduto e emissão de gases perigosos.

Quaisquer desses eventos ou outros eventos não previstos poderão gerar problemas em quaisquer dos poços, plataformas, sistemas de coleta e instalações de processamento, o que poderá afetar adversamente quaisquer operações de perfuração iniciadas. As operações de perfuração afetadas poderão levar a perdas relevantes resultantes de:

- morte ou lesão corporal;
- danos graves e destruição de propriedade, recursos naturais e equipamentos;
- poluição e danos ambientais;
- limpeza e reparo ou outras responsabilidades remediadoras;
- exigências regulatórias; investigações e penalidades administrativas, civis e criminais;
- suspensão das operações da Companhia; e
- reparos para reiniciar as operações da Companhia.

Se quaisquer desses riscos ocorrerem, a Companhia poderá ter que limitar ou suspender quaisquer de suas operações de perfuração ou produção, bem como interromper ou suspender sua comercialização de petróleo. Além disso, a

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Companhia poderá ter que arcar com custos significativos associados às obrigações de limpeza e reparo; remediadoras ou indenizatórias. Quaisquer dessas ocorrências e suas consequências poderão gerar um efeito adverso para a Companhia e para a capacidade de execução de seu plano de negócios.

h. com relação à regulação dos setores em que a Companhia atua

A Companhia está sujeita a inúmeras leis e regras do Brasil e Peru, referentes à indústria de petróleo e gás, o que poderá afetar significativa e adversamente a condução de seu plano de negócios.

As operações da Companhia estão sujeitas a diversas leis e normas relacionadas à exploração de petróleo e gás e ao desenvolvimento, produção e transporte dos mesmos. Tendo em vista que a indústria de petróleo e gás nos países em que opera é menos desenvolvida do que em determinados países produtores de petróleo e gás, alterações nas leis e em sua interpretação são mais prováveis do que nos países em que a indústria de petróleo e gás é mais desenvolvida. Novas leis e regulamentos, assim como quaisquer alterações na interpretação das leis existentes ou, ainda, a falha da Companhia no cumprimento das exigências legais existentes poderão prejudicar a Companhia. A Companhia poderá ter que incorrer em despesas adicionais para cumprir regras governamentais, especialmente no que se refere aos seguintes assuntos:

- exigências de disposição de resíduos;
- exigências ambientais e de segurança;
- garantias de programas de trabalho e outras exigências econômico-financeiras;
- tributação;
- *royalties*;
- exigências de consumidores; e
- relatórios operacionais.

Em razão dessas leis e regulamentos, a Companhia poderá ser responsável por:

- lesões corporais;
- perdas e danos terceiros e a recursos naturais;
- sanções governamentais; e
- pagamentos de multas.

Além disso, tendo em vista o recente derramamento de petróleo no Golfo do México, regras mais rígidas poderão ser adotadas para a indústria de petróleo e gás do Brasil e do Peru, a fim de prevenir desastres semelhantes nesses dois países. Regras mais rígidas podem acarretar mais custos para cumprimento, particularmente nas atividades de perfuração em águas profundas, bem como maior responsabilidade da Companhia e de outras empresas de petróleo e gás que operam no Brasil e no Peru. O descumprimento pela Companhia das novas regras poderá acarretar a suspensão ou encerramento de determinadas operações ou sujeitar-lhe a penalidades administrativas, civis e criminais. Quaisquer dessas responsabilidades, penalidades, suspensões, encerramentos ou alterações das regras poderão afetar a Companhia de forma adversa.

A Companhia está sujeita a um complexo conjunto de regras ambientais e de obtenção de licenças que poderão afetar adversamente os custos, a forma e a viabilidade de suas operações tais como planejadas.

A exploração, o desenvolvimento, a produção e a comercialização de petróleo e gás no Brasil e no Peru estão sujeitos a ampla quantidade de leis e regulamentações ambientais, de saúde e segurança. A capacidade de a Companhia conduzir suas operações está sujeita à satisfação de referidas leis e regulamentações, além de licenças. Por exemplo, a Companhia terá que obter uma licença ou autorização ambiental do governo peruano antes da realizar operações sísmicas, perfurar poços ou construir um oleoduto no território peruano, inclusive nas áreas litorâneas, onde a Companhia pretende conduzir futuras operações de petróleo e gás. Além disso, as leis e regulamentos ambientais aplicáveis no Peru impõem restrições significativas ao uso de recursos naturais, interferências ambientais, localização de instalações, manuseio e armazenamento de materiais perigosos como hidrocarbonetos, eliminação de lixo, emissão de ruídos e outras atividades. Essas leis e regulamentos determinam obrigações adicionais de monitoramento e prestação de informações em caso de qualquer derramamento ou descarga irregular de materiais perigosos, como os hidrocarbonetos. A falha no cumprimento de tais leis e regulamentos também poderá acarretar a suspensão ou encerramento das operações de perfuração planejadas pela Companhia, além de sujeitar-lhe a penalidades administrativas, civis e criminais.

No Brasil e no Peru, as licenças e autorizações vigentes da Companhia, bem como sua capacidade de obtenção de novas licenças e autorizações no futuro, poderão, com o passar do tempo, se tornar suscetíveis a análises mais rigorosas, resultando no aumento de custos ou em atrasos no recebimento das autorizações apropriadas. O cumprimento dessas leis e regulamentos poderá aumentar os custos operacionais da Companhia, bem como restringir suas operações. Além disso, essas leis e regulamentos poderão ser alterados de tal forma a provocar significativo aumento dos custos da Companhia. No passado, mudanças ocorridas em referidas leis e regulamentos de modo geral impuseram exigências mais severas, que aumentaram os custos operacionais ou exigiram investimentos para que fossem cumpridas. Também é possível que ocorrências imprevistas sejam verificadas e façam com que a Companhia incorra em gastos ambientais significativamente maiores do que aqueles previstos e, portanto, aumente seus custos totais.

Em particular, o contrato de associação do tipo *farm-in* para aquisição, pela Companhia, de 20% de participação nos blocos S-1352 e S-1354, localizados na Bacia de Santos, que são operados pela Petrobras, está sujeito à aprovação pela ANP, enquanto que a aquisição, pelo Grupo Karoon, de participação adicional de 15% no Bloco Z-38, localizado na Bacia de Tumbes, no Peru, está sujeita à aprovação regulatória da Perupetro e do governo peruano. Caso a ANP, a Perupetro ou o governo peruano não concedam referidas aprovações, a Companhia poderá ser forçada a extinguir algumas ou até mesmo todas as suas participações existentes nos Blocos S-1352, S-1354 e Z-38, o que poderá

4.1 - Descrição dos fatores de risco

acarretar um efeito relevante adverso para a Companhia.

A Companhia não é e nem será proprietária das reservas de petróleo e gás no Brasil.

De acordo com a legislação brasileira, o governo brasileiro é o proprietário de todas as reservas de petróleo e gás no Brasil, tendo as concessionárias apenas a propriedade sobre o petróleo e o gás que produzirem. A Companhia possui exclusividade na exploração de suas reservas, segundo os contratos de concessão celebrados com a ANP. Contudo, se o governo brasileiro ou seus órgão e autarquias restringirem ou impedirem a Companhia de explorar essas reservas de petróleo e gás, sua capacidade de gerar receita seria afetada de forma adversa, acarretando um efeito relevante adverso nos resultados de suas operações e em sua situação financeira.

As concessões da Companhia no Brasil, de acordo com as quais está autorizada a produzir petróleo e gás a partir de várias reservas, estão sujeita à não-renovação ou à rescisão antecipada, bem como a outras previsões específicas, em determinadas circunstâncias.

Nos termos dos contratos de concessão firmados com a ANP, a Companhia está autorizada a operar projetos de petróleo e gás de forma independente ou em consórcio com outras empresas habilitadas pela ANP, por meio dos quais a Companhia ou seus parceiros produzirão o petróleo e o gás a ser vendido, por um período determinado. Essas concessões poderão ser renovadas por um período adicional, igual ao prazo de concessão original, se a renovação for solicitada mediante aviso prévio de, no mínimo, 12 meses ao término do respectivo contrato de concessão, e desde que não tenha ocorrido inadimplemento dos termos do referido contrato de concessão. Mesmo que tenham sido cumpridas as obrigações estabelecidas no contrato de concessão e que o pedido de renovação tenha sido protocolado adequadamente, a renovação da concessão está sujeita à discricionariedade da ANP. Não há, portanto, garantias de que a ANP renovará as concessões da Companhia. Adicionalmente, a renovação da concessão pode estar condicionada ao pagamento, pela Companhia, de novas taxas de concessão para a produção e comercialização de petróleo e gás.

Os contratos de concessão estabelecem o término antecipado nos seguintes casos: (1) desapropriação pelo governo por motivo de interesse público; (2) revogação da concessão (segundo os termos do contrato de concessão); (iii) declaração de falência ou insolvência ou requerimento de recuperação judicial pela Companhia ou seus parceiros; ou (iv) o não cumprimento, pela Companhia ou por seus parceiros, das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão. No caso de o governo brasileiro expropriar a área de exploração da Companhia no Brasil, resultando na rescisão antecipada dos seus contratos de concessão, a Companhia pode ter direito a indenização pelas perdas e danos que sofreu. A indenização a que a Companhia poderá ter direito nos casos de rescisão antecipada de um contrato de concessão, no entanto, poderá ser insuficiente para compensar o valor integral dos ativos ou perspectiva futura de receita feita pela Companhia. Adicionalmente, se quaisquer contratos de concessão forem rescindidos em razão do descumprimento das obrigações pela Companhia, o montante da compensação a ser paga pela ANP poderá ser significantemente reduzido, além de multas e outras penalidades que poderão ser impostas à Companhia. Adicionalmente, de acordo com os contratos de concessão da Companhia, se o petróleo e gás extraídos ultrapassarem sua área de concessão para área de concessão de terceiros, a Companhia deverá firmar um acordo com esses terceiros. Caso a Companhia não consiga firmar o referido acordo, o contrato de concessão poderá ser rescindido. Desta forma, a rescisão antecipada ou a não renovação de seus contratos de concessão por qualquer razão poderá gerar um efeito relevante adverso para a Companhia.

As empresas da indústria brasileira de petróleo e gás, para adquirirem direitos a blocos de exploração, valem-se, primariamente, de um processo de licitação pública que está sujeito à discricionariedade da ANP e a um arcabouço regulatório que está atualmente em mudança.

A ANP planeja oferecer, em futuras rodadas de licitação, direitos de concessão de blocos de exploração em determinadas bacias. As licitações da ANP estão sujeitas a riscos de interrupção, como ocorreu no início da Oitava Rodada de Licitação, na qual houve a suspensão dos blocos para exploração disponibilizados para o processo licitatório, devido a duas medidas liminares obtidas em ações judiciais que questionaram os detalhes das regras de licitação. Há também o risco de que a ANP não realize novas rodadas de licitação, uma vez que as mesmas são realizadas a critério da ANP e sob o seu controle, o que pode acarretar um efeito adverso para a Companhia, na medida em que a Companhia tem a intenção de adquirir direitos sobre blocos adicionais para exploração de petróleo e gás a fim de realizar seu plano de negócio.

Além disso, e como decorrência de descobertas na camada do pré-sal, duas novas leis foram promulgadas e o Congresso brasileiro está revisando duas propostas de mudanças na atual regulamentação da indústria do petróleo, conforme segue: (1) Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 ("Lei de Capitalização da Petrobras"), que autoriza o governo brasileiro a ceder à Petrobras, sem a necessidade de processo licitatório, os direitos relacionados a pesquisa, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos localizados na camada do pré-sal, em áreas que não foram previamente concedidas pela ANP para outras empresas de petróleo e gás; (2) Lei nº 12.304, de 02 de agosto de 2010, que autoriza o governo brasileiro a criar uma nova empresa estatal denominada *Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A.* ("PPSA"), que será responsável pela administração dos contratos de produção compartilhada ("CPC") e dos contratos para a comercialização de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos do governo brasileiro; (3) Projeto de Lei nº 5.938/2009, que propõe a introdução do regime CPC para as atividades de exploração e produção em áreas previamente definidas, por meio do qual os blocos sujeitos ao CPC poderão ser concedidos à Petrobras de forma exclusiva ou oferecidos em licitações públicas. Se forem oferecidos em licitações públicas, o vencedor será a empresa que oferecer o maior percentual de "petróleo excedente", que é a produção total de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos de determinados campos após a dedução dos "custos do petróleo" (custos de exploração e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos, conforme definido no contrato de produção compartilhada, a serem reembolsados à parte contratada nos casos de descoberta comercial) e pagamento de *royalties*. De acordo com esse modelo, todos os riscos de exploração serão assumidos pela parte contratada. Se o contrato de produção compartilhada for concedido em licitação pública, um consórcio será obrigatoriamente formado entre o licitante

4.1 - Descrição dos fatores de risco

vencedor, a Petrobras (com participação mínima de 30%) e a PPSA. A Petrobras será a operadora exclusiva de todos os blocos englobados pelos contratos de produção compartilhada (incluindo aqueles submetidos à licitação pública). No caso do reservatório de um campo sujeito a contrato de produção compartilhada se estender além dos limites do bloco, tal reservatório estará sujeito a um contrato de produção individualizada, a ser firmado entre as partes do consórcio, a PPSA e a ANP, de acordo com as regras estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE"); e (4) Projeto de Lei nº 5.940/2009, que propõe a criação de um fundo para gerenciar recursos das participações governamentais relativas a atividades e fontes de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos, fundo esse a ser aplicado em projetos e programas públicos. Essas propostas, se e quando aprovadas, poderão alterar o processo licitatório regulado pela ANP, o que poderá gerar um efeito relevante adverso na Companhia.

i. com relação aos países estrangeiros onde a Companhia atua

A localização do Bloco 114 e do Bloco Z-38 do Grupo Karoon, no noroeste do Peru e águas adjacentes, sujeita a Companhia a um maior risco de perda de receita ou limitação da produção, como decorrência de fatores que afetam especificamente aquela região.

A localização do Bloco 114 e do Bloco Z-38 do Grupo Karoon, a noroeste do Peru e águas adjacentes, faz com que essas propriedades possam ser afetadas, ao mesmo tempo, pelo mesmo evento. Por exemplo, ambos os blocos podem estar sujeitos, ao mesmo tempo, a quaisquer dos seguintes eventos:

- exposição a clima adverso (incluindo os efeitos de alterações climáticas, tais como o "El Niño", que causa excessivas chuvas e inundações no Peru);
- atrasos ou diminuições na produção e na disponibilidade de equipamentos, instalações e serviços;
- atrasos ou diminuições na disponibilidade da capacidade de transporte, coleta ou processo de produção; ou
- mudanças no cenário político e regulatório.

Uma vez que ambos os blocos do Grupo Karoon no Peru estão sujeitos a passar, ao mesmo tempo, pelas mesmas condições adversas descritas acima, seu efeito poderá ter um impacto relativamente maior nos resultados da operação da Companhia, se comparado aos efeito sobre operadores que possuam propriedades em área geográfica maior.

As operações do Grupo Karoon no Peru envolvem custos significativos e estão sujeitas a determinados riscos, tendo em vista que a indústria peruana de petróleo e gás é menos desenvolvida quando comparada à de determinados países produtores de petróleo e gás.

Uma vez que a indústria peruana de petróleo e gás é menos desenvolvida do que a de outros países produtores de petróleo e gás, as operações de perfuração e desenvolvimento da Companhia, em muitas instâncias, demorarão mais tempo para serem concluídas e poderão custar mais do que operações semelhantes em determinados países. A disponibilidade de *expertise* técnica, de equipamentos e suprimentos específicos pode ser mais limitada ou custosa no Peru do que em outros países produtores de petróleo e gás. Se a Companhia não for capaz de obter, ou incapaz de obter sem incorrer em custos indevidos, plataformas de perfuração, equipamentos e pessoal, então, as operações da Companhia de exploração e produção poderão sofrer atrasos ou ser adversamente afetadas, o que poderá gerar um efeito adverso relevante para a Companhia. Além disso, uma vez iniciada a produção de petróleo e gás, existirão poucas maneiras para transportá-la para comercialização. As operações de transporte por meio de dutos e caminhões estão sujeitas a incertezas e falta de disponibilidade. Os oleodutos, gasodutos e caminhões para transporte de petróleo e gás estendem-se por quilômetros de território e estão sujeitos a riscos de desvios, destruição ou atraso. A expectativa é de que tais fatores continuarão a sujeitar as operações do Grupo Karoon no Peru a riscos econômicos e operacionais que outras empresas com operações em outros países não sofrerão.

Se o Grupo Karoon descumprir termos de determinados contratos relacionados às suas operações previstas no Peru, poderá perder seus direitos em cada um desses contratos.

Os termos de cada contrato do Grupo Karoon firmado com o governo do Peru, incluindo os contratos de licença de petróleo e gás peruanos, exigem a realização de determinadas atividades, tais como aquisição, processamento e interpretações de dados sísmicos, bem como perfuração dos poços exigidos nos termos desses contratos. O Grupo Karoon deve também conduzir avaliações de impacto ambiental e estabelecer a capacidade da Companhia de observar as regras ambientais. O descumprimento dessas atividades pelo Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos do Peru para a Companhia, pela Companhia, poderá resultar na suspensão da produção e venda de petróleo, na perda dos direitos sobre um contrato específico e/ou na perda de quantias depositadas como garantia à execução de tais atividades, o que poderá resultar em efeito adverso para a Companhia.

O descumprimento ou a infração às leis peruanas relacionadas à disposição de materiais e à proteção ambiental poderá ser custoso e limitar as operações da Companhia.

Como futura proprietária ou arrendatária e operadora de propriedades de petróleo e gás no Peru, a Companhia estará sujeita a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais relacionados à disposição de materiais e proteção ambiental. Essas leis e regulamentos poderão, dentre outros requerimentos: (1) impor responsabilidades ao proprietário ou arrendatário de petróleo e gás relativas a custos relacionados a danos materiais, derramamentos de petróleo, disposição de materiais perigosos e limpeza e reparo das operações; (2) sujeitar o proprietário ou arrendatário ao pagamento de indenização por danos causados por poluição ou por outros danos ao meio ambiente ou recursos naturais; e (3) exigir a suspensão ou cessação das operações nas áreas afetadas ou da comercialização de petróleo e gás.

A Companhia tem estabelecido práticas para o contínuo cumprimento de leis e regulamentação ambientais e acredita que os custos incorridos em razão dessas políticas e procedimentos até então têm sido necessários aos negócios da indústria. Todavia, não há garantia de que mudanças ou outras leis ou regulamentos relacionados à proteção ambiental

4.1 - Descrição dos fatores de risco

não aumentarão os custos nem terão um efeito adverso relevante nas despesas de capital, ganhos ou posição competitiva da Companhia.

Os distúrbios sociais e políticos ou qualquer dano ambiental resultante de exploração e produção de petróleo e gás poderão acarretar uma avaliação mais detalhada das questões regulatórias de petróleo e gás no Peru.

A Companhia acredita que recentemente mais atenção foi direcionada às questões relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás, bem como à decisão de se conceder contratos no Peru, em função da intranquilidade social e política por que o país tem passado. Por exemplo, em agosto de 2008, o Congresso peruano vetou dois decretos presidenciais que facilitavam a aquisição de terras indígenas por pessoas físicas e jurídicas, como resultado de protestos de grande número de povos indígenas habitantes da floresta amazônica peruana. No início de abril de 2009, milhares de indígenas protestaram bloqueando estradas e vias navegáveis no leste do Peru, com o objetivo de forçar o veto a outros decretos que facilitariam a exploração petrolífera, fazendas comerciais e barragens em partes da floresta amazônica, resultando, em junho de 2009, em um violento confronto entre a polícia e os manifestantes. A violência levou à suspensão de muitos decretos e o Presidente peruano alterou seu gabinete pela terceira vez desde que assumiu o cargo em 2006. Adicionalmente, qualquer dano ambiental resultante da exploração e produção de petróleo e gás, em especial danos à floresta amazônica ou a terras de populações indígenas, poderão acarretar uma avaliação mais detalhada das questões regulatórias e afetar adversamente a reputação da Companhia, ainda que a Companhia não estivesse envolvida no referido dano ambiental.

As eleições políticas municipais e regionais no Peru aconteceram em 3 de outubro de 2010, sendo que as próximas eleições para a Presidência e Congresso peruanos acontecerão em abril de 2011. É provável que as campanhas até as eleições aumentem o risco e a atenção política em relação a vários assuntos, incluindo a regulamentação das companhias de petróleo e gás que operam no Peru, bem como o cumprimento da legislação ambiental. Tendo em vista esses e outros eventos semelhantes, uma mudança política poderá ocorrer no que tange à regulamentação das empresas de petróleo e gás, dificultando ou tornando mais oneroso operar nesse cenário.

Povos indígenas da Amazônia poderão limitar as atividades.

A região da floresta amazônica, na qual o Bloco 144 está situado, é habitada por populações indígenas não socializadas. Com a crescente atividade de exploração e mineração de petróleo e gás na região da floresta amazônica, as populações indígenas peruanas continuarão a perder o controle sobre seu território tradicional e, como consequência, tenderão a se mudar para uma parte mais interna da floresta. O programa de exploração e desenvolvimento do Grupo Karoon para o Bloco 144 poderá invadir o habitat tradicional desses povos indígenas. Essas populações indígenas não socializadas que habitam a floresta amazônica, na área em que o Bloco 144 está situado, poderão resistir à invasão de suas terras nativas. Além disso, certas organizações não governamentais que representam os interesses desses indígenas e defendem seus direitos poderão questionar os planos de exploração e desenvolvimento do Grupo Karoon, sustentando que os mesmos infringem os direitos territoriais das populações indígenas. Quaisquer resistências ou objeções contra os planos de exploração e desenvolvimento do Bloco 144 poderão provocar um efeito adverso na Companhia.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

A Companhia tem como prática a análise e monitoramento constante dos riscos aos quais está exposta e que possam afetar de forma adversa seus negócios, situação financeira e resultados, incluindo eventuais mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar negativamente o desenvolvimento de suas atividades. Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não tem nenhuma expectativa de aumento e/ou redução em qualquer dos riscos mencionados na seção 4.1 acima.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

A Companhia não é parte em nenhum processo judicial, administrativo ou arbitral relevante.

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

A Companhia não é parte de quaisquer processos judiciais, administrativos e arbitrais cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

A Companhia não é parte em nenhum processo sigiloso relevante.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

A Companhia não é parte de processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, que não estejam sob sigilo e em conjunto sejam relevantes.

4.7 - Outras contingências relevantes

A Companhia não possui outras contingências relevantes.

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável, pois a Companhia é uma sociedade constituída e vigente de acordo com as leis da República Federativa do Brasil.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Os riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta referem-se basicamente àqueles relacionados ao curso normal de seus negócios. As principais operações da Companhia estão localizadas no Brasil; consequentemente, a condição financeira e os resultados da Companhia serão substancialmente dependentes do cenário macroeconômico da economia brasileira. A economia brasileira, durante diversos períodos, sofreu frequentes intervenções do Governo Federal, que por vezes modifica as políticas monetária, de crédito, fiscal entre outras, a fim de controlar a inflação e implementar políticas macroeconômicas.

5.1 Riscos de mercado a que a Companhia está exposta, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxa de juros

O investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia envolve a exposição a determinados riscos. Antes de tomar qualquer decisão de investimento em qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência e, se for o caso, no prospecto da oferta dos respectivos valores mobiliários, os riscos mencionados abaixo e as demonstrações financeiras da Companhia e respectivas notas explicativas. Os negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros podem ser afetados de maneira adversa por qualquer dos fatores de risco mencionados acima e por qualquer dos fatores de risco descritos a seguir. O preço de mercado dos valores mobiliários de emissão da Companhia pode diminuir em razão de qualquer desses e/ou de outros fatores de risco, hipóteses em que os potenciais investidores poderão perder parte substancial de seu investimento nos valores mobiliários de emissão da Companhia. Os riscos descritos abaixo são aqueles que a Companhia conhece e que acredita que atualmente podem afetá-la adversamente, de modo que riscos adicionais não conhecidos pela Companhia atualmente ou que a Companhia considera irrelevantes também podem afetar adversamente a Companhia.

Para os fins da seção "4. Fatores de Risco" e desta seção "5. Riscos de Mercado", exceto se expressamente indicado de maneira diversa ou se o contexto assim o exigir, a menção ao fato de que um risco, incerteza ou problema poderá causar ou ter ou causará ou terá "efeito adverso" ou "efeito negativo" para a Companhia, ou expressões similares, significa que tal risco, incerteza ou problema poderá ou poderia causar efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez e/ou negócios futuros da Companhia e de suas subsidiárias, bem como no preço dos valores mobiliários de emissão da Companhia. Expressões similares incluídas na seção "4. Fatores de Risco" e nesta seção "5. Riscos de Mercado" devem ser compreendidas nesse contexto.

Ademais, não obstante a subdivisão da seção "4. Fatores de Risco" e desta seção "5. Riscos de Mercado", determinados fatores de risco que estejam em um subitem podem também se aplicar a outros subitens da seção "4. Fatores de Risco" e desta seção "5. Riscos de Mercado".

Riscos Relacionados ao Brasil

As condições econômicas e políticas brasileiras poderão afetar adversamente os negócios da Companhia e o valor de mercado de suas ações ordinárias.

A economia brasileira sofreu drásticas intervenções, frequentes ou ocasionais, por parte do governo brasileiro, bem como por ciclos econômicos instáveis. O governo brasileiro alterou algumas vezes as políticas monetárias, fiscais, creditórias, tarifárias, dentre outras, a fim de influenciar o curso da economia do Brasil. Por exemplo, as ações do governo para controlar a inflação já envolveram a fixação de salários e preços; bloqueios de contas bancárias; imposição de controles cambiários; e limitação de importações. A Companhia poderá não ter controle e não poderá prever quais políticas ou ações o governo brasileiro adotará no futuro.

A Companhia poderá sofrer efeitos adversos pelos seguintes fatores, dentre outros:

- inflação;
- flutuações da taxa de câmbio;
- políticas de controle cambiário (incluindo restrições nas remessas de dividendos);
- flutuações das taxas de juros;
- liquidez dos mercados financeiro, de capital e de empréstimo;
- expansão ou contração da economia brasileira, conforme medido pelas taxas de produto interno bruto ("PIB");
- escassez de eletricidade;
- instabilidade de preços;
- políticas fiscais;
- instabilidade social e política; e
- outros desenvolvimentos econômicos, políticos, diplomáticos e sociais que afetarem o Brasil.

Além disso, a recente descoberta de grandes reservas de petróleo e gás na camada pré-sal tem estimulado uma proposta de mudança na atual legislação de petróleo. O Congresso brasileiro está considerando mudanças importantes na regulamentação das atividades de exploração e produção nas áreas pré-sal que não estejam sujeitas às concessões já existentes. A Companhia não tem como estimar o impacto de quaisquer mudanças nas leis relacionadas às atividades de exploração e produção de petróleo, tampouco quando quaisquer dessas novas regulamentações se tornarão efetivas.

A incerteza da possível implementação pelo governo brasileiro dessas ou outras mudanças na política ou regulamentação poderá afetar quaisquer dos fatores mencionados acima ou outros fatores que no futuro poderão levar a uma incerteza econômica no Brasil, bem como aumentar a volatilidade do mercado de capitais brasileiro e dos valores mobiliários emitidos por empresas brasileiras no exterior. Tais mudanças nas políticas e regulamentação poderão gerar um efeito relevante adverso na Companhia.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A Companhia poderá ser especificamente afetada por determinadas iniciativas de aumento tributário em suas atividades de exploração e produção. Em 2003, o Estado do Rio de Janeiro promulgou uma nova lei tributária que institui a cobrança do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação ("ICMS") para as atividades de exploração de petróleo. O Estado do Rio de Janeiro nunca exigiu o cumprimento de referida lei, sendo que a constitucionalidade da mesma está sendo discutida no Supremo Tribunal Federal.

A inflação, juntamente com as medidas do governo brasileiro para combatê-la, poderá dificultar o crescimento econômico brasileiro, o que poderá gerar um efeito relevante adverso para a Companhia.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. Como consequência, o governo brasileiro adotou políticas monetárias que fizeram com que suas taxas de juros estivessem entre as mais elevadas do mundo. Entre o período de 2004 e 2009, a taxa oficial de juros variou de 16,50% a 8,75% ao ano. Como resposta ao aumento da inflação em 2010, o governo brasileiro aumentou a taxa básica de juros, para 10,75% ao ano, em 30 de setembro de 2010. A inflação e as medidas do governo brasileiro para combatê-la tiveram e devem continuar a ter importantes efeitos na economia brasileira e nos negócios da Companhia. Além disso, as medidas do governo brasileiro para controlar a inflação têm frequentemente incluído a manutenção de uma política monetária rígida com altas taxas de juros, restringindo a disponibilidade de crédito e reduzindo o crescimento econômico. Por outro lado, políticas monetárias mais flexíveis do governo brasileiro poderão aumentar a taxa de inflação. No caso de um aumento da inflação, a Companhia poderá não ser capaz de ajustar suas taxas diárias para compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos, o que poderá afetá-la adversamente.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá gerar um efeito relevante adverso na Companhia e no preço de mercado de suas ações ordinárias.

Nas últimas décadas, a moeda brasileira tem experimentado importantes e frequentes variações em relação ao dólar norte-americano e outras moedas estrangeiras. Entre 2000 e 2002, o real depreciou significativamente em relação ao dólar norte-americano, atingindo uma taxa de câmbio de R$3,533 por US$1,00 no final de 2002. Entre 2004 e a metade de 2008, o real valorizou significativamente em relação ao dólar norte-americano em razão da estabilização do cenário macro-econômico e aumentou o volume de investimentos estrangeiros no Brasil, sendo que a taxa de câmbio atingiu R$1,634 por US$1,00 em agosto de 2008. Com a crise do mercado financeiro mundial que se verificou na metade de 2008, o real depreciou 24,2% em relação ao dólar norte-americano em 2008, atingindo R$2,337 por US$1,00 no final de 2008. Em 2009, o real valorizou 34,2% em relação ao dólar norte-americano e no dia 31 de dezembro de 2009, a taxa de câmbio era de R$1,741 por US$1,00. Em 30 de setembro de 2010, a taxa de câmbio do real para o dólar norte-americano foi de R$1,694 por US$1,00.

A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e causar aumentos nas taxas de juros, o que poderá afetar negativamente o crescimento da economia brasileira e da Companhia. Também poderá limitar o acesso aos mercados financeiros estrangeiros e estimular uma intervenção governamental na forma de políticas governamentais recessivas. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano também pode levar à diminuição dos gastos com consumo; pressões deflacionárias; e crescimento reduzido da economia como um todo. Por outro lado, a valorização do real em relação ao dólar norte-americano e outras moedas estrangeiras poderá levar a uma deteriorização das atuais contas de câmbio brasileiras no exterior, assim como desestimular o crescimento das exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação quanto a valorização do real poderá, relevante e adversamente, afetar o crescimento da economia brasileira e a Companhia. Não há garantia de que, no futuro, o real não sofrerá flutuação significativa em relação ao dólar norte-americano.

Fatos políticos, econômicos e sociais e a percepção de riscos em outros países, especialmente os emergentes, poderão afetar adversamente o valor de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive o valor das ações ordinárias da Companhia.

Os valores mobiliários emitidos por empresa brasileiras são influenciadas, em diferentes níveis, por condições econômicas e de mercado de países emergentes, especialmente outros países da América Latina. Apesar das condições econômicas serem diferentes em cada país, a reação dos investidores a eventos ocorridos em um país poderá fazer o mercado de capitais de outros países flutuarem. Condições econômicas adversas em mercados de países emergentes têm resultado em grande fuga de fundos do Brasil, incluindo, por exemplo, as crises econômicas no Sudeste Asiático, na Rússia e na Argentina. A economia brasileira também é afetada por condições gerais internacionais da economia e de mercado, especialmente por eventos ocorridos nos Estados Unidos. Os preços históricos das ações na BM&FBOVESPA, por exemplo, têm sido sensíveis a flutuações das taxas de juros norte-americanas, assim como aos movimentos dos principais índices acionários dos Estados Unidos. Esses fatores poderão adversamente afetar os preços de mercado das ações ordinárias da Companhia e também poderão tornar mais difícil o acesso da Companhia ao mercado de capitais e financiamento de suas operações no futuro, em condições aceitáveis.

Riscos Relacionados ao Brasil e ao Peru

O sistema jurídico do Brasil e do Peru está em desenvolvimento e sujeito a incertezas.

Tendo em vista que as jurisdições do Brasil e do Peru são baseadas no direito codificado (*civil law*), seus sistemas jurídicos são diferentes daqueles baseados na *common law*. As jurisdições que adotam direito codificado podem apresentar riscos na aplicação das leis, tais como (1) maior grau de autonomia por parte das autoridades governamentais; (2) falta de diretrizes judiciais ou administrativas em relação à interpretação das leis e normas aplicáveis, particularmente nos casos em que tais leis e normas são resultantes de recentes mudanças legislativas ou foram recentemente adotadas; (3) conflitos ou inconsistências entre as leis, regulamentos, decretos, ordens e resoluções; e (4) relativa inexperiência do judiciário em relação a tais questões. Empresas, como a Companhia, que conduzem negócios em jurisdições que adotam o direito codificado, como o Brasil e o Peru, têm em geral mais dificuldade de obter em juízo recursos, seja no que tange à infração de lei ou regulamento, seja em relação a uma

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

disputa de propriedade. Além disso, a legislação e os regulamentos podem ser suscetíveis de revisão ou cancelamento, provocando incerteza e atraso na obtenção de remédios jurídicos. Não há garantia de que *joint ventures*, licenças, requerimentos de licenças e outros acordos jurídicos não serão adversamente afetados por mudanças nos governos, ações das autoridades governamentais e outros, ou, ainda, pela exequibilidade e eficácia de tais acordos.

Riscos Relacionados ao Peru

Não há garantia da aplicação da legislação peruana.

O governo peruano tem editado legislação para proteger os investimentos estrangeiros e outros bens contra expropriação e nacionalização. Por exemplo, o governo peruano assinou um tratado com a Austrália que permite que disputas relativas a expropriação ou infração a direitos de investimentos serão resolvidos por arbitragem a ser conduzida perante o *International Centre for Settlement of Investment Disputes* (Centro Internacional para Solução de Disputas sobre Investimentos). Não há, todavia, garantia de que as proteções contra expropriação e nacionalização serão aplicadas. Esta incerteza é decorrente de vários fatores, incluindo a potencial falta de vontade política para se fazer cumprir a legislação de proteção de bens contra expropriação e nacionalização, dependendo particularmente do ambiente político e do partido político que estiver no poder; a falta de independência do Poder Judiciário e de mecanismos suficientes para executar decisões; e o potencial para corrupção entre as autoridades governamentais. A expropriação ou nacionalização dos negócios poderá ser prejudicial às operações e ter um efeito relevante adverso para a Companhia.

Os sistemas bancário e financeiro do Peru estão sujeitos a interpretações inconsistentes.

Os sistemas bancários e outros sistemas financeiros do Peru não são bem desenvolvidos ou regulados, sendo que a legislação peruana relacionada a bancos e contas bancárias está sujeita a várias interpretações e aplicações inconsistentes. Atualmente existe um número limitado de bancos peruanos sólidos com os quais é possível manter relações. Outra crise econômica prolongada ou mais séria, ou, ainda, a falência de um ou mais bancos que recebem ou mantêm os fundos, poderá afetar de forma adversa o Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, a Companhia.

A inflação no Peru poderá afetar adversamente a situação financeira e os resultados das operações da Companhia.

Como consequência das reformas iniciadas na década de 1990, a inflação peruana tem diminuído significativamente nos últimos anos em relação à inflação de quatro dígitos ocorrida na década de 1980. Após o período de cinco anos, encerrado no dia 31 de dezembro de 2009, a economia peruana apresentou uma média de inflação anual de aproximadamente 2,68% ao ano, conforme o Índice de Preços ao Consumidor do Peru (*Índice de Precios al Consumidor del Perú*). Esse índice é calculado pelo Instituto Nacional de Estatística e Informática (*Instituto Nacional de Estadística e Informáitica*) ("INEI"), e mede as variações nos preços de determinados grupos de bens e serviços, tipicamente consumidos por famílias peruanas. O Banco Central estabelece, anualmente, uma taxa de inflação esperada para cada ano fiscal, anunciando a atual taxa prevista, a fim de moldar as expectativas do mercado.

Se o Peru experimentar uma taxa de inflação maior no futuro, os custos das empresas peruanas poderão aumentar e as margens operacionais poderão diminuir, o que poderá adversamente afetar os negócios, resultados das operações e preços das ações ordinárias do Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, da Companhia.

Pressões inflacionárias também poderão limitar a capacidade das empresas peruanas de ter acesso a mercados financeiros no exterior e poderão acarretar em intervenções governamentais na economia, incluindo a introdução de políticas governamentais que podem adversamente afetar o desempenho geral da economia peruana. Os resultados das operações e o valor das ações do Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, da Companhia poderão ser adversamente afetados por uma taxa de inflação maior.

Poderá haver flutuações nas taxas de câmbio de moedas estrangeiras.

No Peru, os custos operacionais e de capital do Grupo Karoon são geralmente incorridos em *nuevos soles*, reais e dólares norte-americanos. Flutuações nas taxas de câmbio do real, dólar norte-americano e *nuevo sol* poderão acarretar impacto negativo na renda e nos custos, bem como gerar um efeito relevante adverso nos negócios, condição financeira, resultados de operações e valor das ações do Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, das ações ordinárias da Companhia.

Em 1991, a administração Fujimori eliminou todos os controles de câmbio de moedas estrangeiras e unificou a taxa cambial. Atualmente, as taxas de câmbio de moedas estrangeiras são determinadas pelas condições de mercado, com a intervenção regular do Banco Central no mercado de câmbio, a fim de reduzir a volatilidade do valor da moeda peruana em relação ao dólar norte-americano. Além disso, o governo peruano poderá, no futuro, instituir políticas cambiais restritivas. Qualquer política restritiva da taxa de câmbio poderá afetar a capacidade ações do Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, da Companhia de realizar atividades de câmbio de moedas estrangeiras, bem como gerar efeito relevante adverso sobre seus negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Historicamente, o Grupo Karoon não mantém e não foi obrigado a manter significativa quantidade de recursos em *nuevos soles* peruanos, mas isso poderá não ocorrer no futuro. Na medida em que a Companhia for obrigada a manter posições monetárias no *nuevo sol* peruano, haverá um risco de flutuações no câmbio de moedas estrangeiras. Se a taxa de câmbio do *nuevo sol* peruano flutuar de forma significativa, ou se a taxa de inflação do Peru tiver um aumento significativo, as demonstrações financeiras poderão não refletir, de forma precisa, o valor, em reais ou dólares norte-americanos, dos ativos ou das operações do Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, da

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Companhia.

A Companhia não pode assegurar aos investidores que o *nuevo sol* peruano não depreciará em relação ao dólar norte-americano. Além disso, na medida em que os *nuevos soles* são livremente trocados por dólares norte-americanos, a Companhia não pode assegurar a seus investidores que as moedas continuarão sendo livremente trocadas nem que a mesma será capaz de trocar quantidades significativas de tais moedas em dólares norte-americanos para cumprir quaisquer obrigações monetárias estrangeiras. Esse risco de câmbio estrangeiro poderá afetar de forma adversa o Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, a Companhia.

Historicamente, a situação política e econômica do Peru é incerta.

Historicamente, os preços das *commodities* no mercado peruano têm sido inferiores aos preços paritários de importação. Não é possível assegurar que o governo peruano não implementará, no futuro, controles de preços por razões políticas ou outros motivos, nem que o mercado peruano de petróleo, gás e produtos refinados será igual ao mercado internacional.

Nos últimos anos, a economia peruana adotou uma postura mais ligada ao mercado. Anteriormente, todavia, a economia peruana foi prejudicada por grandes períodos de instabilidade, experimentando, em vários momentos: significantes declínios do PIB; hiperinflação; instabilidade monetária; alta dívida do governo; eliminação da legislação de benefícios fiscais; um sistema bancário enfraquecido que conferia limitada liquidez às empresas peruanas; altos níveis de empresas deficitárias, que continuaram a operar em razão da falta de procedimentos falimentares; significativo uso de transações de escambo; notas promissórias sem liquidez embasando as transações comerciais; alta evasão fiscal; crescimento do mercado econômico paralelo; abrangente disputa por capital; altos níveis de corrupção e penetração do crime organizado na economia; importantes aumentos de desemprego e sub-emprego; e empobrecimento de grande parcela da população peruana.

Além disso, anteriormente, o Peru sofreu com ataques terroristas, que tiveram seu ápice de violência contra o governo e setor privado no final da década de 1980 e início da de 1990. Essas atividades foram principalmente atribuídas a dois grupos terroristas locais, o *Sendero Luminoso* e o *Movimiento Revolucionario Túpac Amaru* ("MRTA"). Ambos os grupos terroristas sofreram importantes derrotas na década de 1990, incluindo a prisão de seus líderes, o que limitou consideravelmente suas atividades na última década. Apesar o *Sendero Luminoso* e o MRTA não representarem mais um risco significativo como durante a década de 1980 e início da de 1990, seus membros ainda operam a partir de áreas remotas, em montanhas e florestas na região central e sul do Peru, áreas em que o controle militar diminuiu em razão de cortes. Se o terrorismo do Peru reaparecer, poderá gerar um efeito adverso na economia e perspectiva do Peru e, por consequência, no Grupo Karoon.

Qualquer deterioração do clima de investimento do Peru poderá gerar um efeito adverso relevante no Grupo Karoon e, após a transferência dos ativos localizados no Peru, na Companhia, sendo que operar em tal cenário poderá dificultar o desenvolvimento dos negócios da Companhia e o financiamento de suas atividades.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia mantêm operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos, visando à liquidez e à segurança patrimonial. A Companhia não efetua aplicações de caráter especulativo em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. O objetivo dessas operações é amenizar eventuais efeitos na variação do preço das *commodities* e flutuações cambiais.

A política de gerenciamentos de riscos para instrumentos financeiros está descrita a seguir. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição ao risco e das necessidades iminentes de despesas que a administração pretende cobrir. A estratégia individual é formulada utilizando as diretrizes estabelecidas e aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia.

Aspectos Gerais

As operações de *hedge* são desenvolvidas somente para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou de quaisquer outras fontes de exposição operacional. A estratégia de *hedge* da Companhia não pode ter caráter especulativo.

A estratégia de *hedge* e suas respectivas ações devem obedecer ao estrito objetivo de mitigar as exposições aos riscos financeiros identificados. Na hipótese de os eventos que nortearam a contratação da respectiva operação de *hedge* deixarem de ser aplicáveis, esta deverá ser desfeita com as aprovações requeridas.

Responsabilidades

- É responsabilidade do Diretor Financeiro da Companhia identificar e quantificar a necessidade de contratação de operações de *hedge* para a Companhia;

- É responsabilidade do Diretor Presidente da Companhia ou a quem ele delegar, apresentar e defender a estratégia de *hedge* recomendada perante o Conselho de Administração;

- É responsabilidade do Conselho de Administração deliberar sobre a recomendação e decidir sobre a aprovação da estratégia de *hedge* recomendada; e

- É responsabilidade do Diretor Financeiro assegurar a implantação da estratégia de *hedge* aprovada pelo Conselho de Administração.

Execução

O Diretor Financeiro é responsável pela obtenção de informação e assessoria a fim de verificar o melhor instrumento de proteção contra determinados riscos financeiros. As operações de *hedge* que serão objeto de contratação deverão considerar os seguintes aspectos:

- alinhamento com os prazos de exposição;
- instrumentos disponíveis;
- liquidez;
- custo x benefício; e
- outras características relevantes.

Cabe ao Diretor Financeiro aprovar a contratação dos instrumentos específicos de proteção.

a. riscos para os quais se busca proteção

A Companhia opera com instrumentos financeiros para proteção contra riscos relativos a moedas estrangeiras.

b. estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

Risco da taxa de câmbio

A Companhia adota política de controle de riscos cambiais que visa a minimizar os impactos decorrentes da flutuação da taxa de câmbio, sobre suas obrigações relativas a investimentos de capital estimados para até doze meses com os gastos de sua campanha exploratória, predominantemente denominados em dólar dos Estados Unidos, ante seus recursos, que se encontram aplicados em reais. Tal estratégia visa a proteger a Companhia contra flutuações cambiais com instrumentos de *hedge*, pois a política da Companhia contra riscos financeiros não permite qualquer alavancagem com intuito especulativo.

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

Atualmente, a Companhia não utiliza qualquer instrumento financeiro para proteção patrimonial, mas pretende contratar no futuro opções de compra de dólar dos Estados Unidos.

d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

Sempre que houver condições de mercado (liquidez e preços), a Companhia e suas controladas buscarão a contratação do instrumento que melhor se adequar à situação, optando por instrumentos com custo inicial determinado para proteção contra exposição futura, com prazo de vencimento o mais próximo possível da estimativa de pagamento de suas obrigações. No longo prazo, tal conduta minimizará impactos no fluxo de caixa e no resultado da Companhia.

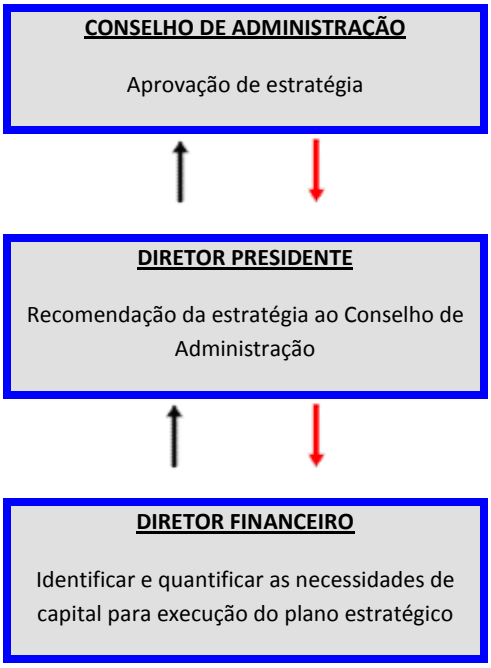
5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

Caso os instrumentos disponíveis não atendam as necessidades da Companhia de prazo de cobertura, serão contratados vencimentos mais curtos, os quais serão alongados tão logo seja restabelecida a liquidez do mercado para vencimentos mais longos.

e. instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) que a Companhia opera e quais são esses objetivos

Não aplicável. A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*).

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento desses riscos



g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A Companhia desenvolve ações para o estabelecimento de bases sólidas em seus negócios voltadas para a gestão de riscos e, consequentemente, para o aprimoramento do seu ambiente de controle, destacando-se neste aspecto a estrutura de políticas e normas em conformidade com as melhores práticas de mercado. Revisões periódicas de todas as políticas de risco são conduzidas para assegurar que todos os riscos serão monitorados constantemente pela Companhia.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

No último exercício social, não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado, bem como no monitoramento de riscos adotado pela Companhia.

5.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

Data de Constituição do Emissor	28/01/2008
Forma de Constituição do Emissor	A Companhia foi constituída sob a forma de sociedade empresária limitada, sendo que em 31 de agosto de 2010, foi aprovada a sua transformação em sociedade por ações.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	Registro Sendo Requerido

6.3 - Breve histórico

A Companhia é empresa independente de exploração de petróleo com atuação concentrada na América do Sul e membro do Grupo Karoon, controlado pela Karoon Austrália, empresa australiana de grande porte no setor de exploração de petróleo e gás, cujas ações estão listadas na Bolsa de Valores da Austrália (*Australian Securities Exchange*). O Grupo Karoon possui experiência comprovada na exploração de recursos petrolíferos e se associou à ConocoPhillips, Inc. para avaliar o Campo Poseidon, no litoral oeste da Austrália, o qual possui recursos contingentes líquidos de gás estimados em 17,4 trilhões de pés cúbicos (avaliação otimista). A Companhia é atualmente e continuará sendo, por meio de um contrato celebrado com a Karoon Austrália, o veículo exclusivo por meio do qual o Grupo Karoon explorará e desenvolverá recursos petrolíferos na América do Sul.

As operações da Companhia estão estruturadas nos seguintes pilares: (1) ativos que a Companhia acredita estarem em bacias comprovadas e altamente prolíficas com sistemas ativos de produção de petróleo; (2) *portfolio* diversificado de blocos com alto potencial exploratório de petróleo; (3) uso de técnicas sísmicas e outras técnicas de exploração de última geração; (4) um bem sucedido acionista controlador com ampla experiência setorial e administrativa para apoiar a experiente administração e os consultores de petróleo e gás da Companhia; e (5) associações estratégicas com empresas líderes no setor de petróleo e gás, por meio da celebração de contratos de *farm-in* e *farm-out* e consórcios para participação em licitações.

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia e o Grupo Karoon utilizaram esses pilares para identificar e adquirir um *portfolio* significativo e diversificado de prospectos exploratórios de petróleo em áreas litorâneas e continentais no Brasil e no Peru. Na Bacia de Santos, no Brasil, a Companhia possui 100% de participação em cinco blocos exploratórios nos quais é operadora, e celebrou um contrato pelo qual, sujeito a aprovação regulatória da ANP, adquirirá 20% de participação em dois blocos exploratórios, operados pela empresa estatal brasileira de petróleo e gás, Petrobras. A Bacia de Santos é a região das maiores descobertas recentes da Petrobras e seus parceiros, incluindo os Campos Tupi e Carioca, juntamente com os Campos Júpiter, Guará e Iara, cada qual revelado como campo com potencial de exploração de vários bilhões de barris. No Peru, o Grupo Karoon possui 75% de participação em um bloco exploratório litorâneo na Bacia de Tumbes (sujeita à conclusão de algumas obrigações de *farm-in* e à aprovação pela Perupetro e pelo governo peruano) e uma participação de 100% em um bloco exploratório continental na Bacia de Marañón.

A Companhia e o Grupo Karoon desenvolveram um trabalho geotécnico significativo com relação aos seus respectivos blocos de exploração, o que lhes permitiu identificar a presença de 12 principais prospectos até a data deste Formulário de Referência. Informações resumidas a respeito dos prospectos exploratórios da Companhia e do Grupo Karoon nos mencionados blocos exploratórios podem ser encontradas na tabela abaixo:

Prospectos exploratórios	Bacias	Blocos exploratórios	Local	Participação	Operador
Brasil					
Morro da Igreja	Santos	S-1102-1037	Litoral	100%	Companhia
Charlie	Santos	S-1166	Litoral	100%	Companhia
Pré-Sal.....	Santos	S-1102	Litoral	100%	Companhia
Pico do Jaraguá.....	Santos	S-1101-1165	Litoral	100%	Companhia
Monte Roraima	Santos	S-1166	Litoral	100%	Companhia
Açores(1).....	Santos	S-1352	Litoral	20%	Petrobras
Marujá(1)(2).....	Santos	S-1352	Litoral	20%	Petrobras
Peru[(2)]					
A(3)(4)	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
B(3)(4)	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
D(3)(4)	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
G(3)(4)	Tumbes	Z-38	Litoral	75%	Karoon KEI (Peru Z38) Pty Ltd.[(4)]
B-144(4).....	Marañón	144	Continental	100%	Karoon KEI (Peru 112) Pty Ltd.[(4)]

[(1)] O contrato firmado pela Companhia para adquirir 20% de participação nesses blocos está sujeito à aprovação regulatória da ANP. Para informações adicionais, veja o item "Contratos de *Farm-in* – Blocos de Exploração Conjunta na Bacia de Santos", na seção 7.8. deste Formulário de Referência.
[(2)] Até a data deste Formulário de Referência, atividades de exploração estavam sendo conduzidas em um poço do prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no poço.
[(3)] Nos termos do contrato de *farm-in* para o Bloco Z-38, a participação de 75% do Grupo Karoon está sujeita à conclusão de determinadas obrigações, conforme previstas no mencionado contrato, e à aprovação regulatória da Perupetro e do governo peruano. Para informações adicionais, veja o item "Contratos de Licença do Peru", na seção 7.8. deste Formulário de Referência."
[(4)] Após a conclusão bem sucedida da reestruturação societária da Companhia, esta assumirá a propriedade de suas afiliadas, as Sociedades Australianas, que detém as participações do Grupo Karoon nesses blocos exploratórios. Veja "Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" na Seção 6.5 deste Formulário de Referência.

Em agosto de 2010, a Companhia celebrou um contrato para aquisição de participação de 20% nos Blocos S-1352 e Blocos S-1354, localizados na Bacia de Santos ("Blocos em *Joint Venture*"), com a Petrobras, operadora desses blocos exploratórios e empresa líder no setor de petróleo e gás no Brasil, sujeito à aprovação regulatória pela ANP. Para maiores informações sobre o contrato estratégico de associação, do tipo de *farm-in*, e o contrato de *joint venture*, veja "*Blocos de Exploração no Brasil - Blocos de Exploração da Companhia em Joint Venture na Bacia de Santos*" na seção 7.3.a. deste Formulário de Referência.

A Companhia contratou a DeGolyer & MacNaughton, uma das maiores e mais respeitadas empresas de consultoria independente do mercado internacional em certificação de reservas para a indústria de petróleo e gás, com mais de 70 anos de experiência, para elaborar o Relatório de Recursos Potenciais compreendendo os blocos exploratórios de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos, os Blocos em *Joint Venture* e os blocos exploratórios peruanos do Grupo Karoon. A tabela abaixo inclui informações relativas aos principais prospectos exploratórios da Companhia contidas no Relatório de Recursos Potenciais e deve ser lida em conjunto com informações mais detalhadas do referido Relatório de Recursos Potenciais:

6.3 - Breve histórico

Prospectos exploratórios	Área Total	Profundidade da Água	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média)[1]	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg[2]	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média)[3]
	(em km²)	(*em metros*)	*(em milhões de bbl)*		*(em milhões de bbl)*
Brasil (Bacia de Santos)	2.245				
Morro da Igreja		250	633	0.250	
					158
Charlie		400	116	0.448	52
Pré-Sal		500	126	0.189	24
Pico do Jaraguá		500	372	0.501	187
Monte Roraima		430	51	0.420	21
Açores[4]		465	22[7]	0.175	4
Marujá[4][5]		394	39[7]	0.210	8
Total Brasil	2.245		1.359		454
Peru[6]					
Bacia de Tumbes	4.875				
A		340	205[8]	0.216	44
B		460	85[8]	0.125	11
D		300	87[8]	0.140	12
G		300	314[8]	0.140	44
Bacia de Marañón	6.636				
B-144		Continental	91	0.250	23
Total Peru	11.711		782		134
Total	13.956		2.141		588

(1) Valores estimados de acordo com o Relatório de Recursos Potenciais preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(2) Valores estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o Relatório de Recursos Potenciais preparado pela DeGolyer & MacNaughton
(3) Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o Relatório de Recursos Potenciais preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(4) O contrato firmado pela Companhia para a aquisição de participação nesses prospectos está sujeito a aprovação pela ANP.
(5) Até a data deste Formulário de Referência, atividades de exploração estavam sendo conduzidas em um poço do prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no prospecto.
(6) As Sociedades Australianas, detentoras das participações do Grupo Karoon nos ativos peruanos, serão transferidas para a Companhia após a conclusão reestruturação societária. Veja "Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" na Seção 6.5 deste Formulário de Referência.
(7) Baseado em uma participação de 20% da Companhia no Bloco S-1352, ainda sujeita a aprovação pela ANP.
(8) Baseado em uma participação de 75% do Grupo Karoon no Bloco Z-38, sujeita à conclusão de determinadas obrigações, conforme previstas no contrato de *farm-in*, e à aprovação regulatória da Perupetro e do governo peruano.

Eventos Recentes

Conclusão da exploração no prospecto Quasi e início da exploração no prospecto Marujá

Em agosto de 2010, a Companhia celebrou um contrato pelo qual, sujeito à aprovação regulatória pela ANP, adquirirá 20% de participação nos prospectos de Açores, Marujá e Quasi, localizados nos Blocos S-1352 e S-1354 na Bacia de Santos e operados pela Petrobras.

Em setembro de 2010, um poço de exploração foi perfurado e a conclusão da perfilagem com testes a cabo do prospecto exploratório de Quasi, localizado no Bloco S-1354 da Bacia de Santos e operado pela Petrobras, indicou a inexistência de hidrocarbonetos comercialmente viáveis no poço. Assim sendo, o prospecto exploratório de Quasi não é mais considerado como um prospecto exploratório ativo do *portfólio* da Companhia.

Além disso, até a data deste Formulário de Referência, atividades de exploração estavam sendo conduzidas em um poço do prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no poço.

Para mais informações, veja "*Blocos de Exploração da Companhia em Joint Venture na Bacia de Santos"*, no item 7.3 deste Formulário de Referência.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

Companhia

Transformação em sociedade anônima: Em 31 de agosto de 2010, os sócios representantes da totalidade do capital social da Companhia aprovaram a transformação de seu tipo societário. Nesse sentido, suas quotas de sociedade limitada foram convertidas em ações da sociedade anônima, com preço de emissão de R$ 1,00 (um real) cada ação, sendo seu capital social foi distribuído em proporção e valor idênticos ao da sociedade limitada. Foram também eleitos e nomeados os membros do Conselho de Administração, bem como aprovados plano de remuneração global da administração da Companhia e o Estatuto Social que passou a reger a Sociedade, e alterada a razão social de Karoon Petróleo & Gás LTDA. para Karoon Petróleo & Gás S.A.

Grupo

Constituição de sociedades: Em 17 de dezembro de 2007 foram constituídas a KEI (Peru Z38) Pty Ltd., a KEI (Peru 112) Pty Ltd. e a KEI (Brazil Santos) Pty Ltd., companhias australianas subsidiárias integrais da Karoon Energy International Ltd. detentoras dos ativos do Grupo Karoon na América do Sul (as duas primeiras detentoras de ativos no Peru e última detentora de 99,9% do capital social da Companhia).

Companhia e Grupo

Reestruturação Societária (Ativos Peruanos): A Companhia realizará uma reestruturação societária, por meio do exercício da opção prevista no Contrato de Opção de Compra de Ações e do exercício do do Bônus de Subscrição, os quais acarretarão na transferência das Sociedades Australianas para a Companhia.

A reestruturação será realizada de acordo com a seguinte sequência de eventos:

- Em 21 de outubro de 2010 foi realizada assembléia geral extraordinária da Companhia que aprovou: (i) a celebração, pela Companhia, do Contrato de Opção de Compra de Ações com Kei Ltd., que confere à Companhia uma opção de compra das ações de emissão das Sociedades Australianas, cujo preço de exercício será de R$1.286.359.250,00, conforme laudo de avaliação elaborado especialmente para esse fim pela Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda.; (ii) o referido laudo de avaliação; (iii) a emissão privada do Bônus de Subscrição pela Companhia em favor da Kei Ltd., contemplando o direito de subscrição e integralização de 500.850 ações ordinárias de emissão da Companhia; e (iv) a autorização para a Diretoria da Companhia tomar todas as providências necessárias para a implementação das deliberações aprovadas.

- Em 21 de outubro de 2010, (i) a Kei Ltd. e a Companhia celebraram o Contrato de Opção de Compra de Ações por meio do qual Kei Ltd. confere à Companhia a opção de compra das ações emitidas pelas Sociedades Australianas; e (ii) a Companhia emitiu o Bônus de Subscrição.

- Nos termos do Contrato de Opção de Compra de Ações, (i) a opção de compra de ações deverá ser exercida pela Companhia após a liquidação das ações objeto do IPO; e (ii) a Kei Ltd. exercerá o Bônus de Subscrição mediante o exercício da opção de compra de ações pela Companhia.

- Assim, após a liquidação das ações objeto do IPO, nos termos do Contrato de Opção de Compra de Ações:

  - a Companhia terá o direito de exercer a opção de compra de ações de emissão das Sociedades Australianas;

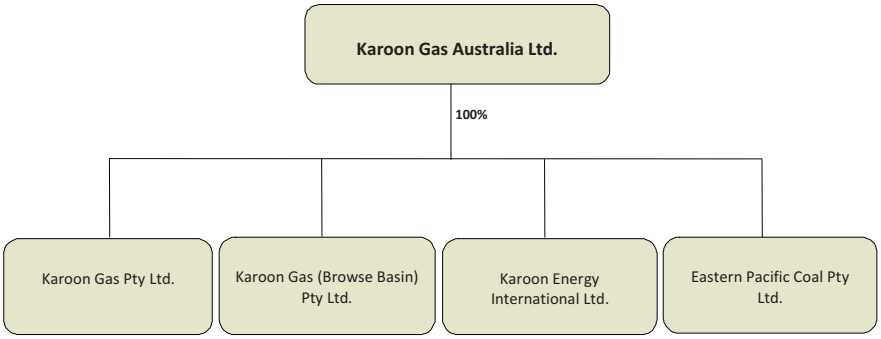
  - mediante o exercício da opção de compra pela Companhia, a Kei Ltd. exercerá o Bônus de Subscrição; e

  - o Conselho de Administração da Companhia aprovará um aumento de seu capital para a emissão da quantidade de ações prevista no Bônus de Subscrição, a serem subscritas pela Kei Ltd. e integralizadas com as ações das Sociedades Australianas.

A reestruturação societária pode sofrer atrasos ou mesmo não ser concluída. Para mais informações ver "*Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Companhia - A Companhia poderá enfrentar atrasos ou não ser capaz de finalizar sua reestruturação societária.*", na seção 4.1 deste Formulário de Referência.

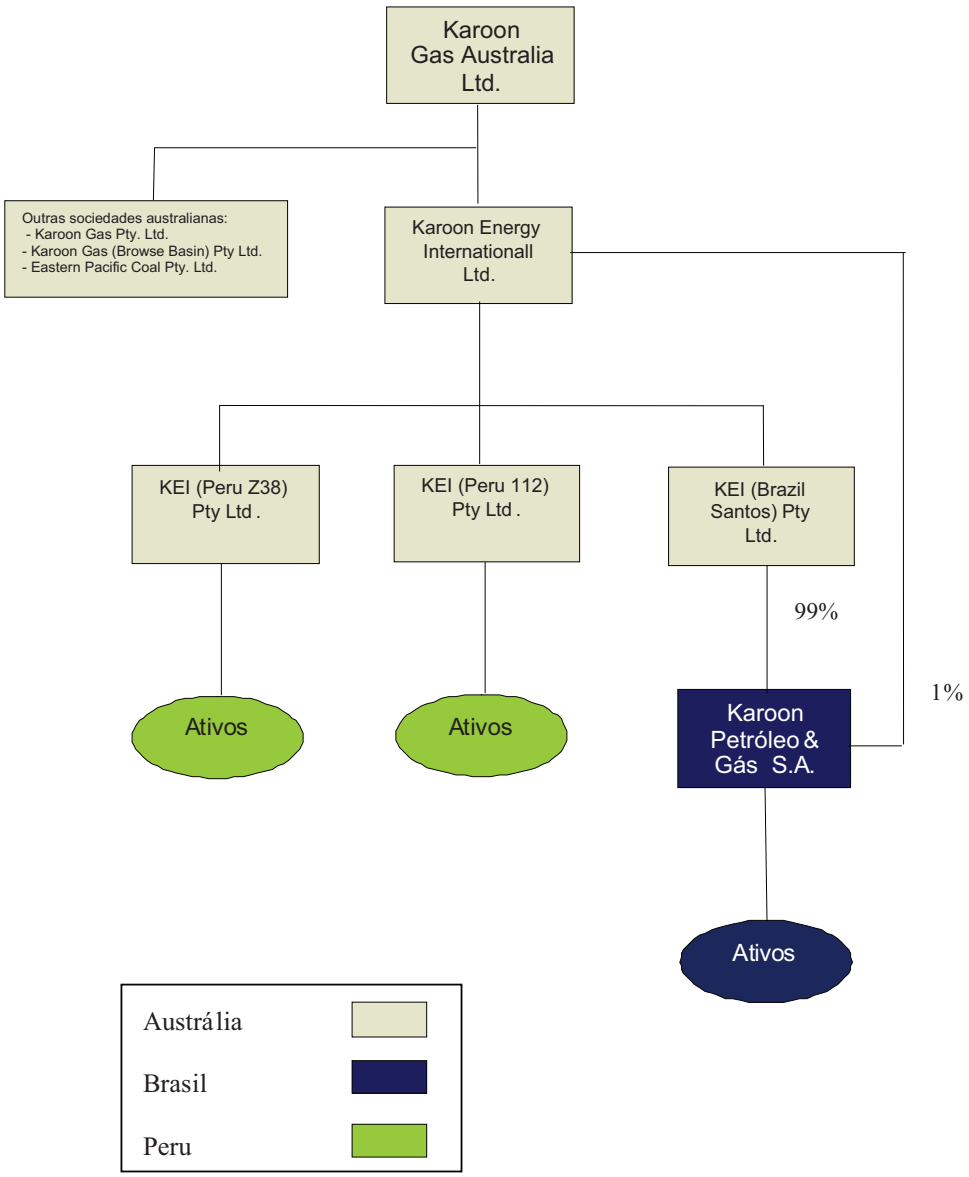
O organograma abaixo apresenta a estrutura organizacional do grupo anteriormente às reestruturações societárias ocorridas nos últimos três exercícios sociais, conforme descritas acima:

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas



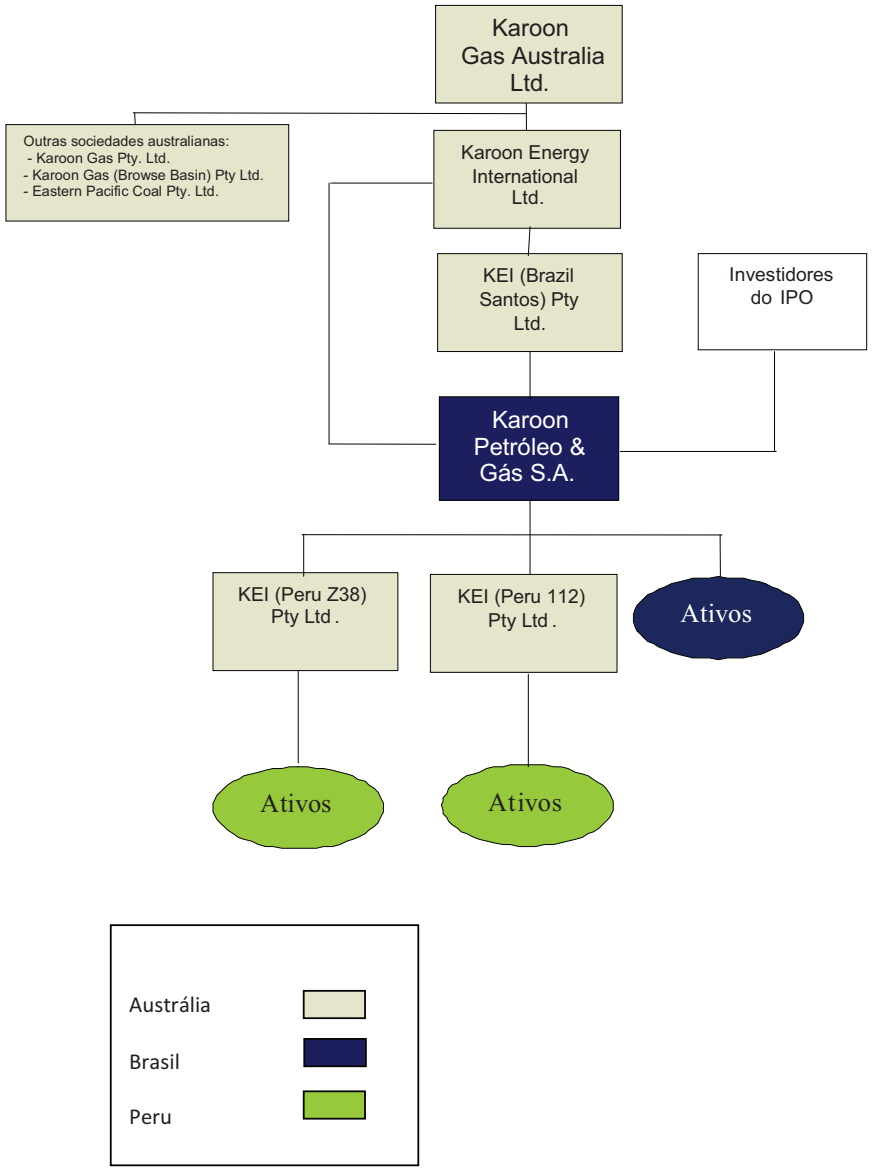
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

O organograma abaixo apresenta a estrutura organizacional na qual está inserida a Companhia atualmente:



6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

O organograma abaixo apresenta a estrutura organizacional na qual estará inserida a Companhia após a reestruturação societária que transferirá os ativos no Peru para a Companhia:



6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a presente data, não houve pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial com relação à Companhia.

6.7 - Outras informações relevantes

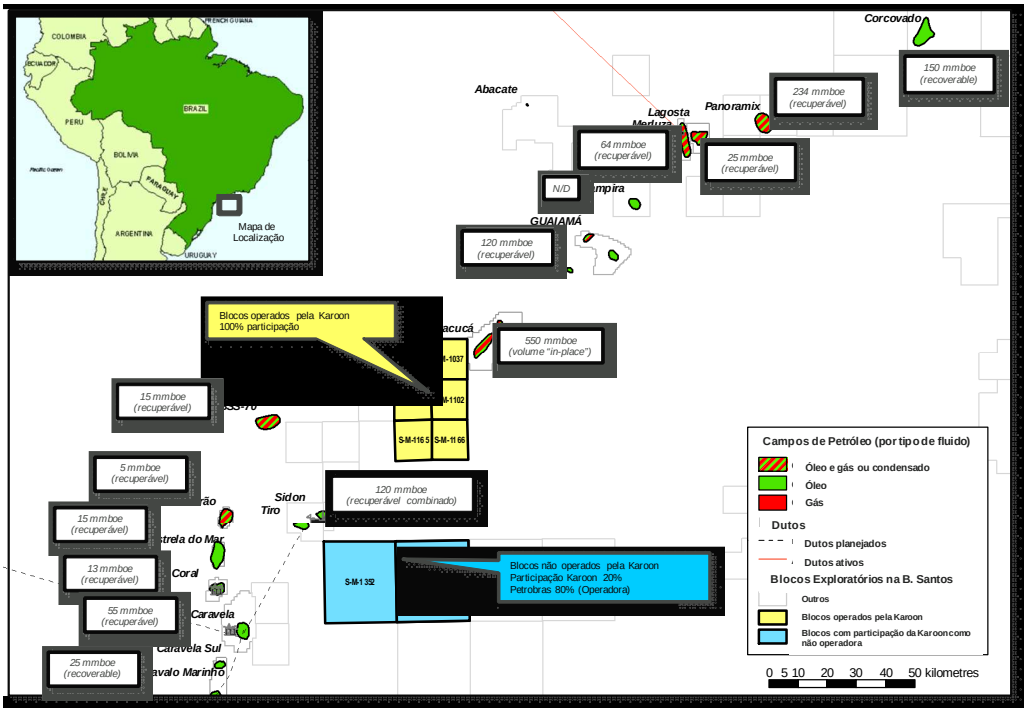
Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Blocos Exploratórios

Bacia de Santos, no Brasil

Conforme o mapa abaixo, os cinco blocos exploratórios de propriedade integral da Companhia e os dois blocos exploratórios detidos pela Companhia em *joint venture* na Bacia de Santos estão localizados a aproximadamente 220 a 230 quilômetros da costa do Estado de Santa Catarina, ao sul do Estado de São Paulo. Esses blocos encontram-se em águas relativamente rasas (300 a 650 metros), similares aos Campos Piracucá (petróleo), Tiro (petróleo), Sidon (petróleo), Caravela (petróleo) e Merluza (gás).



Fonte: Grupo Karoon

Como demonstrado na tabela abaixo, os estudos geotécnicos realizados até o momento na Bacia de Santos indicam a presença de sete prospectos exploratórios principais.

Prospectos exploratórios	Profundidade da Água	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média) (1)	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg (2)	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média) (3)
	(*em metros*)	(em milhões de bbl)		(em milhões de bbl)
Morro da Igreja	250	633	0.250	158
Charlie.....	400	116	0.448	52
Pré-Sal.....	500	126	0.189	24
Pico do Jaraguá.....	500	372	0.501	187
Monte Roraima	430	51	0.420	21
Açores(4)	465	22	0.175	4
Marujá(4)(5)	394	39	0.210	8
		1.359		454

(1) Valores estimados de acordo com o Relatório de Recursos Potenciais preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(2) Valores estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o Relatório de Recursos Potenciais preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(3) Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o Relatório de Recursos Potenciais preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(4) O contrato pelo qual a Companhia adquiriu participação nesses prospectos está sujeito a aprovação pela ANP.
(5) Até a data deste Formulário de Referência, atividades de exploração estavam sendo conduzidas em um poço do prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no poço.

Descobertas Próximas aos Blocos Exploratórios da Companhia na Bacia de Santos

Logo antes e após a concessão à Companhia dos direitos de exploração sobre blocos de sua propriedade na Bacia de Santos, em 2006 e 2007, a Petrobras e seus sócios fizeram importantes descobertas nessa bacia: os Campos Tupi e Carioca, respectivamente, logo seguidos pelos Campos Júpiter, Guará e Iara, foram anunciados cada qual como campo com potencial de exploração de vários bilhões de barris. Essas e outras descobertas realizadas por outros operadores e detalhadas na tabela abaixo mudaram substancialmente a situação da Bacia de Santos e geraram interesse internacional significativo pela exploração dessa bacia.

Campo	Ano de Descoberta	Operador	Distância dos blocos exploratórios de propriedade integral da Companhia	Recursos Potenciais
			(em km^2)	

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Piracucá (1).....	2009	Petrobras	5	550 mmboe
Vampira	2009	Petrobras	73	N.D.(3)
Panoramix.....	2009	Repsol	125	234 mmboe
Tiro e Sidon (2)	2008	Petrobras	25	120 mmboe
Júpiter.....	2008	Petrobras	351	3.6 bboe
Iara.....	2008	Petrobras	336	3.4 bboe
Guará.....	2008	Petrobras	273	1.3 bboe
Guaiama	2007	Petrobras	52	120 mmboe
Carioca.....	2007	Petrobras	248	2 - 10 bboe
Tupi.....	2006	Petrobras	303	5 - 8 bboe
Lagosta.....	2003	Petrobras	100	25 mmboe
Caravela(3)	1992	Petrobras	45	55 mmboe
Coral(3).....	1990	Petrobras	35	13 mmboe
Merluza.....	1979	Petrobras	100	64 mmboe

Fonte: Grupo Karoon, Wood Mackenzie
(1) Um plano de desenvolvimento para esse campo foi aprovado pela ANP, e uma avaliação desse campo está em andamento.
(2) Atualmente produzindo petróleo em um teste estendido de poço, previsto para durar 12 meses.
(3) Não há dados públicos disponíveis.

Os estudos geotécnicos realizados até o momento pela Companhia indicam que o Campo de Piracucá, localizado a cinco quilômetros ao nordeste dos blocos exploratórios de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos, e os Campos Tiro e Sidon, localizados a 16 quilômetros a noroeste dos Blocos em *Joint Venture*, possuem características geológicas muito similares a *plays* (sendo o termo "play" aqui definido como um alinhamento de prospectos exploratórios potenciais distribuídos em uma área com características geológicas homogêneas, porém que ainda requer dados e/ou avaliações adicionais para a definição de oportunidades exploratórias e prospectos exploratórios específicos) e são considerados análogos diretos.

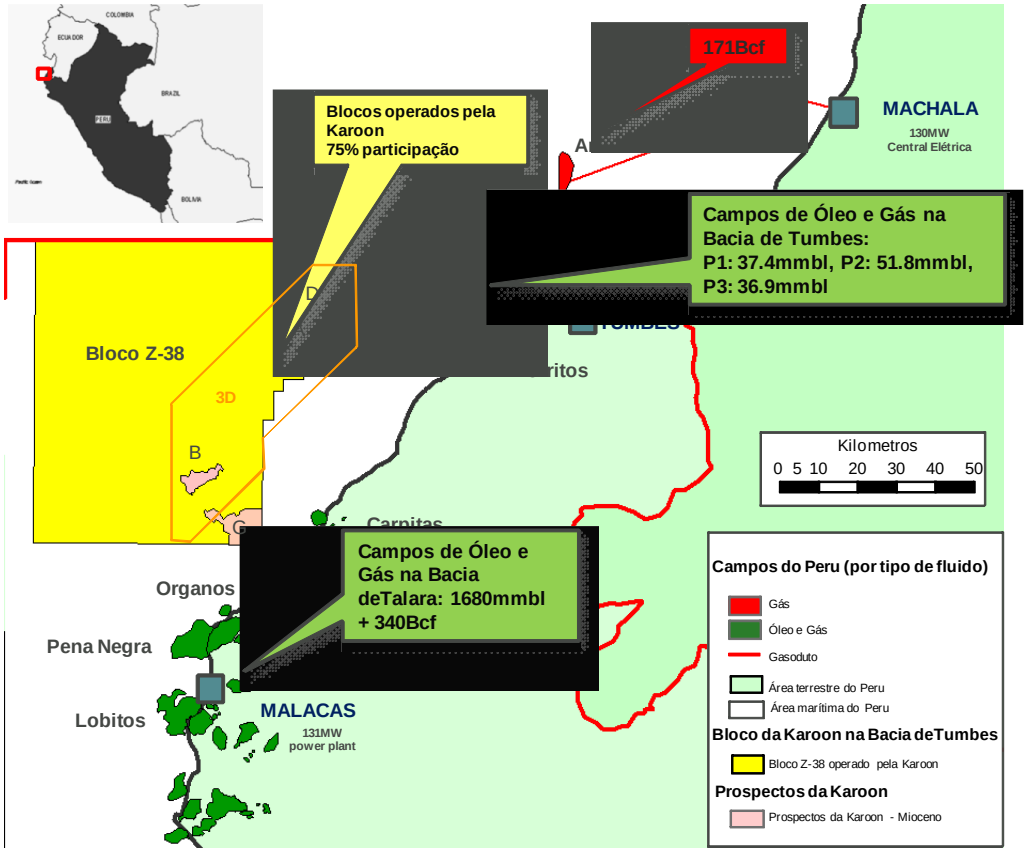
Peru

Além dos blocos exploratórios litorâneos no Brasil da Companhia, e com a bem-sucedida conclusão da sua reestruturação societária e o exercício da opção de compra de ações das Sociedades Australianas, a Companhia assumirá também a propriedade e operação dos blocos exploratórios continentais e litorâneos do Grupo Karoon nas Bacias de Tumbes e Marañón, no Peru. Em janeiro de 2008, o Grupo Karoon (por meio de sua subsidiária integral KEI (Peru Z-38) Pty Ltd.) celebrou um contrato de *farm-in* com a Vietnam American Exploration Company LLC ("Vamex"), empresa americana independente de petróleo e gás com atuação no Sudeste Asiático e na América do Sul, segundo o qual o Grupo Karoon detém uma participação de 75% no bloco litorâneo Z-38 na Bacia de Tumbes, no Peru, sujeita à execução de determinadas obrigações de *farm-in* pelo Grupo Karoon e à aprovação regulatória pela Perupetro e pelo governo peruano. Em abril de 2009, o bloco continental 144 na Bacia de Marañón, no Peru, foi outorgado ao Grupo Karoon, e a afiliada da Companhia, KEI (Peru 112) Pty Ltd, celebrou contrato de licença para esse bloco com a Perupetro.

Bacia de Tumbes

Conforme o mapa abaixo, o Bloco Z-38 da Bacia de Tumbes está situado mais ao norte do litoral peruano, sendo seu limite setentrional definido pela fronteira marítima entre o Peru e o Equador. O Bloco Z-38 encontra-se em profundidades marítimas que vão de 300 metros, em sua divisa oriental, a mais de 2.500 metros a oeste.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas



Fonte: Grupo Karoon

De acordo com os dados que seguem, os estudos geotécnicos realizados pelo Grupo Karoon até a data deste Formulário de Referência na Bacia de Tumbes indicam a presença de quatro principais prospectos exploratórios no Bloco Z-38.

Prospectos exploratórios	Profundidade da Água	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média)[1][2]	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg[1][3]	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média)[1][4]
Bacia de Tumbes	(*em metros*)	(em mmbbl)		(em mmbbl)
A.....	340	205	0.216	44
B.....	460	85	0.125	11
D	300	87	0.140	12
G	300	314	0.140	44
		691		111

(1) Baseado em uma participação de 75% no Bloco Z-38, sujeita à execução de determinadas obrigações de *farm-in* pelo Grupo Karoon e à aprovação regulatória pela Perupetro e pelo Governo peruano.
(2) Valores estimados de acordo com o relatório de recursos potenciais e estudo de viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(3) Valores foram estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o relatório de recursos potenciais e estudo de viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton. Ver "Estudo de Viabilidade" anexo aos prospectos do IPO.
(4) Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o relatório de recursos potenciais e estudo de viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton. Ver "Estudo de Viabilidade" anexo aos prospectos do IPO.

Descobertas Próximas aos Blocos Exploratórios do Grupo Karoon na Bacia de Tumbes

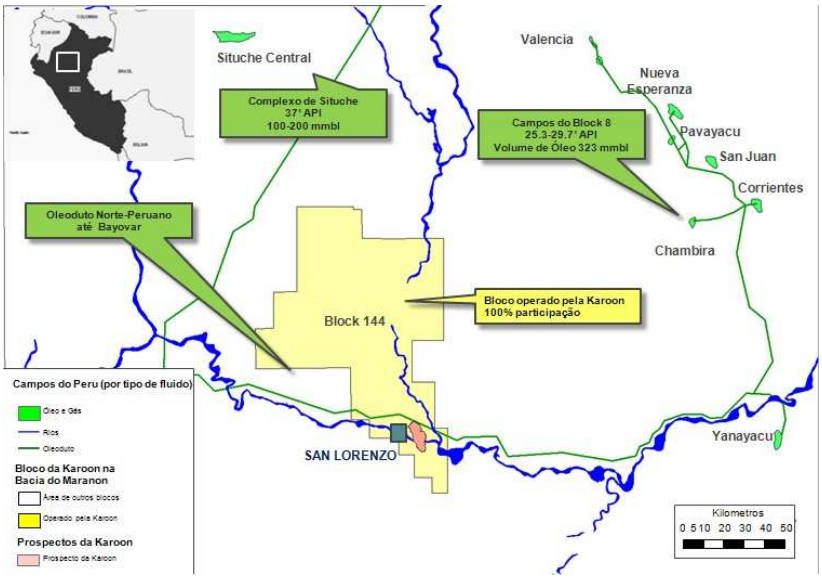
Até o momento, explorações na Bacia de Tumbes foram realizadas em águas relativamente rasas ao leste do Bloco Z-38, onde uma série de pequenos campos de petróleo e gás foi descoberta nos anos 70. Uma dessas descobertas, o Campo Corvina, está localizado a 20 quilômetros da fronteira leste do Bloco Z-38 e está produzindo petróleo e gás provenientes de arenitos do Mioceno da Formação de Zorritos. A vinte quilômetros ao nordeste, o campo de gás, petróleo e condensado de Albacora está passando por uma reavaliação. Reservas comprovadas de petróleo foram recentemente estimadas em 37,4 mmboe para os Campos Corvina e Albacora pelos auditores independentes de reservas Netherland, Sewell & Associates e, durante o primeiro trimestre de 2010, os campos produziram a uma taxa média relatada de 458.620 bbl de Petróleo, de acordo com a BPZ Energy Inc. No Equador, aproximadamente 70 Km ao norte do Bloco Z-38, o Campo de Gás Amistad continua a abastecer uma usina a gás em terra de 130 megawatts que fornece eletricidade para a região de Guayaquil.

Ademais, a 20 quilômetros ao sul do Bloco Z-38, a prolífica Bacia de Talara aparentemente compartilha a mesma rocha primordial da Bacia de Tumbes e, de acordo com as estimativas do *U.S. Geological Survey* ("USGS"), produziu 1,68 bilhões de boe e 340 bcfg até a data deste Formulário de Referência.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Bacia de Marañón

Conforme o mapa abaixo, o Bloco 144 (extenso bloco medindo aproximadamente 6.836 km^2) está localizado no lado oriental da Cordilheira dos Andes dentro da Bacia continental de Marañón. Esta bacia é a maior bacia sedimentar do Peru e é parte de um sistema muito maior de bacias sub-andinas que se estendem até a prolífica Bacia do Oriente, no Equador, e a Bacia de Putumayo, na Colômbia. Este grande sistema de bacias sub-andinas possui vários sistemas petrolíferos comprovados, com campos de petróleo no Peru, Equador e Colômbia.



Fonte: Grupo Karoon

Enquanto os estudos geotécnicos do Grupo Karoon em relação ao Bloco 144 continuam, até a data deste Formulário de Referência já foi identificado um prospecto exploratório principal no Bloco continental 144, conforme abaixo.

Prospecto exploratório	Recursos Potenciais Líquidos (Estimativa Média)(1)	Probabilidade de Sucesso Geológico, Pg(2)	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média)(3)
Bacia de Marañón	(em mmbbl)		(em mmbbl)
B-144	91	0.250	23

(1) Valores estimados de acordo com o relatório de recursos potenciais e estudo de viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(2) Valores estimados pelo levantamento dos fatores de trapa, fonte, reservatório e migração geológica de acordo com o relatório de recursos potenciais e estudo de viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton.
(3) Valores estimados usando as probabilidades de sucesso geológico de acordo com o relatório de recursos potenciais e estudo de viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton.

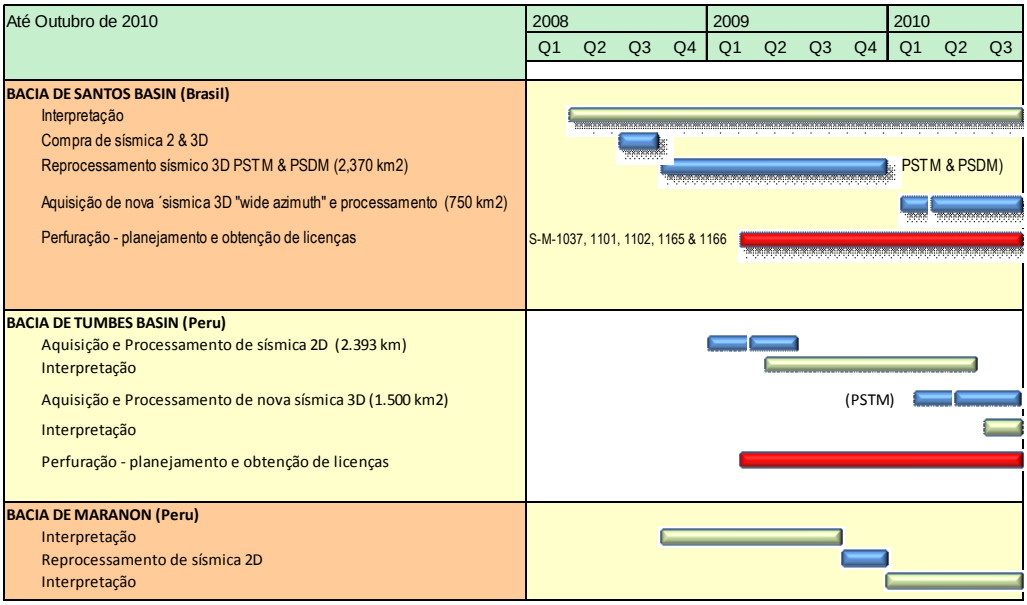
Atividades Recentes Próximas ao Bloco Exploratório na Bacia de Marañón

Como parte da intensificação das atividades de exploração de petróleo e gás no Peru, a Bacia continental de Marañón vem experimentado, nos últimos anos, um ressurgimento das atividades de exploração e avaliação. Os campos de petróleo no Bloco 8 operados pela Pluspetrol (a leste do Bloco 144), são conectados por um oleoduto que passa através do Bloco 144, muito próximo ao prospecto exploratório do Grupo Karoon, oferecendo um potencial de exportação de petróleo caso a exploração pela Companhia seja bem-sucedida. A descoberta de petróleo Situche Central 37° API, de 2005, nos arenitos da formação Viviana, encontra-se a noroeste do Bloco 144. Esta descoberta está passando por uma avaliação da Talisman Energy Inc., que estima um potencial total de recursos da ordem de 100 a 200 mmboe dentro do Campo de Situche.

Histórico e Cronograma de Exploração

A Companhia e o Grupo Karoon desenvolveram um programa de exploração abrangente, sendo que os programas desenvolvidos para cada um de seus respectivos blocos de exploração estão detalhados abaixo.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas



Bacia de Santos

Desde 2008, a Companhia realizou extensos trabalhos geológicos e geofísicos em seus blocos de exploração de sua propriedade integral na Bacia de Santos. Esses trabalhos incluem o reprocessamento de dados sísmicos em 3D por meio das tecnologias PSTM e PSDM, que permitem mapeamentos melhores (para ajudar a delimitação de prospecções exploratórias) abaixo e ao longo de corpos salinos. A Companhia também adquiriu um novo conjunto de dados sísmicos de azimute amplo em 3D no primeiro trimestre de 2010 para melhorar ainda mais o mapeamento desses *plays* salinos em flanco. A Companhia acredita ser a primeira empresa a adquirir dados sísmicos de azimute amplo em 3D no Brasil.

Este programa de aquisição sísmica, que consiste em mais de 750 km^2, deve abranger todos os prospectos exploratórios da Companhia identificados e quaisquer novos prospectos que surgirem dos dados previamente interpretados. O programa de aquisição sísmica da Companhia deve satisfazer seus compromissos de programa de trabalho para a primeira fase de três anos das concessões para seus blocos de exploração de propriedade integral na Bacia de Santos e será a base de sua futura campanha de perfuração, concluindo os preparativos e selecionando alvos para a futura campanha de perfuração que terá início estimado para o fim de 2011 ou início de 2012.

A capacidade da Companhia para concluir o programa de exploração de acordo com o cronograma acima está sujeita a uma série de fatores, incluindo aqueles que estão fora de seu controle. Para uma discussão mais completa dos riscos inerentes às operações da Companhia, veja a seção 4.1.g. “Fatores de Risco”.

Bacia de Tumbes

O mapeamento e a interpretação dos dados sísmicos em 2D do Grupo Karoon na Bacia de Tumbes definiu quatro principais prospectos exploratórios e forneceu uma base para a modelagem geoquímica das rochas primordiais nesta área. Os dados sísmicos em 2D também mostram o que o Grupo Karoon acredita ser Indicadores Diretos de Hidrocarboneto (“DHIs”) no Bloco Z-38 que, se comprovados pela interpretação quantitativa dos dados sísmicos em 3D, contribuirão para reduzir o risco de exploração.

O petróleo das Bacias de Tumbes e Talara foi atribuído a uma rocha primordial comum do Terciário. Núcleos foram recuperados do fundo do mar em 63 localidades em todo o Bloco Z-38, dos quais um número continha indícios de hidrocarbonetos líquidos. Amostras da melhor de quatro seções principais foram enviadas para análise geoquímica, que revelou que todos os quatro cortes examinados continham hidrocarbonetos abundantes indicado pelos valores flouresence elevados, bem como grandes quantidades de hidrocarbonetos aromáticos e saturados. Além disso, a análise de biomarcadores indicou que as infiltrações encontradas nos núcleos é comparável com os óleos produzidos a partir de campos na costa do Equador e nas Bacias de Talara e Tumbes no Peru.

Bacia de Marañón

O Grupo Karoon e a Companhia prevêem que o mapeamento geotécnico será iniciado no Bloco 144 em 2011, com o objetivo de desenvolver um inventário amadurecido de prospectos para uma campanha de perfuração no futuro.

Vantagens Competitivas

A Companhia acredita que suas principais vantagens competitivas são:

Portfolio significativo de áreas exploratórias em sistemas petrolíferos comprovados e de alto potencial prospectivo. O *portfolio* de prospectos exploratórios da Companhia que, após a bem sucedida conclusão do IPO e da

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

reestruturação societária, conterá mais de 13.000 km^2 de área de exploração, incluindo bacias exploratórias comprovadas e prolíficas onde recentes descobertas foram anunciadas. Por exemplo, o Campo Piracucá, localizado a cinco quilômetros ao nordeste dos blocos de exploração da Companhia na Bacia de Santos, descoberto em 2009, contém como uma reserva potencial divulgada de 550 mmboe. Outros campos produtores relevantes próximos aos blocos da Companhia na Bacia de Santos incluem o Campo de Gás Merluza, a 100 quilômetros a noroeste dos blocos de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos, e os Campos Tiro e Sidon, a 16 quilômetros a noroeste dos Blocos em *Joint Venture*, descobertos em 2008. Além disso, descobertas importantes foram anunciadas pela Petrobras, incluindo descobertas de vários bilhões de barris nos Campos Tupi e Carioca, também na Bacia de Santos.

Na costa peruana, o bloco exploratório do Grupo Karoon na Bacia de Tumbes está localizado na proximidade de campos de petróleo e gás em produção e, de acordo com estimativas da USGS, já produziram 1,68 bbo e 340 bcfg. Além disso, no Peru, o prospecto exploratório do Grupo Karoon no Bloco 144 está relacionado à recente descoberta do Campo Situche.

Portfolio diversificado de prospectos exploratórios. O *portfolio* da Companhia no Brasil e, após a bem sucedida conclusão do IPO e da reestruturação societária, no Peru, contará com um grupo diversificado de 12 prospectos exploratórios principais em três bacias independentes, tanto marítimas quanto continentais, situadas em dois países sul-americanos. Em particular, sete dos prospectos exploratórios principais estão localizados na Bacia litorânea de Santos, no Brasil, quatro na Bacia litorânea de Tumbes, no Peru e um na Bacia continental de Marañón, no Peru. Um portfolio diversificado de prospectos exploratórios como o que tem a Companhia (1) minimiza os riscos inerentes às operações de descoberta; e (2) aumenta a probabilidade de sucesso na localização de recursos petrolíferos e subsequente atividade de perfuração.

Uso de técnicas sísmicas de última geração. A capacidade da Companhia de identificar recursos de exploração é baseada, em grande parte, em seu acesso a dados sísmicos sofisticados, gerados a partir de tecnologias de última geração. A Companhia acredita ser a primeira empresa exploradora de petróleo a obter dados amplos de Azimute 3D no Brasil em 2010. Além disso, a Companhia e as afiliadas do Grupo Karoon utilizam regularmente as técnicas de Migração Sísmica Pré-Empilhamento ("PSTM"), Migração Sísmica Pré-Empilhamento em Profundidade ("PSDM") e Interpretação Quantitativa ("IQ"), para processar e interpretar dados sísmicos em 3D, tecnologias que permitem uma melhor visualização e detecção de hidrocarbonetos.

A Companhia acredita que sua expectativa de utilizar tecnologia de ponta para adquirir e analisar dados sísmicos complexos é uma vantagem competitiva que aumentará sua capacidade de localizar e avaliar recursos exploratórios.

Um bem sucedido acionista controlador com ampla experiência setorial e administrativa para apoiar a experiente administração e os consultores de petróleo e gás da Companhia. A Companhia se beneficia do apoio e da experiência de seu acionista controlador, a Karoon Austrália, que pretende replicar na América do Sul seu sucesso na Austrália por meio da Companhia. O Grupo Karoon tem experiência comprovada na identificação e exploração de projetos *greenfield* de larga escala e, por meio da utilização de seus profissionais experientes na Companhia, possibilitou as bases para o seu crescimento. O fundador da Karoon Austrália, Sr. Robert Hosking, é o Presidente do Conselho de Administração da Companhia e deverá proporcionar à Companhia liderança e experiência na busca do alcance da mesma estratégia de negócios de sucesso no Brasil. Outras pessoas-chave da administração da Karoon Austrália que irão fornecer liderança direta à Companhia juntamente com suas respectivas equipes incluem o Sr. Mark Smith, diretor executivo e de exploração da Karoon Austrália, e o Sr. Edward Munks, membro do Conselho de Administração da Companhia e conselheiro fundador da Karoon Austrália, que possui experiência internacional administrativa e financeira de 28 anos em uma variedade de setores e companhias de recursos naturais.

Ademais, através de sua administração experiente na Austrália, o Grupo Karoon formou o principal time de executivos da Companhia no Brasil, que inclui o Sr. Timothy Hosking, futuro Diretor Presidente da Companhia, o Sr. Juliano Macedo, Diretor Presidente da Companhia até a posse do Sr. Timothy Hosking, bem como Diretor de Exploração e de Relações com Investidores, e a Sra. Karen Albuquerque, Diretora Financeira. O Sr. Timothy Hosking foi fundamental na aquisição dos ativos de exploração da Companhia e do Grupo Karoon na América do Sul e, posteriormente, trabalhou nas operações do Grupo Karoon na América do Sul por quatro anos, coordenando as operações da Companhia e do Grupo Karoon tanto no Brasil quanto no Peru. O Diretor de Exploração, de Relações com Investidores e, até a posse do Sr. Timothy Hosking, Diretor Presidente da Companhia, Sr. Juliano Macedo, geólogo e gerente de exploração, trabalhou por 30 anos no setor de petróleo e gás, incluindo 16 anos na Petrobras e possui um histórico de dez descobertas comerciais, incluindo descobertas do pré-sal na Bacia de Santos, enquanto que a Sra. Karen Albuquerque, Diretora Financeira, possui experiência de 18 anos em auditoria, incluindo nove anos na PricewaterhouseCoopers e conta com oito anos de experiência na El Paso Energia do Brasil Ltda., onde exerceu vários cargos, incluindo a posição de Diretora Financeira da área de energia. Além disso, o Conselho de Administração da Companhia conta com o Sr. Jorge Camargo, ex-diretor presidente da Statoil ASA no Brasil, que trabalhou durante 27 anos na Petrobras, onde adquiriu vasta experiência na área de exploração e esteve envolvido em descobertas bem sucedidas de petróleo de exploração comercial, como Akpo, na Nigéria, Sabalo, na Bolívia, e Guando, na Colômbia.

Adicionalmente, a experiência do Grupo Karoon, do Conselho de Administração da Companhia e de seus diretores é complementada por uma série de consultores com longa experiência na indústria de petróleo e gás na América do Sul, dente eles: Sr. José Coutinho Barbosa, consultor de negócios para o Brasil com 38 anos de experiência na Petrobras no Brasil e no exterior, em vários cargos técnicos e gerenciais, tais como CEO para as atividades internacionais e Diretor Gerente de Exploração e Produção no Brasil; Sr. Carlos Urien, consultor geológico para a América do Sul, geólogo com mais de 40 anos de experiência na Belco, Oxy & Noble; e Sr. Gustavo Chanove, consultor geocientífico para o Peru, geólogo com 35 anos de experiência profissional, inclusive nas empresas Petróleos del Peru, S.A., Enterprise Oil Ltd. e Great Western Incorporated.

A Companhia também se beneficia do apoio e experiência de seu acionista controlador, a Karoon Austrália e de todo o Grupo Karoon. O Grupo Karoon possui um histórico comprovado na estruturação de projetos complexos e de grande escala, como a exploração do Campo de Gás Poseidon e a avaliação da bacia litorânea de Browse, no norte da

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Austrália. O fundador da Karoon Austrália, Sr. Robert Hosking, é o presidente do Conselho de Administração da Companhia e oferecerá liderança e orientações gerais para contribuir com a bem sucedida estratégia de negócios da Karoon Austrália no Brasil. A equipe técnica da Karoon Austrália, liderada por seu Conselheiro e Gerente de Exploração, Sr. Mark Smith, inclui pessoal com senioridade e experiência internacional em geotécnica e engenharia de petróleo. Adicionalmente, por meio do Contrato de Prestação de Serviços celebrado com a Karoon Austrália, a Companhia continuará a ser o veículo exclusivo através do qual o Grupo Karoon explora e desenvolve recursos petrolíferos na América do Sul. Com o Contrato de Prestação de Serviços, a Companhia será beneficiada pela experiência, conhecimento e reputação do Grupo Karoon ao criar relacionamentos com sócios de exploração e produção, agências regulatórias e instituições financeiras.

Capacidade de criar e desenvolver associações estratégicas com os principais agentes da indústria do petróleo. Baseado na experiência e nos contatos da administração e equipe da Companhia, bem como de suas afiliadas, a Companhia e o Grupo Karoon aumentaram sua capacidade de agregar valor por meio de associações estratégicas. A habilidade da Companhia em desenvolver associações estratégicas é evidenciada pela celebração, em agosto de 2010, de um contrato de associação, do tipo *farm-in*, com a Petrobras, por meio do qual a Companhia celebrou um contrato para, sujeito à aprovação da ANP, adquirir uma participação de 20% em cada um dos Blocos S-1352 e S-1354 na Bacia de Santos, no Brasil. No Peru, o Grupo Karoon adquiriu uma participação de 75% no bloco exploratório na Bacia de Tumbes por meio da celebração de um contrato de *farm-in* com sua sócia Vamex, que está sujeito ao cumprimento de determinadas obrigações de *farm-in* e à aprovação da Perupetro e do governo peruano. A Companhia acredita que associações estratégicas permitem compartilhar riscos e conhecimento tecnológico entre sócios. A introdução de um sócio cuidadosamente selecionado num ativo tem o potencial de gerar benefícios significativos de longo prazo na exploração e desenvolvimento desse ativo. Nesse sentido, a Companhia pretende adquirir ativos de exploração adicionais por meio de contratos de *farm-in* e *joint ventures* e também considerará, no tempo apropriado, a concessão de participações (*farm-out*) nos seus ativos de exploração para parceiros estratégicos em *joint ventures*.

Estratégia da Companhia

Sendo o veículo exclusivo de investimentos em operações de exploração e desenvolvimento de petróleo do Grupo Karoon na América do Sul, o objetivo da Companhia é utilizar e perpetuar a estratégia comprovada da Karoon Austrália na tentativa de descobrir o próximo "Poseidon" na América do Sul. Para isso, a Companhia pretende adotar as seguintes iniciativas estratégicas:

Buscar oportunidades de grande escala com o potencial de produzir ativos em escala global. No desenvolvimento de seu *portfolio* de exploração e avaliação, a Companhia espera manter o foco na aquisição de blocos exploratórios subaproveitados em bacias comprovadas, com o potencial de criar projetos de grande escala. Até o momento, o *portfolio* de exploração da Companhia no Brasil e do Grupo Karoon no Peru inclui 12 prospectos exploratórios principais em mais de 13,000 km^2 de área total de exploração, dentro de sistemas petrolíferos comprovados, onde houve descobertas de grande porte e muito próximas aos referidos prospectos. Como parte desta estratégia, a Companhia pretende continuar a utilizar a experiência do Grupo Karoon em projetos de grande porte, tal como a descoberta do Campo Poseidon, no litoral oeste da Austrália.

Manter o foco seletivo em áreas de exploração e avaliação localizadas em bacias comprovadas com sistemas petrolíferos em funcionamento. Ao identificar áreas potenciais de exploração para aquisição, a Companhia continuará a focar de maneira seletiva em áreas de bacias comprovadas com sistemas petrolíferos em funcionamento. Ao concentrar seus esforços dessa maneira, a Companhia aumentará a probabilidade de identificar prospectos de maior potencial exploratório. Foram feitas descobertas de petróleo e gás nos Campos Tiro e Sidon (reservas conjuntas de 120 mmboe) a 16 quilômetros a noroeste dos Blocos em *Joint Venture*. As características geológicas desses campos são similares àquelas dos blocos exploratórios da Companhia na Bacia de Santos. Adicionalmente, blocos vizinhos aos blocos peruanos da Companhia possuem campos comprovados de petróleo e gás e descobertas recentes. Esses campos possuem características geológicas similares às dos blocos exploratórios do Grupo Karoon no Peru. O sucesso da estratégia de aquisição dos blocos de exploração de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos é evidenciado pela subsequente descoberta de petróleo e gás no campo de Piracucá (divulgado como uma reserva potencial de 550 mmboe), localizado a cinco quilômetros a nordeste dos blocos de exploração de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos.

Manter participações significativas em áreas de exploração. A Companhia pretende manter participações significativas em seus blocos exploratórios. A Companhia possui 100% de participação em cinco de seus blocos exploratórios na Bacia de Santos, no Brasil. Adicionalmente, após a conclusão de sua reestruturação societária, a Companhia também deterá 100% de participação nos blocos de exploração continental do Grupo Karoon na Bacia de Marañón, no Peru, e uma participação de 75% em seu bloco litorâneo, na Bacia de Tumbes, também no Peru, sujeito, no que se refere ao bloco de exploração na Bacia de Tumbes, ao cumprimento de algumas obrigações de *farm-in* e à aprovação regulatória pela Perupetro. A Companhia, não obstante possa adquirir participações menores em situações estratégicas (por exemplo, em seu contrato associação, do tipo *farm-in*, com a sócia estratégica Petrobras, de quem a Companhia adquirirá, sujeito à aprovação regulatória da ANP, uma participação de 20% nos prospectos exploratórios de Açores e Marujá, e participação em futuras rodadas de licitação), pretende continuar buscando oportunidades para adquirir participações significativas em blocos exploratórios por meio de acordos de *farm-in*, licitações e transferências de recursos, uma estratégia que oferece flexibilidade nas decisões exploratórias, além de maximizar a geração de dividendos para seus acionistas ao oferecer uma porcentagem maior da receita advinda de qualquer descoberta de petróleo que a Companhia possa fazer e desenvolver.

Ademais, enquanto a propriedade de participações significativas em seus blocos exploratórios geralmente permitiria à Companhia atuar como a operadora desses blocos, a Companhia pretende avaliar as oportunidades de associações estratégicas com operadores experientes, cujas capacidades operacionais e financeiras complementem sua experiência administrativa e geotécnica.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Desenvolver novas alianças estratégicas e de valor agregado com as maiores empresas de petróleo e gás. A Companhia pretende buscar alianças estratégicas que agreguem valor para obter acesso a áreas adicionais e para construir sua base de recursos. Com esses relacionamentos, a Companhia acredita que será possível compartilhar os riscos financeiros e operacionais enfrentados por empresas do setor de petróleo e gás. Apesar de acreditar possuir experiência e capacidade para buscar uma estratégia independente de exploração, a Companhia pode se associar a terceiros de forma estratégica, por meio de acordos de *farm-in* e *farm-out* com outras empresas de petróleo e gás cuja força financeira e capacidade operacional complementem sua experiência administrativa e geotécnica. Objetivamente, a Companhia pretende buscar, quando e onde for vantajoso, uma estratégia ativa e bem elaborada de *farm-in* e *farm-out*, que permita (i) adquirir áreas adicionais de exploração, (ii) reduzir riscos por meio da diversificação de *portfolio* e compartilhamento de custos de desenvolvimento, (iii) alocar capital disponível a um número adequado de projetos, e (iv) construir relacionamentos mutuamente benéficos com *players* chave do setor de petróleo e gás.

Além de suas alianças estratégicas com a Petrobras e com a Vamex, a Companhia pretende continuar aproveitando da experiência e reputação de sua controladora, Karoon Austrália, que já possui um acordo de associação (*joint venture*) bem sucedido com a ConocoPhillips na Austrália, para identificar e celebrar alianças estratégicas no futuro como base para a expansão de seus negócios. Uma série de empresas internacionais de petróleo e gás se aproximaram da Companhia e iniciaram contatos preliminares, demonstrando interesse em oportunidades de associações na América do Sul.

Identificar e adquirir áreas de exploração subavaliadas por meio do uso de tecnologias de exploração e avaliação de ponta. A Companhia pretende continuar a procurar oportunidades subavaliadas por seus competidores, onde acredita que sua experiência em obter e analisar dados sísmicos complexos, aliada à tecnologia de última geração a que tem acesso, lhe concedem uma vantagem competitiva relevante. Até o momento, essa estratégia tem se mostrado bem-sucedida com relação à aquisição da própria área de exploração da Companhia e da área de exploração de todo o Grupo Karoon na Austrália e na América do Sul. Antes e depois da aquisição dessas áreas, a Companhia e o Grupo Karoon utilizaram tecnologias sofisticadas, como a aquisição de azimute amplo em 3D, processamento de dados sísmicos PSTM e PSDM, assim como técnicas de IQ, para reduzir os riscos relativos às suas respectivas prospecções.

Continuar a investir em tecnologia de ponta. É fundamental para o sucesso das operações da Companhia o uso de tecnologia de ponta, especialmente o programa de aquisição de dados sísmicos, utilizado pela Companhia e pelo Grupo Karoon para avaliar seus blocos exploratórios na América do Sul e confirmar seu potencial exploratório. A título exemplificativo, o programa de aquisição de dados sísmicos incluiu o que a Companhia acredita ser o primeiro uso de aquisição de azimute amplo em 3D realizado no Brasil. A Companhia também reprocessa dados sísmicos por meio das PSTM e PSDM, tecnologias que geram melhores imagens (para auxiliar a delimitação de prospecções) abaixo e ao longo de corpos salitres. A Companhia pretende continuar investindo em tecnologia de última geração à medida em que avalia o potencial de exploração de seus blocos exploratórios e analisa oportunidades de aquisição de novos blocos exploratórios.

Continuar a reter e recrutar profissionais altamente qualificados e experientes. A Companhia conseguiu recrutar profissionais de alta categoria para formação de sua equipe, essenciais para a criação do capital intelectual e experiência setorial necessários ao desenvolvimento de seu plano de negócios e para atrair outros profissionais e consultores altamente qualificados. A Companhia está comprometida com o recrutamento de profissionais altamente qualificados para respaldar seu crescimento e continuará a oferecer incentivos aos membros de sua administração e a seus funcionários e consultores, de forma a obter o máximo comprometimento de seus executivos e funcionários-chave ao alinhar os respectivos interesses com os interesses da Companhia e de seus acionistas. A filosofia central do Grupo Karoon sempre foi a de alinhar os interesses dos principais membros de suas equipes técnicas e de gestão com os interesses dos investidores, por meio da outorga de opção de compra de ações. O Grupo Karoon acredita que esta filosofia contribuiu muito para o crescimento e o desempenho bem sucedido da Karoon Austrália, e a intenção da Companhia é replicar essa estratégia por meio da implementação de um plano de opção de compra de ações.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

a. produtos e serviços comercializados

A Companhia tem como principais atividades a exploração e produção de hidrocarbonetos mediante extração por meio de qualquer método, a venda ou qualquer outra forma de utilização e manuseio de hidrocarbonetos ou outros produtos resultantes da atividade de exploração prevista neste item, e a realização de quaisquer outras atividades incidentais ou suplementares àquelas acima citadas.

b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

Não aplicável à Companhia, uma vez que ainda não foi reconhecida receita operacional dos negócios da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2008 e 2009 e no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010.

c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

A segregação do lucro ou prejuízo por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a. características do processo de produção

Blocos de Exploração no Brasil

Resumo Geológico da Bacia de Santos

A Bacia de Santos se formou originalmente da ruptura dos continentes Sul Atlânticos seguido de um episódio de fratura, que se iniciou durante o período Cretáceo Inferior. Como as fraturas continuaram no período Aptiano, a recém-formada Bacia de Santos foi preenchida por lagos de fratura rasos, ricos em matéria orgânica. Estes vales foram posteriormente inundados por um mar de águas rasas que se desenvolveu durante um período climático quente, com prevalência de forte evaporação, resultando na formação dos evaporados também conhecidos como sais. Durante o Período do Cretáceo Superior ao Terciário Inferior, pulsos de matéria tectônica afloraram o interior, formando as montanhas da Serra da Mantiqueira e da Serra do Mar, resultando em subsequente erosão fluvial, alimentando o leste da bacia com sedimentos. Durante este período de afloramentos, uma camada grossa de sedimentos foi levada para o leste, soterrando o sal recentemente depositado, mobilizando-o, em um processo conhecido como tectonismo de sais.

À medida em que a sedimentação continuou, os sais continuaram a ser mobilizados, resultando na formação de colchões de sal e diápiros que controlavam a sedimentação e depósito pela criação de bacias ou mini bacias. Importante ressaltar que estes colchões de sais e diápiros também formavam trapas estruturais e estratigráficas, que são o foco dos prospectos exploratórios e orientações que a Companhia persegue. O Campo Merluza, descoberto em 1979, ao norte da área explorada pela Companhia, produz a partir de turbiditos do Turoniano na província da mesma mini bacia diapírica e é um exemplo de uma exploração em flanco salino. Próximo à área explorada pela Companhia está o Campo Piracucá (5 quilômetros ao nordeste), que é uma estrutura relacionada a sais com reservatórios datados do Santoniano e do Campaniano. Ao sudoeste dos blocos operados pela Companhia, e a oeste dos blocos não-operados pela Companhia estão os Campos Tiro e Siron, dos quais o Campo Tiro é uma exploração de flanco salino, mas com reservatórios mais jovens do Terciário. Estes campos são análogos aos estilos de incursão e trapeamento que a Companhia atualmente busca em suas áreas.

Elementos do Sistema Petrolífero da Bacia de Santos

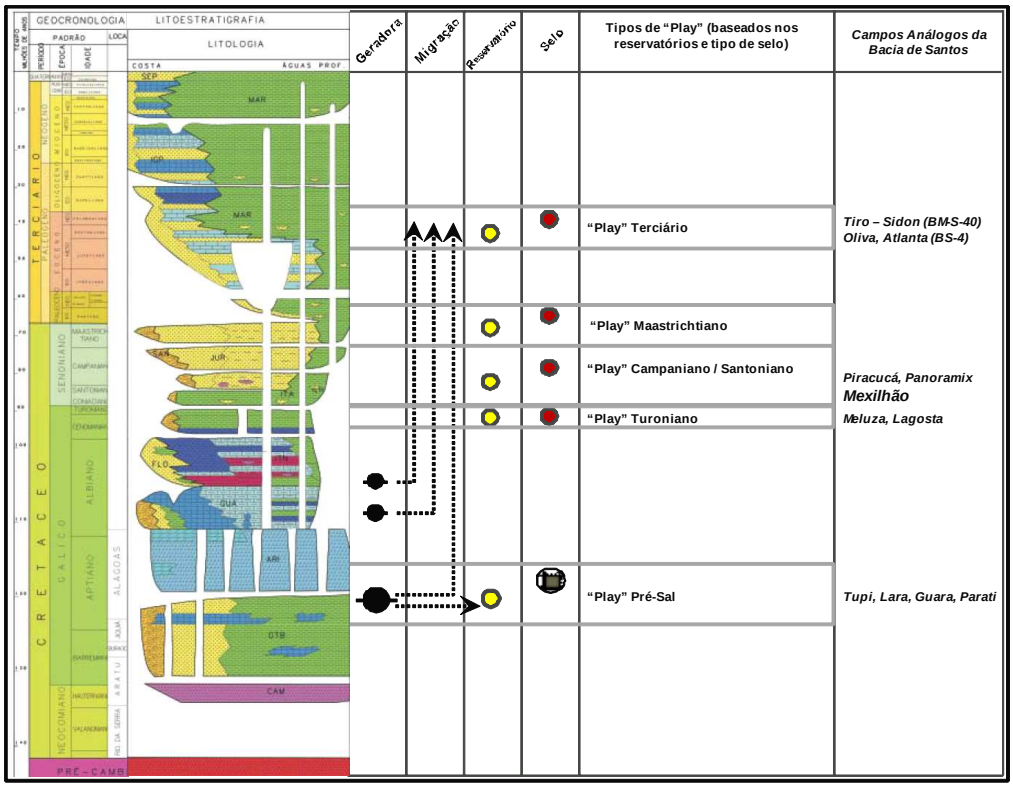
Existem atualmente quatro sistemas petrolíferos conhecidos na Bacia de Santos, que são definidos pela associação e pelo pareamento das rochas primordiais com rochas dos reservatórios. Três destes sistemas são relacionados com as mesmas rochas primordiais lacustres e hipersalinas da formação de Guaratiba, datadas do Barremiano-Aptiano: (1) reservatórios de carbonatos cársicos oriundos de estromatólitos de algas de Guaratiba, que juntamente com as rochas primordiais lacustres e hipersalinas da formação de Guaratiba são normalmente chamadas de *play* do pré-sal (o Tupi, um campo de vários bilhões de barris, é um exemplo deste tipo de *play* e se encontra a 300 quilômetros ao leste da área explorada pela Companhia); (2) *play* de clásticos e carbonatos do Albiano exemplificado pelo Campo Tubarão (a 44 quilômetros a oeste dos Blocos em *Joint Venture*); e (3) reservatórios clásticos do Cretáceo e Terciário exemplificados pelo Campo Mexilhão (250 quilômetros a nordeste da área explorada pela Companhia). O quarto sistema é responsável por alguns dos acúmulos de hidrocarbonetos na parte sul da bacia relacionados com as rochas marítimas primordiais do Albiano-Turoniano com calcários do Albiano formando reservatórios. Um exemplo deste *play* é o Campo Caravela (45 quilômetros a oeste dos Blocos em *Joint Venture*).

Os reservatórios de arenitos primários na bacia são encontrados no intervalo do Cretáceo Superior (datado do Turoniano ao Terciário), os quais foram inseridos regionalmente na bacia, e geralmente possuem boas características de reservatório a 4.000 metros de profundidade, depois dos quais os efeitos de compactação relacionados com a profundidade resultam na cimentação dos reservatórios. Este processo é conhecido como diagênese, e a degradação de qualidade de reservatório (em função dos resultados da cimentação, com produtividade muito baixa em termos de fluxo de hidrocarbonetos), pode comprometer a comercialização das reservas. A maioria dos prospectos exploratórios e orientações na área explorada pela Companhia estão acima deste limite de profundidade e, portanto definidos como possuindo características de reservatório de moderadas a boas. Um alvo secundário existe em carbonatos mais antigos do Albiano, onde a qualidade do reservatório é mais orientada pela variação de fácies do que pelo enterramento direto e diagênese. Os carbonatos formam uma extensa plataforma e desenvolveram flancos agregados de *grainstones* dentro de si, formados de modo localizado. Estes carbonatos diferenciados são conhecidos coletivamente como fácies, com *grainstones* que possuem as melhores características de reservatório na maioria em função de apresentar uma maior porosidade original. Descobertas foram realizadas em ambos os níveis com campos vizinhos produzindo principalmente a partir de carbonatos do Albiano, apesar de existirem poços a oeste que penetraram neste intervalo e apresentam pouco desenvolvimento destas fáceis mais adequadas para reservatórios. Portanto, a presença de um reservatório efetivo neste nível estratigráfico é menos provável na área explorada pela Companhia e no momento é tido como de alto risco e incerteza.

O gráfico abaixo é baseado na cronoestratigrafia adotada pela ANP, que foi adaptada pela Companhia para ilustrar os sistemas petrolíferos, seus elementos e tipos de *play* e análogos. A Companhia acredita que estes tipos de *play* e descobertas importantes de hidrocarbonetos estão presentes na área explorada pela Companhia, atualmente em avaliação e desenvolvimento no Campo Piracucá (5 quilômetros a nordeste da área explorada pela Companhia) e nos Campos Tiro-Sidon (16 quilômetros a noroeste dos Blocos em *Joint Venture*), o que aumenta o potencial desta área e ratifica a visão de que existam recursos substanciais não descobertos a serem explorados.

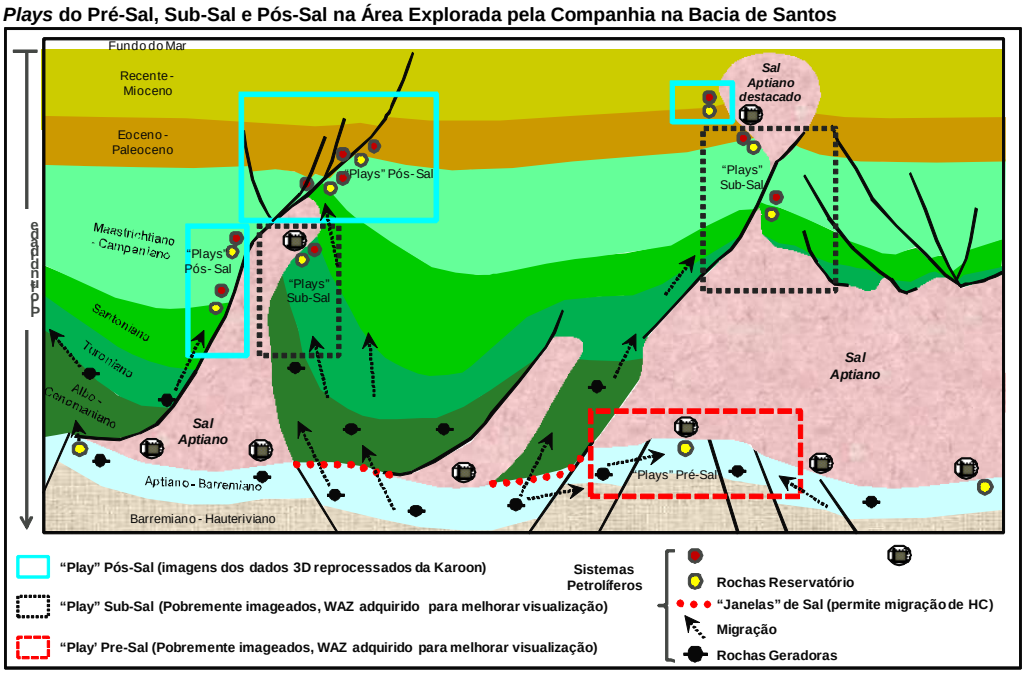
Elementos do Sistema Petrolífero da Bacia de Santos e Tipos de *Play* com Análogos

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Fonte: Grupo Karoon

***Plays* do Pré-Sal, Sub-Sal e Pós-Sal na Área Explorada pela Companhia na Bacia de Santos**

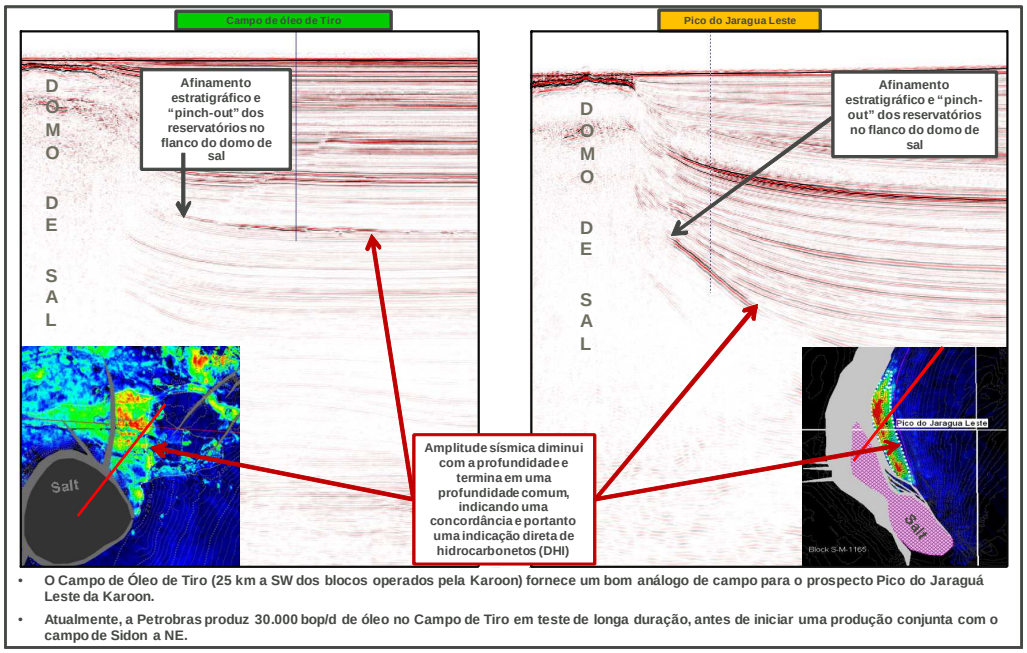


Fonte: Grupo Karoon

Os prospectos exploratórios e alvos na área explorada pela Companhia estão todos associados com sais, ou especificamente sua posição relativa aos sais, e são, portanto, conhecidas coletivamente como *plays* relacionadas a sais. Existem três tipos principais de *plays* que são relacionados com a posição do reservatório alvo e junções (ou pareamentos) de rochas selantes aos sais. O primeiro, e geralmente o *play* mais raso em termos de profundidade de soterramento, é conhecido como *play* "Pós-Sal", o qual reflete os reservatórios alvo e rochas selantes localizados

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

acima do corpo salino. O movimento mais profundo do sal, ou tectonia do sal, gera instabilidade criando aflorações e subsidências e subsequente falhas. A formação de falhas e atividade tectônica deslocam as junções das rochas selantes dos reservatórios resultando na formação de trapas e/ou a formação combinada de trapas estruturais-estratigráficas. Estes *plays* podem receber cargas de hidrocarbonetos desde as rochas primordiais inferiores e profundamente soterradas datadas do Turoniano-Albiano, onde tornam-se maduras para geração, ou das rochas primordiais lacustres pré-sal regionais, através de janelas ou soldas salinas que permitem a migração vertical de hidrocarbonetos a regiões mais rasas. Exemplos deste tipo de *play* na Bacia de Santos são o Campo Merluza (a 100 quilômetros ao nordeste da área explorada pela Companhia), o Campo Piracucá (a 5 quilômetros a nordeste da área explorada pela Companhia) e o Campo Tiro (a 16 quilômetros ao noroeste dos Blocos em *Joint Venture*). O Pico do Jaraguá é um exemplo deste tipo de *play* na área operada pela Companhia, conforme demonstra o gráfico abaixo.



Fonte: Grupo Karoon

O segundo tipo de *play*, conhecido como "*Play* Sub-Sal", é mais complexo (em função de problemas com as imagens sísmicas) que os *plays* "Pós-Sal", em parte dada à natureza irregular do corpo salino e a variação extrema de imersão do extrato geológico. Este *play* contém ambos os reservatórios e rochas selantes ou pares múltiplos que se encontram ou abaixo de um corpo raso de sal, ou abaixo do flanco de um corpo salino. Em termos geológicos, o sal é tido como o último selante e identificado como selante regional quando presente. O sal pode fornecer o mecanismo de trapeamento lateral, ou o mecanismo de selo superior, se a junção reservatório-selante for abaixo de um corpo salino mais raso. Estes *plays* também recebem a carga de hidrocarbonetos através da migração dos mesmos sistemas de hidrocarbonetos descritos acima, no *play* "Pós-Sal". Apesar destes *plays* serem difíceis de mapear com dados sísmicos por conta da imersão extrema e complexidades da margem salina, eles são usualmente encontrados em bacias salinas bem-sucedidas no Golfo do México, Estados Unidos e no Mar do Norte Central no Reino Unido. O Morro da Igreja é um exemplo deste tipo de *play* na área operada pela Companhia. Até o momento não existem descobertas sub-sal bem-sucedidas na Bacia de Santos, mas a exploração ainda se encontra em estágio inicial, quando comparada com a Bacia de Campos ao norte. Ademais, as novas técnicas sísmicas 3D ainda não foram aplicadas e a Companhia acredita que a nova pesquisa de azimute amplo em 3D seja a primeira a ser realizada na Bacia de Santos.

Por fim, o *play* Pré-Sal reflete os prospectos exploratórios com alvos que se encontram diretamente abaixo do depósito de sais original, também conhecido como "sal mãe". Este *play* baseia-se na presença do sal como o selante regional em conjunto com o desenvolvimento de um reservatório subjacente e efetivo (os supramencionados reservatórios de carbonatos cársicos oriundos de estromatólitos de algas de Guaratiba). Estes reservatórios estão diretamente acima das rochas primordiais lacustres e hipersalinas da formação de Guaratiba datadas do Barremiano-Aptiano e a migração pode ocorrer de forma fácil e eficiente diretamente a quaisquer trapas formadas abaixo dos sais. Este *play* tem sido extremamente bem-sucedido na bacia nos últimos cinco anos desde a descoberta do Campo Tupi, e levado a uma série de outras descobertas de vários bilhões de barris de petróleo, incluindo os Campos Carioca, Guará, Iara e Júpiter. Este *play* também foi ampliado com sucesso até a Bacia de Campos (nos campos de Jubarte, Itaipu e Wahoo) e acredita-se que seja ainda mais extenso. As avaliações da Companhia indicam que o *play* do "Pré-Sal" está presente em sua área e em um prospecto no Bloco S-1102, simplesmente conhecido como "Prospecto Pré-Sal", foi identificado na atual análise de migração 3D pré-empilhamento em profundidade, que foi reprocessada. Mapeamentos utilizando esses dados ainda são de baixa qualidade, mas a Companhia acredita que as técnicas modernas de azimute amplo em 3D irão resolver estes problemas e identificar com maior precisão este tipo de *play* prospectivo exploratório.
De modo geral, a presença de sais rasos degrada ou "mascara" a qualidade do mapeamento sísmico subjacente, e, portanto, estruturas e a estratigrafia são pouco definidas e menos compreendidas. Além disso, onde há a existência de grandes corpos salinos, este problema de mapeamento é ainda maior e mais degradado. Entretanto, técnicas

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

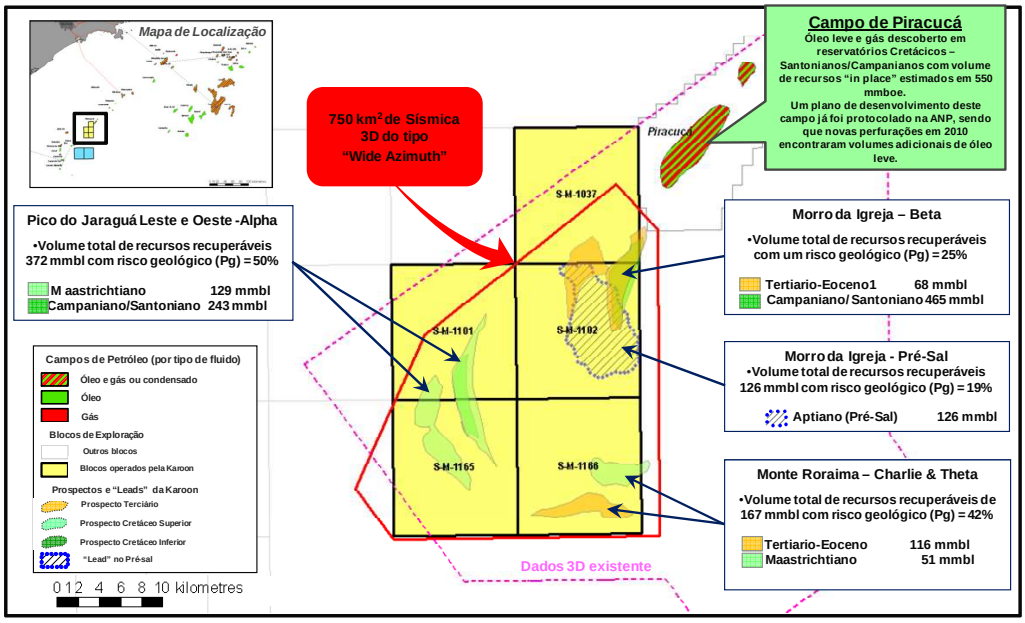
modernas de aquisição e processamento sísmico em 3D, aplicadas em bacias de sais mais maduras, tem mostrado grandes avanços e soluções para estes problemas, resultando em mapeamento mais preciso de prospectos exploratórios, que por sua vez, levam a descobertas importantes. A Companhia vem aplicando estas técnicas após sua recente aquisição de novos dados sísmicos de azimute amplo 3D sobre seus prospectos exploratórios e incursões, de forma a melhorar o mapeamento abaixo dos sais. Essas aquisições não só devem melhorar a definição da carteira atual, mas também levar à identificação de prospectos exploratórios adicionais. O processamento desses dados está em andamento, e devem ser disponibilizados para interpretação no início de 2011. A Companhia espera um impacto positivo em ambos os *plays* sub-sal e pré-sal, onde uma melhor definição resultará em uma redução direta nos riscos e uma maior certeza da amplitude dos recursos potenciais.

Blocos de Exploração de Propriedade Integral da Companhia na Bacia de Santos

O mapa abaixo identifica a localização geográfica dos cinco prospectos exploratórios principais identificados nos blocos de exploração de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos e a localização dos novos 750 km^2 de 3D Wide Azimuth que a Companhia adquiriu.

Resumo dos Prospectos Exploratórios na Bacia de Santos

Área de Operação e Propriedade Integral da Companhia com seus Principais Prospectos Exploratórios



Fonte: Grupo Karoon

Segue abaixo um resumo dos principais prospectos exploratórios nos blocos de exploração de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos:

Prospecto Exploratório de Petróleo Morro da Igreja Leste (Beta) - Blocos S-1102 e 1037

Os alvos neste prospecto exploratório de petróleo são arenitos de diversas eras empilhados verticalmente, do mais profundo Santoniano Superior ao Campaniano Inferior (Formação de Itajaí) e o mais raso Oligoceno (Formação de Marambaia). O prospecto exploratório é uma trapa delimitada por uma falha com selamento de imersão em três vias ao leste, nordeste e sudeste. Os argilitos intra-formacionais espessos fornecem o selamento do topo e da base, e o selamento da falha trans-lateral. As rochas primordiais são a Formação de Guaratiba datada do Barremiano, xistos lacustres no intervalo pré-sal, e os xistos marinhos do Albiano pertencentes a Formação do Guarujá no intervalo pós-sal. A trajetória migracional das rochas primordiais do pré-sal é interpretada como sendo através de fissuras nos sais ou "janelas" no intervalo pós-sal, onde, em associação com rochas primordiais do Albiano, a migração é concentrada verticalmente (em função de bacias de imersão favoráveis) no prospecto exploratório. DHIs são observadas de acordo com o alinhamento estrutural em todos os alvos potenciais.

Conforme o *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média dos recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 158 mmbbl.

Prospecto Exploratório de Petróleo Monte Roraima Sul (Charlie Theta) - Bloco S-1166

Alvos neste prospecto exploratório petrolífero são arenitos do Oligoceno (Formação de Marambaia). A trapa do prospecto exploratório é definida como um selante de imersão estrutural combinado em três vias, com o selamento da falha a oeste e em três vias ao sul, sudoeste e sudeste. Os reservatórios estão selados por xistos intra-formacionais que fornecem selamento trans-lateral no topo, base e laterais, e por um selante sobrenadante contra os sais da

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Formação do Ariri do Aptiano Inferior, que resultaram da formação de sais diapíricos. As rochas primordiais são a Formação de Guaratiba datada do Barremiano, xistos lacustres no intervalo pré-sal, e os xistos marinhos do Albiano pertencentes à Formação do Guarujá no intervalo pós-sal. A trajetória migracional das rochas primordiais do pré-sal é interpretada como sendo através de fissuras nos sais ou “janelas” no intervalo pós-sal, onde, em associação com rochas primordiais do Albiano, a migração é concentrada verticalmente (em função de bacias de imersão favoráveis) no prospecto exploratório. DHIs são observadas em acordo com a estrutura no nível do alvo, o que é consistente com os fluidos deste reservatório a estas profundidades.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estima a média dos recursos potenciais riscados deste prospecto em 52 mmbbl.

Prospecto Exploratório de Petróleo Pré-Sal – Bloco S-1102

Os alvos neste prospecto exploratório petrolífero são Carbonatos Estromatólitos do Barremiano. O prospecto exploratório é uma trapa estrutural. As rochas primordiais são xistos lacustres da Formação de Guaratiba datados do Barremiano. Estes reservatórios são selados por sais da Formação do Ariri datados do Aptiano. A trajetória migracional é interpretada como sendo da lateral para a base principal do planalto subjacente aos blocos de exploração de propriedade integral da Companhia na Bacia de Santos. Pressões excessivas relevantes são esperadas e apresenta um risco a perfuração assim como limitações a altura da coluna de hidrocarbonetos.

Como descrito no Relatório de Recursos Potenciais, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média dos recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 24 mmbbl.

Prospecto Exploratório de Petróleo Pico do Jaraguá Leste (Alpha) - Blocos S-1101 e 1165

Os alvos neste prospecto exploratório de petróleo são arenitos de diversas eras empilhados verticalmente, do mais profundo Santoniano Superior ao Campaniano Inferior (Formação de Itajaí) e o mais raso Maastrichtiano (Formação de Santos). O prospecto exploratório é uma trapa conjunta a uma falha estrutural com selamento de imersão em três vias ao leste, nordeste e sudeste. Os argilitos intra-formacionais espessos fornecem o selamento do topo da base, e o selamento da falha trans-lateral. As rochas primordiais são a Formação de Guaratiba datada do Barremiano, xistos lacustres no intervalo pré-sal, e os xistos marinhos do Albiano pertencentes à Formação do Guarujá no intervalo pós-sal. A trajetória migracional das rochas primordiais do pré-sal é interpretada como sendo através de fissuras nos sais ou "janelas" no intervalo pós-sal, onde, em associação com rochas primordiais do Albiano, a migração é concentrada verticalmente (em função de bacias de imersão favoráveis) no prospecto exploratório. DHIs são observadas de acordo com o alinhamento estrutural em todos os alvos potenciais.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estima a média dos recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 187 mmbbl.

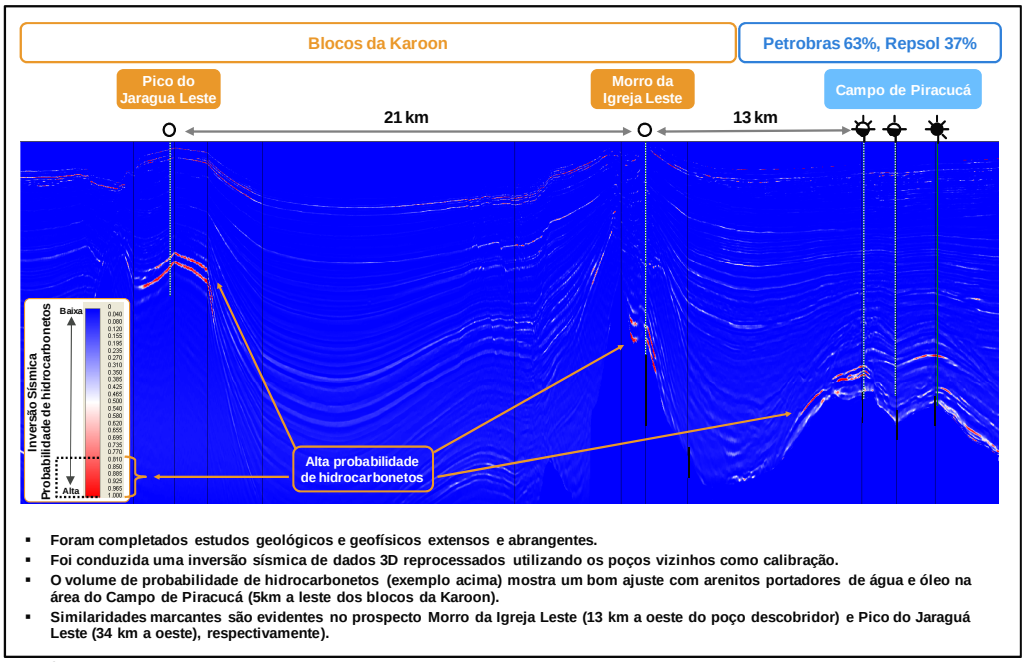
Prospecto Exploratório de Petróleo Monte Roraima – Bloco S-1166

Os alvos neste prospecto exploratório petrolífero são arenitos do Maastrichtiano. O prospecto exploratório é uma trapa combinada estrutural/estratigráfica. As rochas primordiais são xistos lacustres da Formação de Guaratiba datados do Barremiano. Estes reservatórios são selados por xistos da Formação da Juréia datados do Maastrichtiano. A trajetória migracional é interpretada como sendo através de fissuras nos sais ou "janelas" e são primariamente verticais ao longo da face diapirica dos sais. DHIs são observadas em conformidade com a estrutura.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estima a média dos recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 21 mmbbl.

O gráfico abaixo representa a inversão sísmica a partir de dados 3D reprocessados e mostram boa correlação com a descoberta do Campo de Piracucá.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



- **Foram completados estudos geológicos e geofísicos extensos e abrangentes.**
- **Foi conduzida uma inversão sísmica de dados 3D reprocessados utilizando os poços vizinhos como calibração.**
- **O volume de probabilidade de hidrocarbonetos (exemplo acima) mostra um bom ajuste com arenitos portadores de água e óleo na área do Campo de Piracucá (5km a leste dos blocos da Karoon).**
- **Similaridades marcantes são evidentes no prospecto Morro da Igreja Leste (13 km a oeste do poço descobridor) e Pico do Jaraguá Leste (34 km a oeste), respectivamente).**

Fonte: Grupo Karoon

Blocos de Exploração da Companhia em Joint Venture na Bacia de Santos

Em agosto de 2010, a Companhia celebrou um contrato para, sujeito à aprovação regulatória da ANP, adquirir uma participação de 20% nos prospectos exploratórios de Açores, Marujá e Quasi, localizados nos blocos S-1352 e S-1354, na Bacia de Santos, no Brasil, operados pela Petrobras.

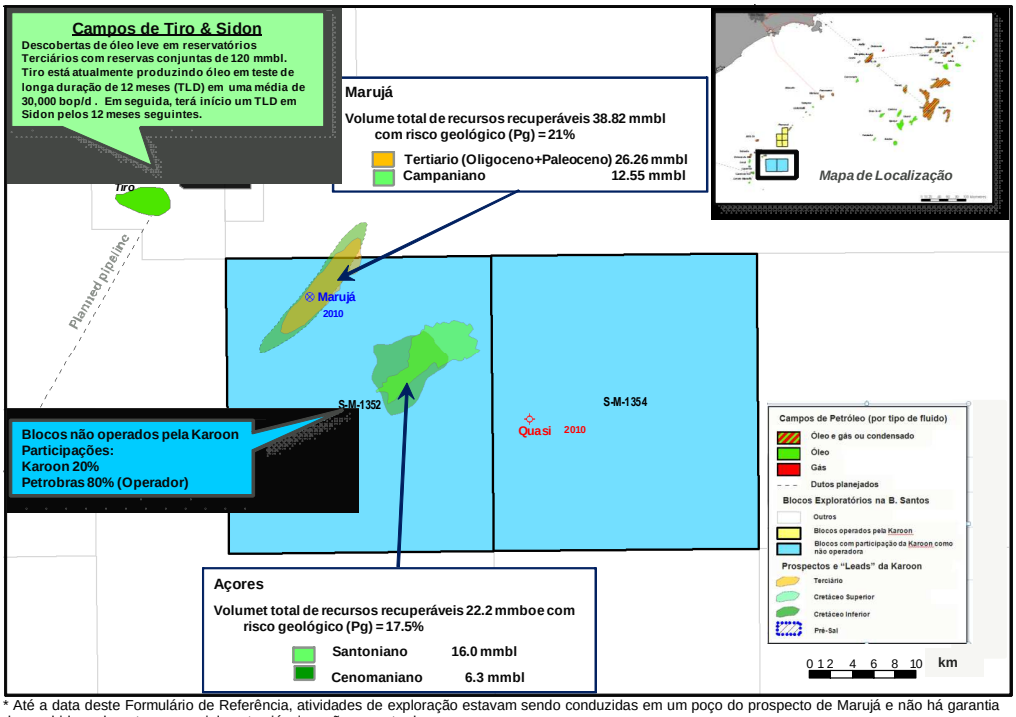
De acordo com o contrato de *farm-in* e sujeito à obtenção de aprovações regulatórias no Brasil, a Companhia receberá uma participação de 20% em ambos os blocos ao financiar 35% do primeiro poço (localizado no prospecto exploratório de Marujá) em um programa de perfuração de dois poços. De acordo com o contrato, a Companhia pagará sua porcentagem correspondente à sua participação nos custos de trabalho continuado e reembolsará a Petrobras pelos custos irrecuperáveis.

Em setembro de 2010, um poço de exploração foi perfurado e a conclusão da perfilagem com testes a cabo do prospecto exploratório de Quasi, localizado no Bloco SM 1354 da Bacia de Santos e operado pela Petrobras, indicou a inexistência de hidrocarbonetos comercialmente viáveis no poço. Assim sendo, o prospecto exploratório de Quasi não é mais considerado como um prospecto exploratório ativo de nosso portfólio. Além disso, até a data deste Formulário de Referência, atividades de exploração estavam sendo conduzidas em um poço do prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no poço.

O mapa abaixo identifica a localização geográfica dos prospectos exploratórios principais, Açores e Marujá, identificados nos blocos de exploração da Companhia em *joint venture* na Bacia de Santos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Área Não Operada da Companhia com os Prospectos Exploratórios Principais*



* Até a data deste Formulário de Referência, atividades de exploração estavam sendo conduzidas em um poço do prospecto de Marujá e não há garantia de que hidrocarbonetos comercialmente viáveis serão encontrados no poço.

Prospecto Exploratório Petrolífero de Açores – Bloco S-1352

Os alvos neste prospecto exploratório petrolífero são carbonatos da Formação do Guarujá datados do Cretáceo Inferior – Albiano, e arenitos múltiplos do Cretáceo Superior - Santoniano (Formação de Itajaí), empilhados verticalmente. As sequências de empilhamento em uma ampla bacia salina de retirada local formando um selamento independente em quatro vias de grande extensão ao nível mais profundo do Albiano ao Cenomaniano do alvo. Os múltiplos ciclos de arenitos empilhados que constituem os alvos no Santoniano baseiam-se em *pinchouts* estratigráficos em direção do oeste-noroeste e necessitam de selamento de imersão em três vias ao nordeste, ao leste e ao sudeste. Os argilitos intra-formacionais espessos são necessários para oferecer os selamentos de topo e base para criar a formação em cunha e o selamento. Os sais não são utilizados como mecanismo de trapeamento. As rochas primordiais são a Formação de Guaratiba datada do Barremiano, xistos lacustres no intervalo pré-sal, e os xistos marinhos do Albiano pertencentes à Formação do Guarujá diretamente sustentam os prospectos exploratórios. A trajetória migracional das rochas primordiais do pré-sal são interpretadas como sendo através de estruturas salinas altamente fissuradas permitindo a migração até o intervalo pós-sal e por isso, atacar os prospectos exploratórios é considerado de baixo risco. Os prospectos exploratórios são todos relativamente soterrados em profundidade e,portanto, existe a possibilidade de um risco de degradação da qualidade dos reservatórios considerado de moderado a alto. Por isso os alvos estão previstos como estando abaixo da profundidade onde as amplitudes costumam isentar de risco os *plays*, e neste caso DHIs não são observadas nestes níveis.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média dos recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 4 mmbbl.

Prospecto Exploratório Petrolífero de Marujá – Bloco S-1352

Os alvos neste prospecto exploratório petrolífero são arenitos do Cretáceo Superior ao Terciário que estão empilhados verticalmente a partir do Campaniano Inferior e Superior (Formação da Juréia) mais profundo, do Paleoceno (Formação de Ponta Aguda) mais raso e do Oligoceno (Formação de Marambaia) o mais raso de todos, os quais constituem os reservatórios em produção dos campos próximos de Tiro e Sidon. Os prospectos exploratórios empilhados encontram-se todos em um anticlinal tendendo a nordeste-sudoeste em falha, que possui uma falha principal em comum que está conectada e associada a um diápiro salino estacionário mais profundo , o qual criou a estrutura anterior. Em cada nível existem quatro pequenos selamentos independentes, os quais, usando o selamento da falha podem possuir selamentos muito maiores em três vias com e por imersão ao leste, nordeste e sudeste. Os argilitos intra-formacionais espessos fornecem o selamento do topo e da base, e o selamento da falha trans-lateral. Os sais são não utilizados na configuração do trapeamento. As rochas primordiais são a Formação de Guaratiba datada do Barremiano, xistos lacustres no intervalo pré-sal, e os xistos marinhos do Albiano pertencentes à Formação do Guarujá no intervalo pós-sal. A trajetória de migração das rochas primordiais do pré-sal são interpretadas como sendo através de sais altamente fissurados conhecidos como fissuras salinas ou janelas. A migração vertical rumo ao intervalo pós-sal é possível e onde, em conjunto com as rochas primordiais do Albiano, a migração é focada verticalmente (em função de leitos de imersão favoráveis) no prospecto exploratório. DHIs são observadas em alguns

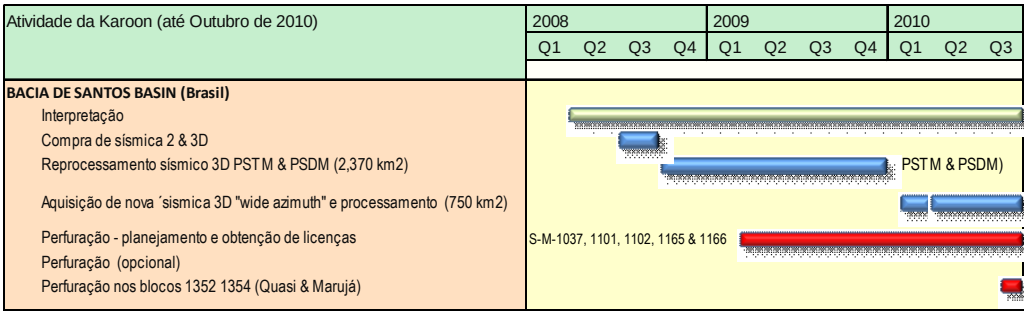
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

níveis em direta concordância com a profundidade. Este prospecto exploratório está agendado para perfuração pela *joint venture* no terceiro ou quarto trimestre de 2010.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estima a média dos recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 8 mmbbl.

Histórico e Cronograma de Exploração da Bacia de Santos

A Companhia desenvolveu um programa de exploração abrangente na Bacia de Santos, conforme detalhado abaixo. que também apresenta as datas estimadas das campanhas de perfuração no Brasil.



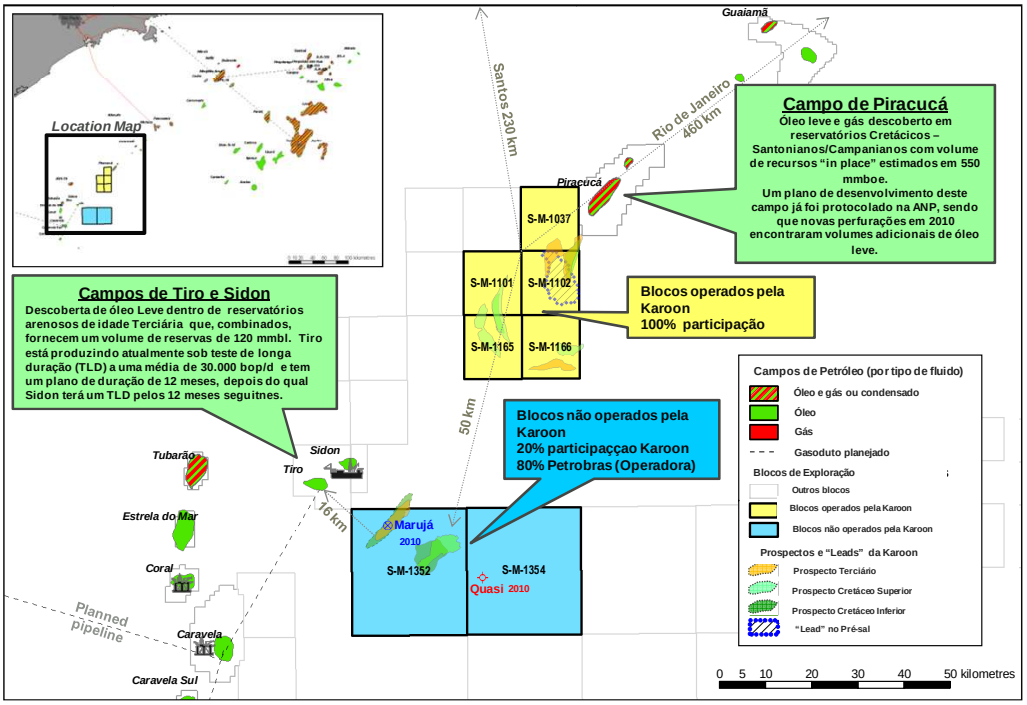
Desde 2008, a Companhia realizou extensos trabalhos geológicos e geofísicos em seus blocos de exploração de propriedade integral na Bacia de Santos. Esses trabalhos incluem o reprocessamento de dados sísmicos em 3D através das tecnologias PSTM e PSDM, que permitem mapeamentos melhores (para ajudar a delimitação de prospecções exploratórias) abaixo e ao longo de corpos salinos. A Companhia também adquiriu um novo conjunto de dados sísmicos de azimute amplo em 3D no primeiro trimestre de 2010 para melhorar ainda mais o mapeamento desses *plays* salinos em flanco. A Companhia acredita ser a primeira empresa a adquirir dados sísmicos de azimute amplo em 3D no Brasil.

Este programa de aquisição sísmica, que consiste em mais de 750 km^2, deve abranger todos os prospectos exploratórios da Companhia identificados e quaisquer novos prospectos que surgirem dos dados previamente interpretados. O programa de aquisição sísmica da Companhia deve satisfazer seus compromissos de programa de trabalho para a primeira fase de três anos das concessões para seus blocos de exploração de propriedade integral na Bacia de Santos e será a base de sua futura campanha de perfuração, concluindo os preparativos e selecionando alvos para a futura campanha de perfuração que terá início estimado para o fim de 2011 ou início de 2012.

A capacidade da Companhia de concluir seu programa de exploração de acordo com o cronograma acima está sujeita a uma série de fatores, incluindo aqueles que estão fora de seu controle. Para uma discussão mais completa dos riscos inerentes às suas operações, veja a seção 4.1. “Fatores de Risco” deste Formulário de Referência.

O gráfico a seguir ilustra a infraestrutura planejada e a atividade industrial atual próxima dos blocos de exploração de propriedade integral da Companhia e da *joint venture* na Bacia de Santos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Os blocos de propriedade integral da Companhia estão posicionados favoravelmente dentro da parte meridional da Bacia de Santos, lugar de descobertas significativas que estão atualmente sendo avaliadas e desenvolvidas. A produção mais próxima vem dos Campos Tiro e Sidon, que juntos possuem reservas de 120 mmboe e estão sendo desenvolvidos atualmente pela Petrobras. Já foram planejados testes de poços estendidos ("EWT") para estes campos, com o Campo Tiro atualmente produzindo de forma contínua uma média de 30.000 bop/d. O plano de desenvolvimento é produzir por aproximadamente 12 meses sob o EWT em uma unidade flutuante de armazenamento e transferência ("FPSO"), com navios tanques para escoamento até o porto para a comercialização do petróleo leve/de boa qualidade (gravidade = 34-36 graus API). O FPSO irá então se deslocar para o Campo Sidon para um EWT adicional de 12 meses, a fim de monitorar o desempenho do reservatório, enquanto campos próximos descobertos no leste são avaliados para seus potenciais alinhamentos. A Petrobras indicou planos para desenvolver o petróleo descoberto nesta região com um oleoduto projetado para escoamento. A produção precoce irá ajudar a avaliar o dimensionamento das instalações necessárias.

A cinco quilômetros a noroeste da área de operação da Companhia está o Campo Piracucá operado pela Petrobras em parceria com a Repsol. O campo foi descoberto no início de 2009, com o poço de exploração tendo encontrado petróleo leve e gás em reservatórios do Santoniano. Esta descoberta foi rapidamente seguida em 2009 por dois poços de avaliação onde o petróleo leve do Campaniano e no Santoniano, respectivamente, foram encontrados. A Petrobras e a Repsol apresentaram um pedido para desenvolvimento à ANP, com mais perfurações para 2010. A Petrobras e Repsol até agora anunciaram petróleo em volumes estimados em 550 mmboe e a Petrobras está investigando o potencial para uma rota de descarregamento potencialmente alinhada ao Campo Guaiamá, que está localizado a 50 quilômetros para o noroeste do Campo Piracucá.

Existem várias opções disponíveis para rotas de oleodutos para o litoral e as distâncias dos blocos operados pela Companhia até os portos de Santos (230 quilômetros) e Niterói-Rio de Janeiro (460 quilômetros) indicam que qualquer recurso descoberto pode ter várias opções para escoamento futuro. A Companhia acredita que essa característica ajudará em quaisquer descobertas subsequentes e provavelmente levará a outros desdobramentos valiosos no futuro. Além do mais, a Petrobras divulgou seus planos para uma central meridional de desenvolvimento e fez referência a estas duas opções como Pólo Meridional.

Blocos de Exploração no Peru

Além dos blocos da Companhia na Bacia de Santos, no Brasil, a Companhia também assumirá as operações do Grupo Karoon dentro das Bacias de Tumbes e Marañón no Peru após a conclusão da sua reestruturação societária e o exercício da opção de compra de ações das Sociedades Australianas detentoras de ativos no Peru. Veja "– Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)" na seção 6.5 deste Formulário de Referência e "Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Companhia – *A Companhia poderá enfrentar atrasos ou não ser capaz de finalizar sua reestruturação societária.*" na seção 4.1 deste Formulário de Referência.

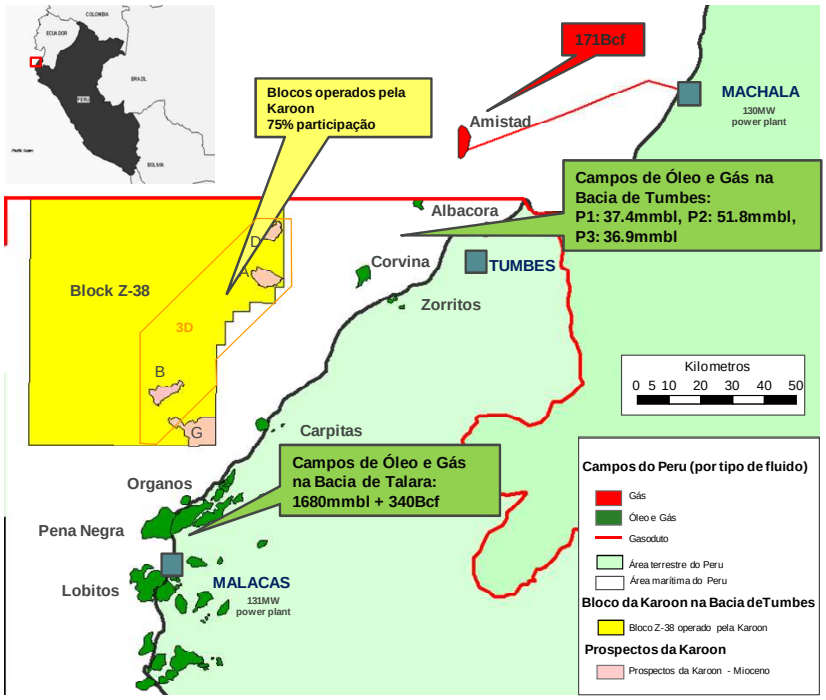
Resumo Geológico da Bacia de Tumbes

A Bacia de Tumbes é a mais setentrional de uma série de bacias de afundamento que estão localizadas ao longo da costa oeste do Peru. A área do Grupo Karoon nesta bacia encontra-se a oeste de uma série de descobertas litorâneas de petróleo e gás feitas durante os anos 70 que estão atualmente em produção ou avaliação. O principal reservatório

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

de hidrocarbonetos nestas descobertas é uma Formação de Zorritos do Médio Mioceno. A fronteira meridional do Bloco Z-38 também está localizada a 20 quilômetros ao norte da maior área de produção de petróleo de Pena Negra na Bacia Talara adjacente. A USGS estima que a Bacia de Talara produziu 1,68 bbo e 340 bcfg até o momento e, embora depositados em sedimentos do Eoceno Inferior, o petróleo da Bacia de Talara foi atribuído à mesma fonte Terciária do petróleo da Bacia de Tumbes com a Formação do Reservatório do Oligoceno ao Mioceno Inferior, sendo este reservatório a fonte mais provável para ambas as bacias. Isto sugeriria que a subexplorada Bacia de Tumbes oferece um significativo incremento aos volumes relativamente pequenos de petróleo descobertos na bacia até o momento.

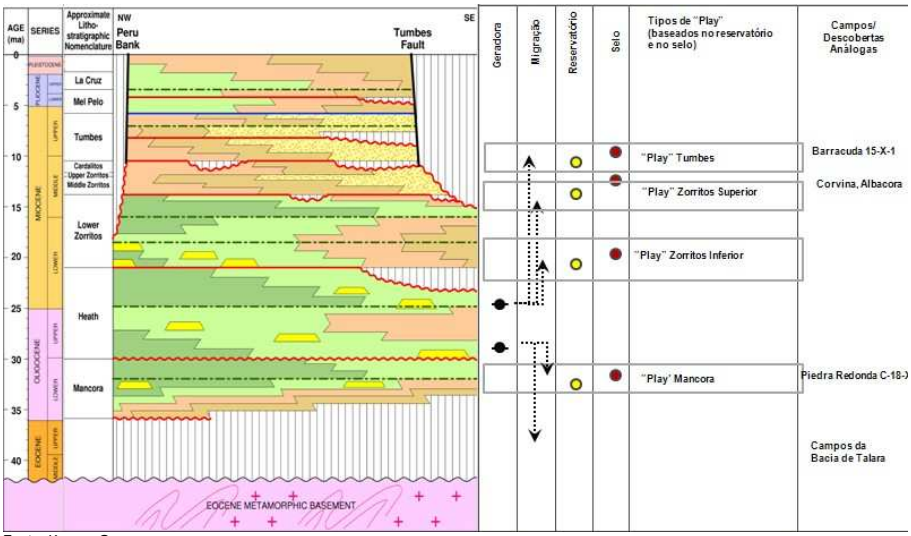
O diagrama abaixo mostra o Bloco Z-38 em conjunto com campos próximos de petróleo e gás.



Fonte: Grupo Karoon

Elementos do Sistema Petrolífero da Bacia de Tumbes

A figura abaixo resume os elementos do sistema petrolífero em funcionamento na Bacia de Tumbes:



Fonte: Karoon Group

Fonte

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As rochas primordiais mais prováveis da Bacia de Tumbes são xistos pró-delta advindos da Formação de Reservatórios do Oligoceno ao Mioceno Inferior. O Grupo Karoon modelou a extensão desta rocha primordial e a descobriu como potencialmente madura e expelindo tanto petróleo quanto gás a partir da área demarcada dos prospectos exploratórios mapeados no bloco Z-38.

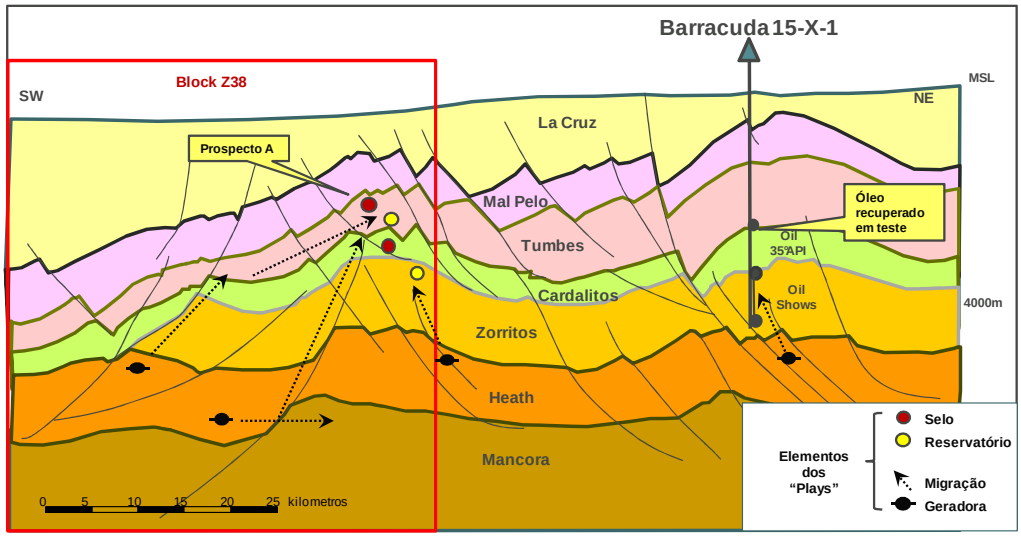
Reservatório

O princípio dos reservatórios de petróleo e gás na Bacia de Tumbes é desde Formações delta - fluviais do Mioceno Superior em areias de calha fluvial até Formações de Zorritos Costeiros do Mioceno Inferior e Médio em arenitos litorâneos e depósitos em declives instáveis. Nos Campos Albacora e Corvina, o reservatório é a Formação de Zorritos do Mioceno Médio.
Selantes

Xistos marinhos sobrepostos e intermitentes são os principais selantes do reservatório, ambos em depósitos rasos e profundos. Os xistos da Formação de Cardalitos fornecem o principal selante para os Campos Albacora e Corvina. Xistos laterais são deslocamentos de falha (fundamentalmente normais), depósitos laterais ou impermeabilização por erosão dos arenitos marinhos. Fontes sedimentares são principalmente do leste, nordeste e sudeste. Os padrões deposicionais associados com estes depósitos fluviais, costeiros, marinhos e de turbiditos, e outros depósitos influenciam fortemente o tipo e a localização dos selantes. O risco do selante pode ser tratado tanto pelas metodologias de previsão de falhas nos selantes e potencialmente com tecnologia DHI usando os recém-adquiridos dados sísmicos em 3D.

Trapas

O Grupo Karoon identificou uma ampla variedade de mecanismos potenciais de trapagem no Bloco Z-38, incluindo anticlinais relacionados a falhas, blocos de falha em declive, anticlinais de inversão em larga escala e anticlinais de pressão. Além desta variedade de trapas estruturais o bloco ainda possui o potencial para trapas estruturais/estratigráficas ao longo da margem aflorada oeste da bacia. O estilo estrutural padrão está ilustrado na figura abaixo.

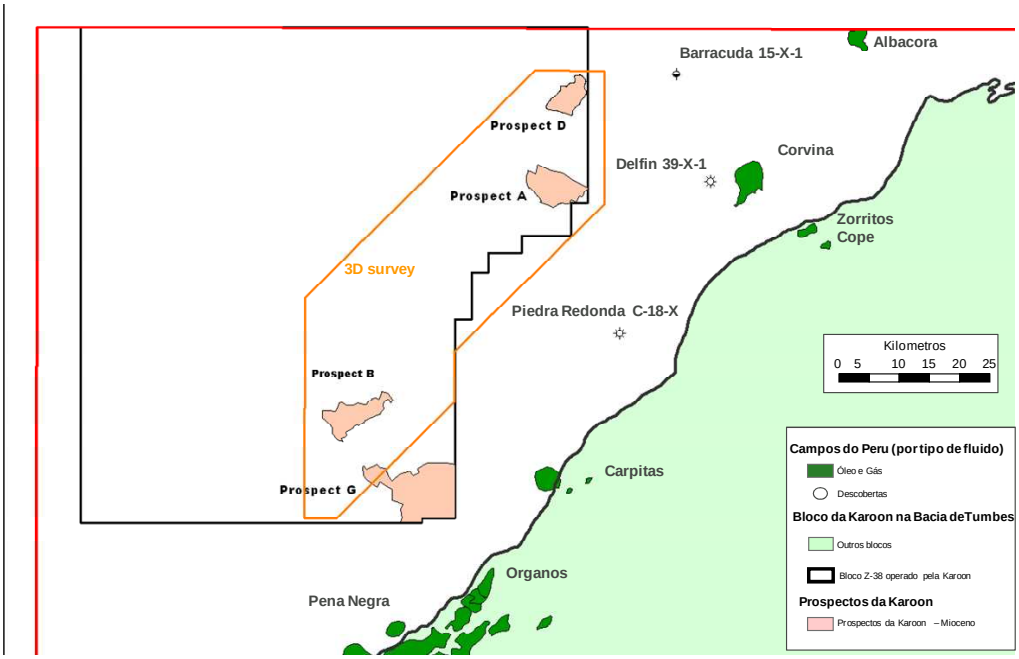


Fonte: Grupo Karoon

Prospectos Exploratórios da Bacia de Tumbes

O mapa abaixo mostra a localização geográfica dos quatro principais prospectos exploratórios identificados no Bloco Z-38 do Grupo Karoon, na Bacia de Tumbes.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Fonte: Grupo Karoon

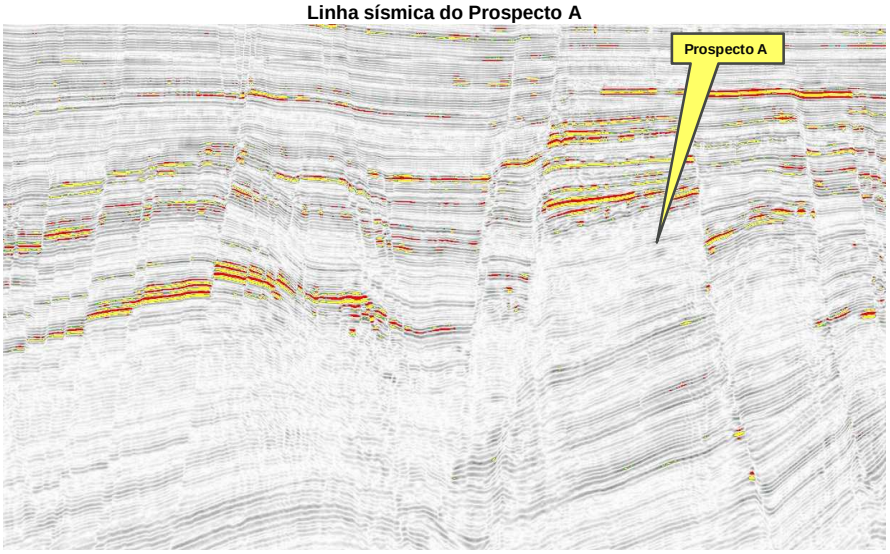
Segue um resumo dos principais prospectos exploratórios do Grupo Karoon no Bloco Z-38:

Prospecto Exploratório de Petróleo A
O Prospecto Exploratório A é uma trapa de falha do Mioceno Superior-Plioceno. Os alvos em potencial são arenitos da Formação do Mioceno Superior de Tumbes selados vertical e lateralmente pela Formação do Plioceno de Mal Pelo ou pelos lamitos intra-formacionais da Formação do Mioceno Superior de Tumbes. Alvos secundários estão localizados na Formação sobreposta do Plioceno de Mal Pelo. Rochas primordiais da Formação de Reservatórios do Oligoceno ao Mioceno Inferior estão presentes na janela de expulsão. A migração vertical é afetada através de falhas. Anomalias de amplitude são reconhecidas nos horizontes rasos da Formação de Mal Pelo.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média de recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 44 mmbbl.

Abaixo encontra-se a linha sísmica 3D através do Prospecto A.

Linha sísmica do Prospecto A



Fonte: Grupo Karoon

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Prospecto Exploratório de Petróleo B

O Prospecto Exploratório B é uma estrutura de pressão ou anticlinório. Os alvos em potencial são arenitos da Formação de Tumbes do Mioceno Superior selados vertical e lateralmente pela Formação de Mal Pelo do Plioceno ou pelos lamitos intra-formacionais da Formação de Tumbes do Mioceno Superior . Alvos secundários estão localizados na Formação sobreposta de Mal Pelo do Plioceno. A estrutura está situada de forma adjacente à suposta fonte de hidrocarboneto onde a modelagem sugere rochas primordiais do Oligoceno a Formação do Reservatório do Mioceno Inferior que estão atualmente expelindo petróleo e gás. A migração vertical é afetada através de falhas.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média de recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 11 mmbl.

Prospecto Exploratório de Petróleo D

O Prospecto Exploratório D é uma falha anticlinal. Os alvos em potencial são arenitos de Formação de Zorritos do Médio Mioceno verticalmente selados por xistos de Formação de Cardolitos do Médio Mioceno. Os alvos secundários estão localizados nas Formações sobrepostas de Tumbes do Mioceno Superior e do Plioceno. Rochas primordiais da Formação de Reservatórios do Oligoceno ao Mioceno Inferior estão presentes na janela de expulsão. A migração vertical é afetada através de falhas.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média de recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 12mmbl.

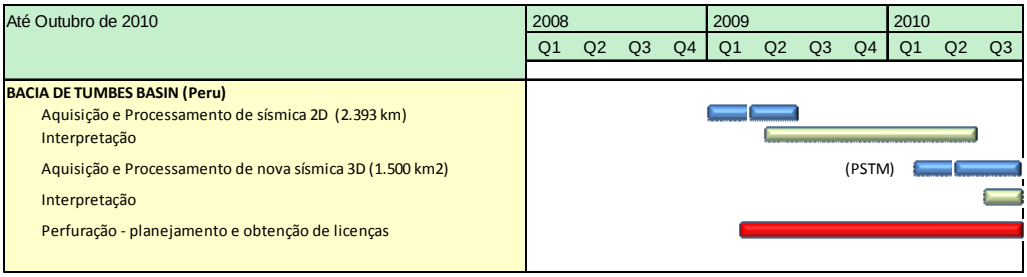
Prospecto Exploratório de Petróleo G

O Prospecto Exploratório G é uma falha anticlinal. Os alvos em potencial são arenitos de Formação de Zorritos do Médio Mioceno verticalmente selados por xistos de Formação de Cardolitos do Médio Mioceno. Os alvos secundários estão localizados nas Formações sobrepostas de Tumbes do Mioceno Superior e do Plioceno. Rochas primordiais da Formação de Reservatórios do Oligoceno ao Mioceno Inferior estão presentes na janela de expulsão. A migração vertical é afetada através de falhas.

Como descrito no *Relatório de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média de recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 44 mmbl.

Histórico e Cronograma de Exploração da Bacia de Tumbes

O Grupo Karoon desenvolveu um programa de exploração abrangente na Bacia de Tumbes, conforme detalhado abaixo.



O mapeamento e a interpretação dos dados sísmicos em 2D do Grupo Karoon na Bacia de Tumbes definiu quatro principais prospectos exploratórios e forneceu uma base para a modelagem geoquímica das rochas primordiais nesta área. Os dados sísmicos em 2D também mostram o que o Grupo Karoon acredita ser Indicadores Diretos de Hidrocarboneto ou DHIs no Bloco Z-38 que, se comprovados pela interpretação quantitativa dos dados sísmicos em 3D, contribuirão para reduzir o risco de exploração.

Os petróleos das Bacias de Tumbes e Talara foram atribuídos a uma rocha primordial comum do Terciário, o que permite que o Grupo Karoon leve adiante um programa de amostragem do solo oceânico no Bloco Z-38 para identificar a presença e a origem de quaisquer infiltrações de hidrocarbonetos originadas de dentro do bloco.

Núcleos foram recuperados do fundo do mar em 63 localidades em todo o Bloco Z-38, dos quais um número continha indícios de hidrocarbonetos líquidos. Além disso, a análise de biomarcadores indicou que as infiltrações encontradas nos núcleos é comparável com os óleos produzidos a partir de campos na costa do Equador e nas Bacias de Talara e Tumbes no Peru.

Esses resultados fornecem evidência para apoiar a hipótese de que de infiltrações migraram para dentro do Bloco Z-38.

A análise do Grupo Karoon da Bacia de Tumbes será bastante reforçada após a conclusão do processamento dos recém-adquiridos dados sísmicos em 3D, prevista para o final de 2010. O mapeamento geotécnico e a interpretação serão aproveitados para desenvolver um inventário de indicadores maduros e prospectos para um futuro programa de perfuração que terá início no final de 2011.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

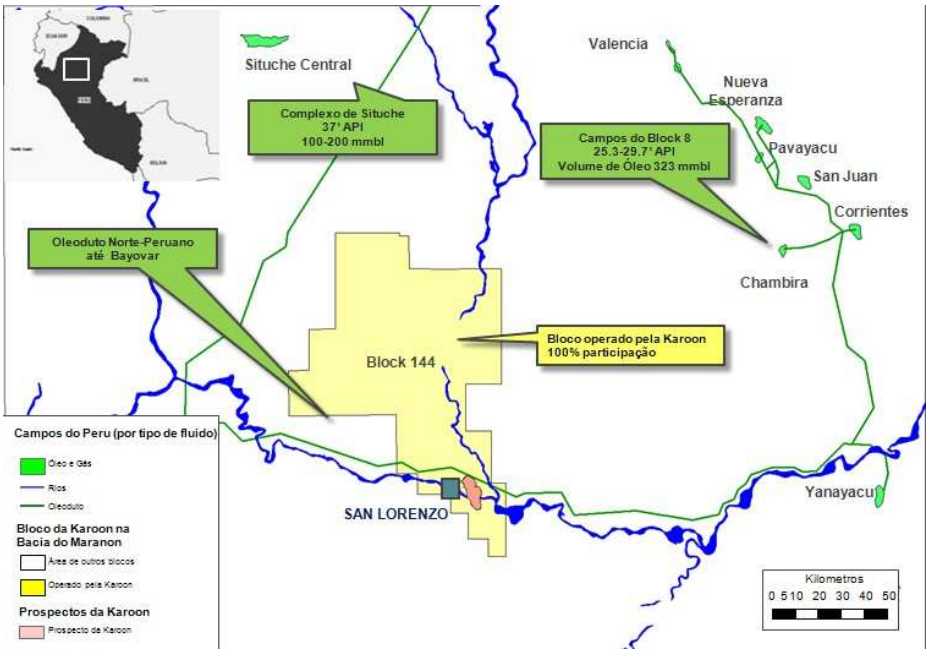
A avaliação econômica do Bloco Z-38 pela Companhia indica que esta área pode ser rapidamente levada à produção devido às profundidades relativamente rasas e a proximidade da atual infra-estrutura de petróleo e gás.

A capacidade da Companhia de concluir seu programa de exploração de acordo com o cronograma acima está sujeita a uma série de fatores, incluindo aqueles que estão fora de seu controle. Para uma discussão mais completa dos riscos inerentes às suas operações, veja a seção 4.1. “Fatores de Risco” deste Formulário de Referência.

Resumo Geológico da Bacia de Marañón

A Bacia de Marañón é uma bacia tectônica localizada a leste da Cordilheira dos Andes. É uma de uma série de bacias tectônicas que se estendem da Venezuela Oriental até a Bolívia. Estas bacias geralmente contêm a maior parte dos recursos de hidrocarbonetos do norte e oeste da América do Sul.

O diagrama seguinte mostra o Bloco 144 da Bacia de Marañón em conjunto com campos próximos de petróleo e gás.



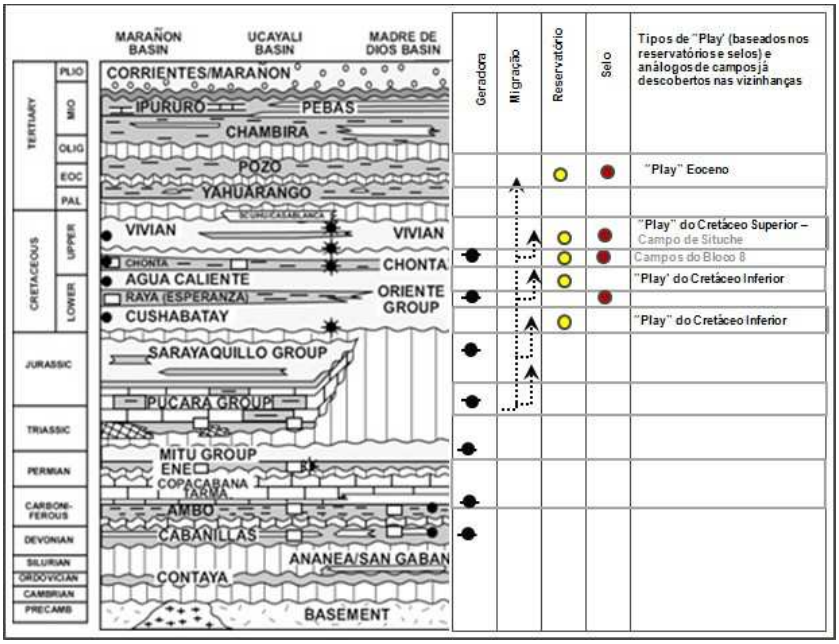
Fonte: Karoon Group

A Bacia de Marañón foi criada em função de forças compressivas da margem da placa do período Triássico ao Plioceno. Durante o Eoceno Inferior, subsidências tectônicas ativas aumentaram o antepaís para o desenvolvimento de rochas primordiais. O tectonismo subsequente do Mioceno Superior inverteu as falhas normais mais antigas e criou as trapas principais da Bacia de Marañón. Estas suaves estruturas de inversão do Mioceno Superior são os alvos principais na área do Bloco 144.

Elementos do Sistema Petrolífero da Bacia de Marañón

A figura abaixo resume os elementos do sistema petrolífero em funcionamento na Bacia de Marañón.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Fonte: Karoon Group

Reservatórios

O preenchimento sedimentar da Bacia de Marañón varia em espessura de 3.700 a 9.200 metros. Na vizinhança do Bloco 144, a bacia contém aproximadamente 7.000 metros de depósitos marinhos rasos e continentais do Cretáceo e Terciário derivados principalmente dos Andes à oeste. A produção nesta área vem de Reservatórios de arenitos do Cretáceo Superior e Inferior das Formações de Vivian, Chonta, Agua Caliente e Cushabatay. Estes reservatórios possuem de areias marginais marinhas a areias de leitos fluviais, e areias potenciais de barreira e costeiras.

Fonte

Duas rochas primordiais principais estão presentes na Bacia de Marañón, denominadas Formação de Pucara do Jurássico e Formação de Chonta do Cretáceo. Os calcários marinhos e xistos da Formação de Pucara são a base do Bloco 144 e a fonte dos campos produtores ao leste no Bloco 8. A Formação marinha de Chonta é responsável pela maior parte do petróleo visto na área setentrional da Bacia de Marañón onde o desenvolvimento de rochas primordiais se estende até o Equador onde as fáceas mais ricas são observadas.

O petróleo encontrado em reservatórios do Cretáceo Inferior é geralmente mais leve em gravidade API ao longo da fronteira ocidental da Bacia do que o petróleo dos reservatórios do Cretáceo Superior e Terciário ao longo do Arco de Iquitos ao leste. Acredita-se que isso se deve, em parte, ao aumento da biodegradação e erosão ao leste.

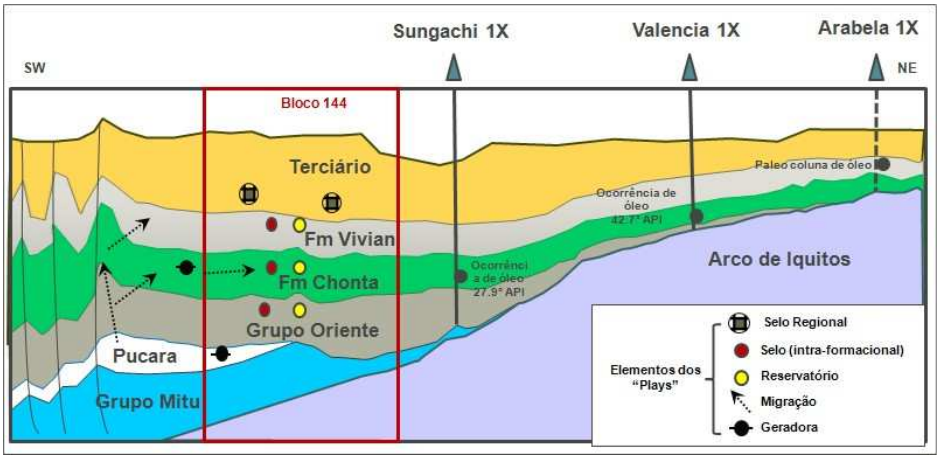
Selantes

As Formações de Raya, Chonta e Yahuarango são as unidades selantes comprovadas na Bacia assim como selantes intra-formacionais. Estes xistos marinhos deveriam oferecer selantes extensos e de boa qualidade, em relação à escala das trapas.

Trapas

O principal estilo de trapa do Bloco 144 são selantes de imersão de quatro vias em baixo relevo formadas em função do movimento ao longo de falhas pré-existentes. Um problema crítico no histórico de preenchimento de trapas na Bacia de Marañón é a sazonalidade da estruturação em comparação a sazonalidade da maturação e expulsão a partir das rochas primordiais principais.

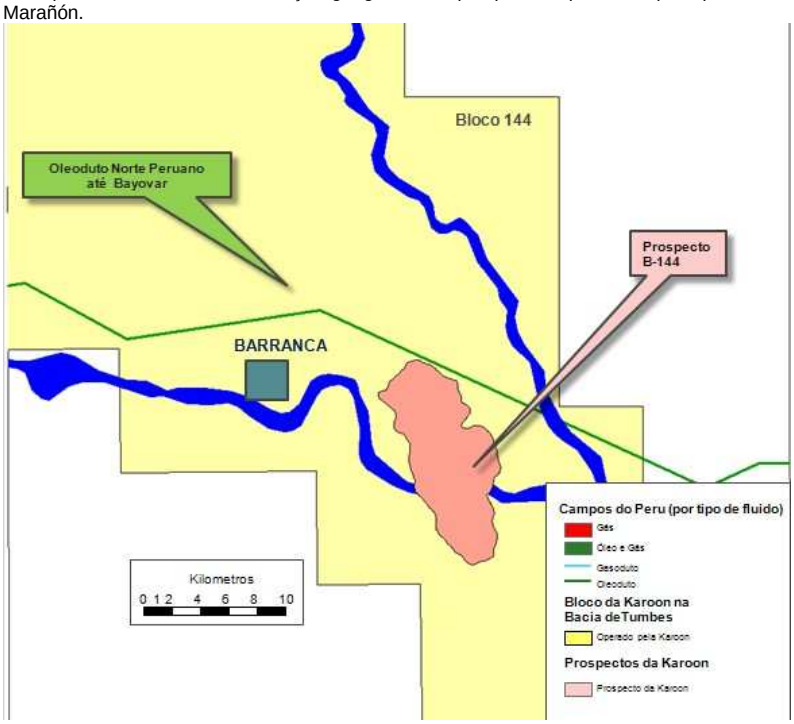
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



Fonte: Karoon Group

Prospecto Exploratório da Bacia de Marañón

O mapa abaixo mostra a localização geográfica do prospecto exploratório principal do Grupo Karoon na Bacia de Marañón.



Fonte: Karoon Group

Prospecto Exploratório Petrolífero B144

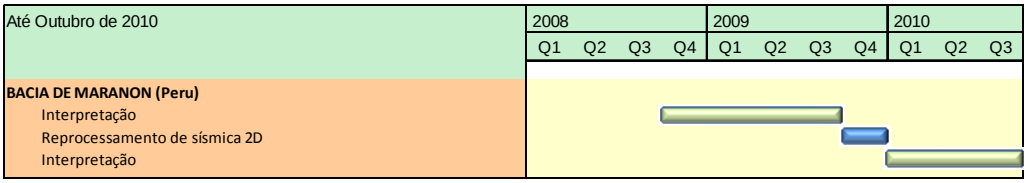
Os alvos principais neste prospecto exploratório petrolífero são arenitos do Cretáceo Superior da Formação de Vivian e Formação de Pozo do Eoceno selados por xistos do Cretáceo Superior e Eoceno, respectivamente. O prospecto exploratório é uma trapa estrutural de imersão fechada abastecida por xistos marinhos do Turoniano da Formação de Chonta. Estes reservatórios estão selados por xistos do Cretáceo Superior e Eoceno, respectivamente.

Como descrito no *de Recursos Potenciais*, a DeGolyer & MacNaughton estimou a média de recursos potenciais riscados deste prospecto exploratório em 23 mmbl.

Histórico e Cronograma de Exploração da Bacia de Marañón

O Grupo Karoon desenvolveu um programa de exploração inicial na Bacia de Marañón, conforme detalhado abaixo.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais



O mapeamento e a interpretação de dados sísmicos 2D pelo Grupo Karoon na Bacia de Marañón definiu um prospecto principal e forneceu base para a modelagem geoquímica das rochas primordiais nesta área. A Companhia prevê que o mapeamento geotécnico será iniciado no Bloco 144 em 2011, com o objetivo de desenvolver um inventário amadurecido de prospectos para uma campanha de perfuração no futuro.

A capacidade da Companhia de concluir seu programa de exploração de acordo com o cronograma acima está sujeita a uma série de fatores, incluindo aqueles que estão fora de seu controle. Para uma discussão mais completa dos riscos inerentes às suas operações, veja a seção 4.1. "Fatores de Risco" deste Formulário de Referência.

b. características do processo de distribuição

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia encontra-se em fase pré-operacional.

c. características do mercado de atuação, em especial: (i) participação em cada um dos mercados; e (ii) condições de competição nos mercados

Concorrência

Brasil

A Petrobras ainda mantém a posição de maior empresa da indústria de petróleo e gás do Brasil. Outros importantes concorrentes dessa indústria são: Bharat Petroleum Corporation Limited, Chevron Brasil Petróleo Ltda., Devon Energy Corporation, Ecopetrol S.A., Maersk Oil Brasil Ltda., Norse Energy Corporation, OGX Petróleo e Gás Participações S.A., Repsol Brasil S.A., Shell Brasil Ltda., SK Energy Co. Ltd. e Statoil ASA, dentre outros. A Companhia pretende focar exclusivamente em exploração e produção, sendo que vê a presença de outras empresas produtoras de petróleo e gás, nacionais e internacionais, como uma oportunidade para a criação de alianças de sucesso com empresas que buscam expandir seu de conhecimento do mercado e de questões locais. As tabelas abaixo mostram as mais importantes empresas de petróleo e gás no Brasil, ranqueadas de acordo com a produção.

Produção de Líquidos (mbbl/d) no Brasil

	Empresa	2007	2008	2009
1	Petrobras	1.711,4	1.779,8	1.894,9
2	Shell	22,1	23,2	22,8
3	Repsol	15,6	13,2	11,1
4	Devon Energy	1,6	4,4	10,7
5	Chevron	-	-	5,9
6	Outras	9,7	11,1	18,2
	Total	**1.760,4**	**1.831,7**	**1.963,6**

Produção de Gás (mmcf/d) no Brasil

	Empresa	2007	2008	2009
1	Petrobras	779,9	971,7	764,7
2	Queiroz Galvão	60,9	90,2	81,9
3	Brasoil	0,9	20,0	18,2
4	Norse Energy	11,2	20,0	6,1
5	Shell	8,3	9,7	8,3
6	El Paso	7,1	5,0	6,7
7	Repsol	9,0	7,4	6,1
8	Outras	7,0	5,8	18,8
	Total	**884,3**	**1.129,8**	**910,8**

Fonte: Wood Mackenzie

Após o término do monopólio da Petrobras - e particularmente nas últimas rodadas das licitações conduzidas pela ANP, a indústria tem atraído um número significativo de novos competidores ao Brasil. A 10ª Rodada de Licitação da ANP contou com a participação de 40 empresas licitantes, nacionais e internacionais. Não obstante a participação de empresas internacionais de petróleo, a Petrobras continua sendo a principal empresa do setor, responsável por aproximadamente 97% da produção de petróleo e 84% da produção de gás no Brasil em 2009, segundo dados da Wood Mackenzie. Esse fato é atribuído em parte à quantidade de tempo que se leva para explorar, desenvolver e produzir recursos prospectados de petróleo e gás. Considerando que a 1ª Rodada licitatória ocorreu em 1999, as empresas de petróleo e gás (exceto a Petrobras) começaram, apenas recentemente, a produzir em seus blocos.

A concorrência criada pela legislação aplicável apresentou oportunidades para os pequenos competidores ingressarem no mercado de exploração e produção - principalmente em áreas *onshore* com aplicação de um volume menos expressivo de capital - e competirem, com êxito, contra seus competidores de maior porte. Nas primeiras dez rodadas, dos 751 blocos exploratórios concedidos por processos licitatórios desde 1999, muitos foram concedidos a outras empresas brasileiras que não a Petrobras. Nas quatro últimas rodadas, a ANP envidou seus esforços para estimular empresas brasileiras independentes a participarem dos processos de licitação e, consequentemente, aumentar a concorrência. Para a 10ª Rodada foram selecionadas 40 empresas brasileiras e internacionais, sendo muitas delas novatas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O esforço da ANP em diversificar e atrair novos competidores ao Brasil continua obtendo êxito. Dentre os principais competidores da América do Norte no mercado de petróleo e gás brasileiro podem ser encontradas empresas como Devon Energy Corporation, El Paso Exploration and Production Company, Galp Energia SGPS. S.A., Inpex Corportion, Maersk Oil Brasil Ltda. e Anadarko Petroleum Corporation. Empresas internacionais como a British Petroleum plc e a ENI - Ente Nazionale Idrocarburi S.P.A. também estão presentes no Brasil. As empresas brasileiras, tais como Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., Vale S.A., Starfish Oil & Gas S.A. e a relativamente estreante OGX Petróleo e Gás Participações S.A., particularmente ativa, continuam a crescer no mercado doméstico.

Peru

A maior empresa operando no Peru, em termos de reservas e produção, é a Pluspetrol. Dentre as outras empresas principais do mesmo setor encontram-se a Hunt Oil Company, SK Energy Co., Ltd., Sonatrach S.P.A. e Tecpetrol S.A. Alguns dos principais atores regionais como a Petrobras, Repsol YPF S.A. e Ecopetrol S.A. também têm uma presença relevante no país. A Companhia pretende focar exclusivamente nas áreas de exploração e produção, porém a presença de outras empresas produtoras de petróleo e gás, nacionais e internacionais é uma oportunidade para a criação de alianças de sucesso com empresas que buscam acesso a um nível elevado de conhecimento em questões locais. As tabelas abaixo mostram as mais importantes empresas de petróleo e gás no Peru, ranqueadas de acordo com a produção.

Produção de Líquidos (mbbl/d) no Peru

	Empresa	2007	2008	2009
1	Pluspetrol	29,5	28,8	33,4
2	Hunt Oil	8,5	10,3	16,4
3	Petrobras	9,0	11,4	15,0
4	SK Energy	7,4	8,5	12,6
5	KNOC	10,2	9,4	10,7
6	Ecopetrol	6,8	6,3	8,0
7	BPZ Energy	0,1	2,2	8,0
8	Outras	39,8	42,7	51,9
	Total	**111,3**	**119,6**	**156,0**

Produção de Gás (mmcf/d) no Peru

	Empresa	2007	2008	2009
1	Pluspetrol	51,4	69,4	83,2
2	Hunt Oil	47,6	64,3	77,1
3	SK Energy	33,3	44,9	53,9
4	Aguaytia Energy	38,4	40,8	38,0
5	Repsol YPF	18,9	25,5	30,6
6	Sonatrach	18,9	25,5	30,6
7	Tecpetrol	18,9	25,5	30,6
8	Outras	26,0	30,7	35,8
	Total	**253,4**	**326,6**	**379,8**

Fonte: Wood Mackenzie

O Peru adotou algumas medidas para atrair grandes e pequenos investimentos à sua pequena indústria de petróleo e gás. A maioria das empresas de petróleo e gás no país são internacionais, de países como Argentina, Austrália, Brasil, Colômbia, França, Espanha e Estados Unidos da América, dentre outros.

Como parte do processo de privatização da década de 1990, a Petroperu, empresa estatal de petróleo, perdeu todas as suas operações de *upstream*, tornando-se uma empresa totalmente dedicada às operações *downstream* de petróleo e gás. Todavia, o governo peruano gostaria de ver o ressurgimento da Petroperu como uma empresa de exploração e produção totalmente integrada, e por esse motivo a empresa participou ativamente nas últimas rodadas de licitação.

d. sazonalidade

Existe certo nível de sazonalidade na indústria de petróleo e gás, que pode afetar o equilíbrio entre oferta e demanda dos produtos produzidos e comercializados pela Companhia. A Companhia está sujeita à sazonalidade tanto no mercado interno, quanto no externo, que pode influenciar a demanda por derivados de petróleo e energia elétrica, tais como sazonalidade agrícola e as estações de inverno e verão no hemisfério norte. Existe uma sazonalidade comprovada no consumo de petróleo (principalmente com relação a óleo para aquecimento, propano e querosene) particularmente como resultado da necessidade de aquecimento do hemisfério norte, a qual influencia significativamente o consumo de petróleo e gás durante o inverno.

e. principais insumos e matérias primas, com (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; (ii) eventual dependência de poucos fornecedores; (iii) eventual volatilidade de seus preços

Não aplicável, uma vez que a Companhia se encontra em fase pré-operacional. No entanto, a Companhia se comprometeu, nos termos dos Contratos de Concessão, a, quando começar a operar, adquirir um determinado percentual dos bens e serviços de fornecedores brasileiros. Para maiores informações sobre a obrigação de aquisição de bens e contratação de serviços de fornecedores brasileiros, ver o item 7.5 c. deste Formulário de Referência. Além disso, a Companhia celebrou com a Karoon Austrália o Contrato de prestação de Serviços para a prestação de serviços em condições de mercado. Para mais informações sobre esse contrato, ver a seção 16.2 deste Formulário de Referência.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

Não aplicável, uma vez que a Companhia ainda não possui clientes.

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

Regulação no Brasil

A Constituição Federal do Brasil de 1988 instituiu o monopólio da União sobre a pesquisa, a exploração e a produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos, além do refino, transporte marítimo ou por meio de conduto, importação e exportação de petróleo bruto, seus derivados e gás (Artigo 177). Quando da promulgação da Constituição Federal do Brasil, o parágrafo primeiro do artigo 177 vedava a cessão ou concessão de qualquer forma para que empresas privadas pudessem realizar as atividades mencionadas acima.

Entretanto, com o objetivo de atrair investidores privados à indústria brasileira de petróleo e gás, em 10 de novembro de 1995, a Emenda Constitucional nº 9 alterou o parágrafo primeiro do artigo 177 de forma a autorizar a contratação de empresas estatais e privadas para a realização de atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, além das atividades de *downstream*, as quais se sujeitariam às condições que seriam estabelecidas por legislação específica.

Lei do Petróleo

Em 06 de agosto de 1997, foi promulgada a Lei n.º 9.478 ("Lei do Petróleo"), que estabelecia as regras e a estrutura para as contratações relacionadas às atividades de exploração e produção de petróleo e gás (*upstream*) no Brasil, além das atividades de distribuição e marketing (*downstream)*. Dentre outras, a Lei do Petróleo:

- Confirmou o monopólio da União Federal sobre os depósitos de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional e estabeleceu que a regulamentação e administração da exploração e produção de referidos hidrocarbonetos cabe à União;
- Criou o CNPE, órgão vinculado à Presidência da República tendo como atribuições a proposição de políticas energéticas nacionais e a ANP, uma agência regulatória independente – entidade integrante da Administração Federal indireta – vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tendo como atribuição promover a regulação das atividades de *upstream* e *downstream*;
- Revogou a Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, que garantia à Petrobras o exercício exclusivo das atividades sob monopólio da União Federal;
- Estabeleceu termos e condições contratuais aplicáveis aos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos, através do qual a União contrata em regime de concessão empresas privadas ou estatais para realizar referidas atividades; e
- Ratificou e reconheceu as atividades praticadas pela Petrobras antes da promulgação da Lei do Petróleo, mediante contratação direta, (sem realização de processo licitatório), realizada mediante a assinatura de contratos de concessão, tratando dos: (1)blocos já em produção onde a Petrobras já havia iniciado suas operações; e (2) blocos exploratórios em que a Petrobras fosse capaz de demonstrar investimentos e trabalhos já realizados antes da decretação da Lei do Petróleo, ressalvado que referidos blocos fossem aprovados pela ANP.

Lei do Gás

Em 04 de março de 2009, o Congresso Nacional aprovou a Lei n.º 11.909 ("Lei do Gás") que regulamenta determinadas atividades na indústria do gás, incluindo o transporte e a comercialização (excluindo, entretanto, a distribuição de gás canalizado cuja competência é exclusiva dos Estados). A Lei do Gás estabeleceu o regime de concessão para a construção e operação de novos dutos para o transporte de gás, e manteve o regime de autorização para dutos sujeitos a contratos internacionais. As autorizações previamente outorgadas pela ANP para o transporte de gás permanecerão válidas pelo prazo de 30 anos da data da publicação da Lei do Gás, e novas empresas no ramo tiveram a exclusividade garantida em referidos dutos pelo prazo de 10 anos.

A Lei do Gás também autorizou a determinados consumidores, que tivessem a capacidade de adquirir gás no mercado aberto e obter seu próprio suprimento de gás, a construção de instalações de distribuição e dutos para uso próprio no caso de distribuidores locais de gás controlados pelo Estado – que possui o monopólio sobre a distribuição de gás local - não atenda às suas necessidades de distribuição. É exigido destes consumidores delegar a operação e manutenção de referidas fábricas e dos dutos a distribuidores locais de gás, entretanto, não é exigida a assinatura de contratos de fornecimento de gás com distribuidores locais de gás.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Como já explanado acima, a Lei do Petróleo criou a ANP, uma autarquia federal, entidade integrante da Administração Federal indireta, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A finalidade da ANP é promover a regulação , a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás e dos biocombustíveis no Brasil. Suas responsabilidades principais incluem promover a regulação assim como promover licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás e biocombustíveis, celebrando os contratos de concessão delas decorrentes em nome da União, outorgando autorizações para o transporte, importação, exportação, refino e processamento. A ANP deve agir de acordo com a Lei do Petróleo, o Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, os regulamentos promulgados pelo CNPE e de acordo com o interesse nacional.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O CNPE, também criado pela Lei do Petróleo, é vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. São atribuições do CNPE, segundo a Lei do Petróleo, promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do Brasil, em conformidade com os princípios das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia e com o disposto na legislação aplicável; e estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas.

Política de Preços

Até a decretação da Lei do Petróleo, o Governo Federal regulava todos os aspectos do estabelecimento de preços do petróleo e seus produtos no Brasil, desde o custo do petróleo importado para uso em refinarias ao preço de produtos de petróleo refinado cobrados ao consumidor. Em cumprimento à Lei do Petróleo, o Governo Federal alterou sua a política de preços. Sob esta regulação, o governo: (1) introduziu a nova metodologia para a determinação de preços de derivados de petróleo projetados para acompanhar preços internacionais determinados em dólares dos Estados Unidos da América, e (2) eliminou gradualmente controles de preços em vendas por atacado.

Desde 02 janeiro de 2002, em conformidade com a Lei nº 9.990, de 21 de julho de 2000, que alterou a Lei do Petróleo, o Governo Federal acabou com o controle de preços de petróleo e seus derivados. Isto gerou um aumento na competição e promoveu o ajustamento de preços, já que outras empresas foram autorizadas a participar do mercado brasileiro e a importar e exportar petróleo, seus derivados e gás.

Também em 2002, o Governo Federal estabeleceu um imposto de consumo na venda e importação de petróleo cru, derivados de petróleo e derivados de gás, chamado Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico, a CIDE. Entretanto, a legislação estabeleceu que referida contribuição não incluiu expressamente a venda de petróleo cru e gás como um fato gerador da contribuição.

Em 2009, a Lei do Gás autorizou a ANP a regulamentar os preços para o uso de dutos para transporte de gás sujeitos ao novo regime de concessão, baseado no procedimento definido na Lei do Gás denominado “chamada pública”, processo este que garantiu a todas as partes interessadas acesso à capacidade de contratação de transporte nos dutos existentes ou naqueles a serem construídos ou ampliados, e a aprovar preços submetidos por transportadores, em conformidade com um critério previamente estabelecido, conforme previsto na Resolução ANP nº 40, de 16 de dezembro de 2009, para o uso de novos dutos para transporte de gás sujeitos ao regime de autorização.

Concessões – Processo Licitatório

Com o intuito de permitir a entrada de investimento privado no setor de petróleo e gás, a Lei do Petróleo definiu os principais termos e condições a serem utilizados pelo Governo Federal para a contratação da exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos na forma de concessões. A ANP passou a ter a responsabilidade de agir em nome do Governo Federal na outorga dos contratos de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nas bacias sedimentares brasileiras mediante processo licitatório transparente e competitivo, nos termos dos artigos 8 e 23 da Lei do Petróleo. A única exceção foi a denominada Rodada Zero pela qual a Petrobras assinou diretamente os contratos de concessão relacionados aos blocos de exploração e produção em que a Petrobras havia realizado atividades ou investido capital antes da promulgação Lei do Petróleo. Os contratos de concessão assinados pela Petrobras na Rodada Zero foram uma forma de reconhecimento pelas atividades anteriormente realizadas pela Petrobras na sua condição de única empresa autorizada a praticar os atos no monopólio do Governo Federal e o reconhecimento de seus direitos adquiridos no regime monopolista. Desde 1999 a ANP já conduziu dez rodadas de licitação para blocos exploratórios.

A delimitação dos blocos oferecidos é condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de hidrocarbonetos. Ainda com o intuito de proteger o meio ambiente, a ANP, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") (incluindo o Grupo de Trabalho Interministerial de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás, formado por membros do Ministério do Meio Ambiente, do IBAMA e do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade) e Agências Estaduais do Meio Ambiente analisam todas as áreas antes da tomada de decisão sobre a sua oferta ou não nas rodadas de licitação. Os níveis de exigência para licenciamento ambiental para os inúmeros blocos são então publicados, permitindo o futuro concessionário a incluir considerações ambientais na determinação de quais projetos que serão adotados. Estas diretrizes ambientais são revisadas e atualizadas a cada rodada de licitações da ANP.

Para participar nas rodadas de licitação da ANP, as empresas devem qualificar-se individualmente. Entretanto, referidas empresas podem apresentar suas ofertas individualmente ou em forma de consórcio. No caso de um consórcio, a ANP exige a que pelo menos uma das empresas do consórcio seja qualificada como operadora, a qual será indicada como líder, que será responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária dos demais consorciados perante o Governo Federal no que tange ao cumprimento das obrigações contratuais inclusas no contrato de concessão.

O processo de qualificação se inicia com a apresentação de documentos e a manifestação de interesse na rodada, incluindo os seguintes documentos e informações (além de todas as informações consideradas relevantes): (1) contrato ou estatuto social da sociedade com suas respectivas alterações ou atas de assembléia; (2) procuração para nomeação de representante credenciado junto à ANP; (3) qualificação, incluindo telefone e endereço do representante credenciado; (4) termo de confidencialidade, que deverá ser assinado pelo representante credenciado; (5) nome das empresas e das pessoas que detenham o seu controle ou mais de 20% do capital votante; (6) carta de apresentação assinada pelo representante credenciado, atestando a veracidade, precisão e fidelidade das informações apresentadas para a rodada de licitações; (7) declaração de que a empresa reconhece o conjunto de normas brasileiras que vedam e punem condutas lesivas à concorrência e aos objetivos da licitação, além do compromisso explícito da empresa de que não empreenderá tais condutas; e (8) manifestar interesse em qual modalidade desejam se qualificar (operados A, B, C

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

ou não operador), sendo as "operadoras A" autorizadas a operar quaisquer blocos, as "operadoras B" autorizadas a operar apenas blocos situados em águas rasas e em terra e as "operadoras C" restritas aos blocos situados em terra,.

A empresa que submeter a manifestação de interesse deverá, necessariamente, pagar a taxa de participação antes da apresentação da documentação para qualificação técnica, jurídica e financeira. Uma vez paga a taxa de participação, a empresa poderá retirar o pacote de dados com todas as informações relevantes sobre as áreas de licitação, normalmente compreendidos de informações técnicas e sumários geológicos. A taxa de participação varia de acordo com a bacia onde os blocos estão localizados, e as empresas somente poderão apresentar ofertas para os blocos localizados nos setores para as quais pagaram as respectivas taxas de participação.

Caso a empresa decida proceder, terá início a segunda fase de qualificação, a qual engloba a qualificação técnica, jurídica e financeira, conforme descrito abaixo:

- qualificação técnica: a qualificação técnica das empresas será baseada nas respectivas experiências comprovadas em atividades de exploração e produção de petróleo e gás. As empresas podem solicitar a qualificação técnica como operadoras ou como não operadoras, onde empresas que tenham interesse em se qualificar como operadoras devem apresentar sumário técnico com todas as informações necessárias à avaliação de sua capacidade técnica. Empresas que desejarem ser qualificadas como não operadoras somente poderão participar por meio de consórcio que tenha, como operadora, empresa qualificada para operar no bloco em questão. As empresas podem se qualificar como "operadoras A", "operadoras B" ou "operadoras C", conforme mencionado acima;

- qualificação jurídica: para a qualificação jurídica, as empresas deverão apresentar à ANP a documentação apropriada da empresa, incluindo o contrato ou estatuto social da empresa, assim como um organograma detalhando a cadeia de controle societária existente. As empresas com sede no exterior devem apresentar documentação comprovando que a mesma empresa foi devidamente constituída e é validamente existente de acordo com as leis de seu país e, adicionalmente, se comprometendo a, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil; e

- qualificação financeira: a determinação da qualificação financeira é feita com base no patrimônio mínimo exigido à empresa, com diferentes valores mínimos exigidos, variando para cada nível de qualificação. Na nona rodada de licitações, uma "operadora A" deveria ter o patrimônio líquido maior ou igual a R$22 milhões; uma "operadora B" deveria ter o patrimônio líquido maior ou igual a R$20 milhões; uma "operadora C" deveria ter o patrimônio líquido maior ou igual a R$1 milhão. Uma empresa com patrimônio líquido inferior a R$1 milhão não pode participar da licitação exceto se o fizer em consórcio com outras empresas. A análise da qualificação financeira das empresas é feita mediante apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, referências bancárias, e/ ou demais documentos financeiros.

Cumpridas as exigências, que podem variar de uma rodada de licitações para outra, a empresa poderá ser considerada habilitada para apresentar ofertas nos setores de sua categoria.

Julgamento da Licitação

O julgamento da licitação por parte da ANP identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no edital. A pontuação para cada licitação é baseada em pontos estabelecidos para cada critério. Em licitações anteriores, o método utilizado pela ANP incluiu os seguintes fatores: (1) bônus de assinatura, com peso de 40%; (2) compromisso de conteúdo local, com um peso de 20% (sendo 5% na fase de exploração e 15% na fase de desenvolvimento); e (3) Programa Exploratório Mínimo (PEM), com um peso de 40%.

Gás

A abertura do setor do gás para investidores privados iniciou-se com a promulgação da Emenda constitucional n.º 5, de 15 de agosto de 1995, a qual garantiu aos Estados o direito de explorar os serviços de distribuição de gás mediante concessões a empresas públicas ou privadas, direcionando para a privatização das companhias de distribuição local de gás.

De acordo com o parágrafo segundo do artigo 25 da Constituição Federal, os Estados devem desenvolver serviço local de gás canalizado, diretamente ou mediante suas agências regulatórias. Desta forma, as agências regulatórias estatais são responsáveis pela regulamentação e distribuição de gás canalizado conforme delegação do respectivo estado. Não obstante, as atividades de exploração e produção de gás são sujeitas à mesma regulamentação da Lei do Petróleo que se aplicam às atividades petrolíferas. Adicionalmente, em 2009, o Brasil adotou a Lei do Gás, que regulamenta as atividades relativas ao gás no Brasil e cria incentivos para investimentos privados, particularmente em dutos de gás, armazenamento de gás e fábricas para gás

Contratos de Concessão nos termos da Lei do Petróleo

Os contratos de concessão são geralmente divididos em duas fase: (1) exploração e (2) desenvolvimento e produção. Na nona rodada de licitações, a fase de exploração poderia durar de três a sete anos, enquanto a fase de desenvolvimento e produção poderia durar até 27 anos (sendo permitidas extensões mediante aprovação da ANP).

A fase de exploração é dividida em dois períodos. Durante o primeiro período exploratório, o concessionário deverá realizar determinados trabalhos conforme especificado no PEM e notificar a ANP em até 72 horas contadas de qualquer descoberta de petróleo, gás ou outros hidrocarbonetos. No fim do primeiro período exploratório, o concessionário deverá apresentar à ANP uma Declaração de Comercialidade para iniciar a fase de desenvolvimento e produção, seguir a exploração de acordo com os termos do segundo período de exploração ou devolver o bloco

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

exploratório à ANP. Em até 180 dias da apresentação da Declaração de Comercialidade, o concessionário deverá apresentar para aprovação da ANP o Plano de Desenvolvimento que servirá como estrutura para a fase de desenvolvimento e produção, incluindo o Programa Anual de Produção.

Os principais termos e condições dos contratos de concessão estão previstos no artigo 43 da Lei do Petróleo, e incluem: (1) a definição do bloco objeto da concessão; (2) prazo de duração da fase de exploração e produção e as condições para a sua prorrogação; (3) o programa de trabalho e o volume de investimento previsto; (4) as obrigações do concessionário quanto às participações; (5) a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase; (6) a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens; (7) os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato; (8) a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativas às atividades desenvolvidas; (9) os procedimentos relacionados com a transferência do contrato; (10) as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional; (11) os casos de rescisão e extinção do contrato; e (12) as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Os direitos e obrigações das partes estão previstos no contrato de concessão e na regulamentação editada pela ANP.

Dentre os principais direitos dos concessionários, incluem-se (1) o direito exclusivo de praticar as atividades de exploração, desenvolvimento e produção na área de concessão; (2) a propriedade de todos os hidrocarbonetos produzidos pelo concessionário; (3) o direito de venda dos hidrocarbonetos produzidos; e (4) o direito de exportar os hidrocarbonetos. Entretanto, o contrato de concessão prevê que, se houver risco de falta de abastecimento de combustível no Brasil, a ANP poderá determinar que os concessionários satisfaçam as necessidades do mercado interno.

Dentre as principais obrigações do concessionários, encontram-se: (1) a assunção em caráter exclusivo de todos os custos e riscos relacionados com a exploração e produção de hidrocarbonetos, incluindo a responsabilização por danos ambientais; (2) cumprimento das exigências relacionadas à contratação e aquisição de bens e serviços de fornecedores locais; (3) cumprimento com as exigências relacionadas ao programa exploratório mínimo proposto na licitação em que foi vencedor; (4) atividades para a conservação das reservas; (5) apresentação de relatórios periódicos à ANP; (6) pagamentos das participações governamentais; e (7) responsabilização pelos custos associados à devolução e desativação e abandono da área de acordo com a legislação brasileira e as melhores práticas da indústria do petróleo.

Nos termos do contrato de concessão, as partes devem acordar que qualquer disputa ou controvérsia oriunda do contrato de concessão ou a ele relacionada será submetida à arbitragem “ad hoc”. A arbitragem será conduzida pela Câmara de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional, com três árbitros, na Cidade do Rio de Janeiro e na língua Portuguesa, de acordo com a Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996, e com o Regulamento da Câmara de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional.

Contratos de Concessão nos termos da Lei do Gás

Conforme previsto acima, a Lei do Gás criou o regime de concessão para a construção e operação de novos dutos para transporte de gás. Os principais termos e condições dos contratos de concessão estão previstos no artigo 21 da Lei do Gás e incluem: (1) a descrição do duto sujeito à concessão e os ativos e instalações relacionados à atividade de transporte, os quais devem ser devolvidos ao Governo Federal após o término da concessão; (2) o prazo da concessão e, se for o caso, as condições para sua extensão; (3) condições para a devolução das áreas de concessão, inclusive a retirada dos equipamentos utilizados; (4) garantias que devem ser apresentadas pelo concessionário de forma a garantir o cumprimento do contrato de concessão; (5) penalidades no caso de não cumprimento dos termos contratuais; (6) procedimentos relacionados ao acesso de qualquer carregador interessado no objeto da concessão; e (7) o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte.

Os direitos e obrigações das partes estão previstos no contrato de concessão e na regulamentação emitida pela ANP.

As principais obrigações do concessionário estão previstas no artigo 22 da Lei do Gás e incluem: (1) celebrar com os carregadores contratos de transporte para todas as modalidades de serviço oferecidas, que deverão ser previamente homologados pela ANP; (2) assumir os custos e riscos relacionados às atividades da concessão, devendo ressarcir a União dos ônus que venha a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos do concessionário; (3) em caso de qualquer emergência ou contingência, comunicar imediatamente o fato à ANP e às autoridades competentes; e (4) adotar as medidas necessárias para a preservação das instalações, das áreas ocupadas e dos recursos naturais potencialmente afetados, garantindo a segurança das populações e a proteção do meio ambiente.

Participações Governamentais

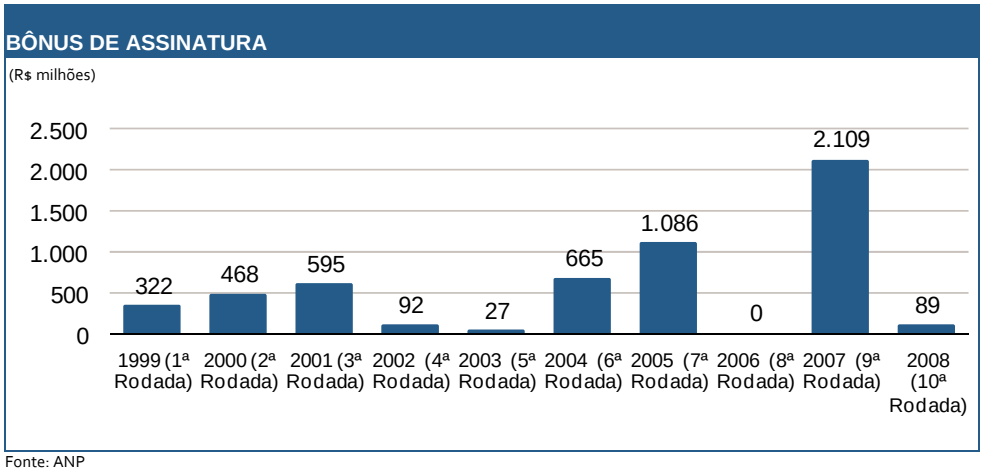
De acordo com a Lei do Petróleo, o Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998 ("Decreto n.º 2.705/98") e os regulamentos promulgados pela ANP, os concessionários deverão pagar as seguintes participações governamentais:

- bônus de assinatura;
- pagamentos pela ocupação ou retenção de área;
- participação especial; e

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

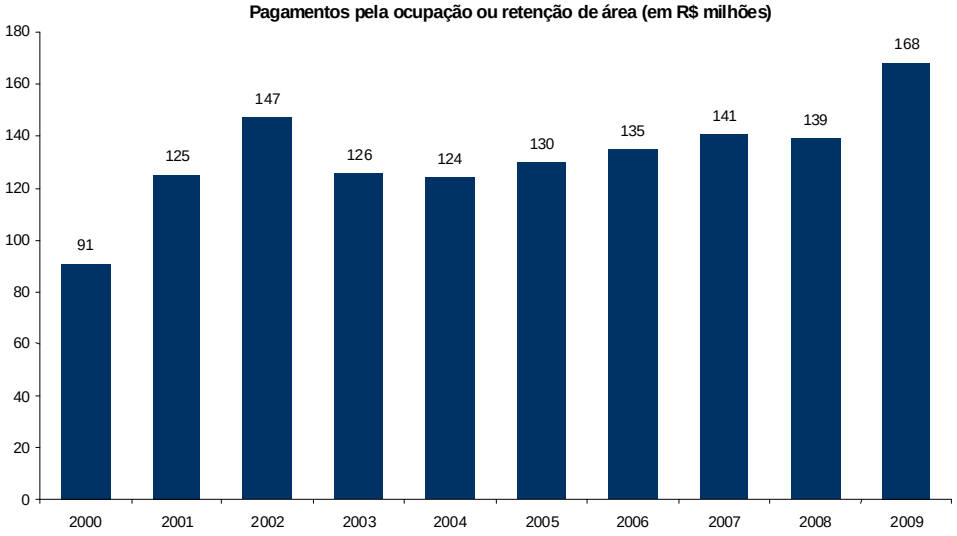
- *royalties*.

O bônus de assinatura terá o seu valor mínimo estabelecido nos regulamentos da licitação para a outorga de concessões, e o valor a ser pago é baseado no valor final da proposta vencedora. O bônus de assinatura deve ser pago no ato da assinatura do contrato de concessão com a ANP. O quadro abaixo estabelece o valor agregado dos pagamentos de bônus de assinatura à ANP da primeira à décima rodada de licitações:



Fonte: ANP

A regulamentação relativa à licitação dispõe sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, as ser feito a cada ano civil a partir da data de assinatura do contrato de concessão e pago no dia 15 de janeiro do ano subsequente. Para cálculo de referidos pagamentos, a ANP leva em consideração fatores como a localização e o tamanho do bloco sob concessão, a bacia sedimentar e suas características geológicas. Contudo, o artigo 28 do Decreto 2.705/98 prevê padrões mínimos e máximos para a cobrança de referidos valores. Referidos padrões podem variar de acordo com a fase em que se encontra o bloco petrolífero; para este fim, as fases de exploração, desenvolvimento e produção (nesta ordem especificamente), possuem padrões de aumento. A tabela abaixo estabelece a progressão de valores anuais pela ocupação ou retenção de áreas compreendendo valores da primeira à oitava rodadas de licitação:



Fonte: ANP

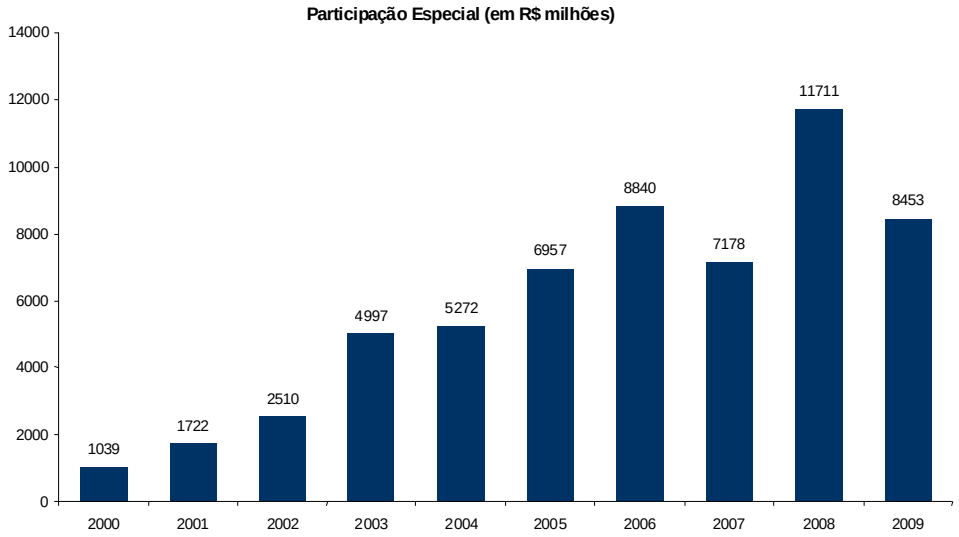
A participação especial é uma compensação financeira extraordinária que deve ser paga por concessionários, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade resultante dos campos petrolíferos, de acordo com o critério estabelecido pelo Decreto n.º 2.705/98. Quando devida, a compensação varia entre 0% e 40% da receita líquida, de acordo com (1) o volume da produção; (2) ano de início da produção e (3) a localização do bloco, se em águas rasas, profundas ou em terra. De acordo com a Lei do Petróleo e regulamentos aplicáveis emitidos pela ANP, a participação especial é calculada tomando-se como base a receita líquida trimestral de cada campo, o que consiste na receita bruta calculada utilizando preços de referência publicados pela ANP (refletindo preços internacionais e a taxa de conversão para referido período), exceto:

- *royalties* pagos;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- investimentos na exploração;
- custos operacionais; e
- ajustes depreciativos e taxas aplicáveis.

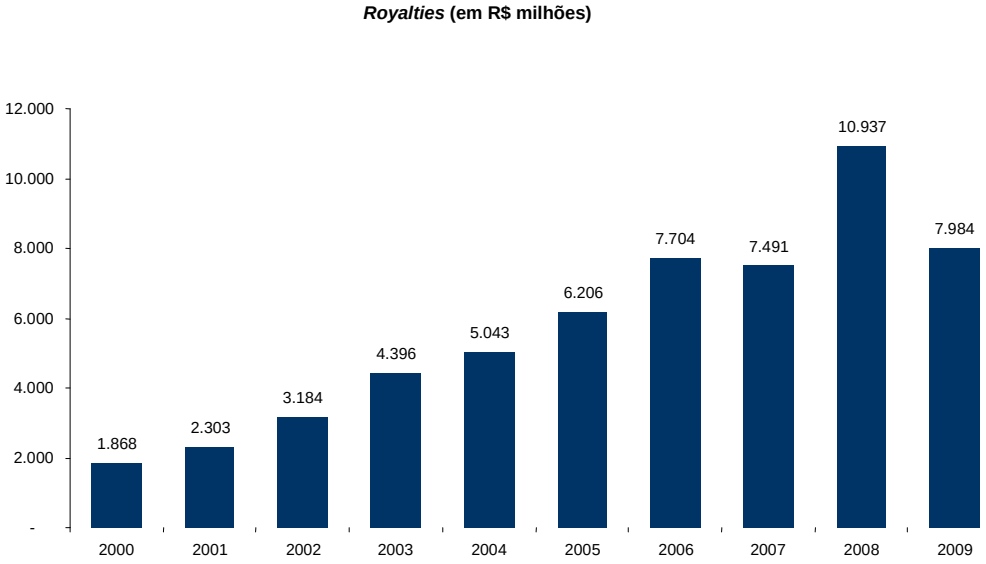
A tabela abaixo indica a evolução do pagamento de participação especial desde a segunda rodada de licitações da ANP até a oitava:



Fonte: ANP

A ANP também é responsável pela determinação pela parcela dos *royalties*, que deve ser paga mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, multiplicando-se o equivalente a um percentual que pode variar de 5% a 10% do volume total da produção de petróleo e gás natural de cada campo durante determinado mês pelos respectivos preços de referência, definidos pela ANP na forma estabelecida no Decreto nº 2.705/98. Para a determinação da porcentagem de royalties aplicável a um bloco em particular sob concessão, a ANP leva em consideração, dentre outros fatores, os riscos geológicos envolvidos nos níveis de produção esperados. O pagamento de royalties no Brasil consiste em pagamentos que são uma obrigação financeira ou são substancialmente equivalentes à taxa de produção ou divisão, e referidas reservas são incluídas nos relatórios de reservas.

A tabela abaixo indica os pagamentos de royalties desde a primeira rodada de licitações da ANP até a sétima:



Fonte: ANP

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Lei do Petróleo também prevê aos concessionários de blocos localizados em terra o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente a um percentual variável entre 0,5% e 1% da produção de petróleo ou gás.

Contratos de Consórcio e de Operação Conjunta

Com o intuito de mitigar os riscos de exploração e maximizar o escopo de seu portfólio, uma série de empresas na indústria brasileira de petróleo e gás decidem por participar de licitações como parte de um consórcio. O processo envolve a execução de um contrato de oferta conjunta entre as partes antes da rodada de licitação, o qual delineia, dentre outros termos e condições, a agenda para um estudo conjunto da área em questão e descreve os interesses a serem assumidos por cada uma das partes. Em geral, as partes arcam com os custos relativos à área de concessão de forma proporcional ao seu interesse em cada área. A legislação brasileira também estabelece a responsabilidade solidária entre as partes de um consórcio.

Os editais de cada rodada de licitação estabelecem os requisitos para a formação dos consócios, incluindo as participações mínimas e os compromissos a serem estabelecidos.

Após a realização da rodada de licitações e, antes ou depois de assinado o contrato de concessão com a ANP, os membros do consórcio firmarão um contrato de operação conjunta (*joint operating agreement*) que descreve formas e mecanismos para a exploração e produção do bloco. Estes contratos particulares são normalmente baseados em um modelo padrão preparado pela Associação Internacional de Negociadores de Petróleo – AIPN. No que tange a este modelo, os consórcios são administrados por uma comissão operadora, que é responsável pela supervisão e estruturas gerais das operações conjuntas e representam a maior autoridade para tomada de decisões do consórcio.

Contratos de Cessão (Farm-In/Farm-Out Agreements)

As empresas do setor de petróleo e gás podem, com anuência prévia da ANP e atendidas as condições estabelecidas no contrato de concessão, ceder seus interesses em um bloco exploratório específico, no todo ou e parte, mediante a assinatura de contratos conhecidos como *farm-in* e *farm-out agreements* ou contratos de participação. Os termos e condições prevêem a porcentagem correspondente da participação no bloco de exploração sujeito à cessão. Acreditamos que importantes oportunidades de *farm-in* e *farm-out* permanecerão disponíveis nos próximos anos. Antecipamos que uma estratégia ativa e bem concedida de *farm-in* e *farm-out* permitirá a redução dos riscos por meio de uma diversificação do portfólio, divisão de custos de desenvolvimento e capital adicional para investir em esforços adicionais em exploração e/ ou custos de desenvolvimento. Tal abordagem é comum na indústria de petróleo e gás e o aumento da participação de investidores privados locais e estrangeiros permite um crescimento futuro de oportunidades de parcerias.

Rodadas de Licitação da ANP anteriores

Após a flexibilização do monopólio para permitir a entrada de investidores privados, incluindo participantes internacionais (nas licitações) e a criação da ANP em 1997, o Brasil conduziu 11 rodadas de licitação (10 delas abertas para concorrência). Dado o recente sucesso na Bacia de Campos, as rodadas de licitação têm atraído significante capital e grandes bônus de assinatura.

A última rodada de licitações da ANP, a 10ª rodada de licitações, incluiu somente blocos terrestres (devido a incertezas no que tange a nova regulação da área do pré-sal) e aconteceu em dezembro de 2008. Como resultado da 10ª rodada de licitações, foram arrematados 54 blocos terrestres englobando uma área de 48.030km², o que corresponde a 68% da área total dos 70.000km² ofertados em referida rodada de licitações.

Futuras Rodadas de Licitação da ANP

A ANP pretende seguir ofertando concessões para blocos em determinadas bacias em licitações futuras, inclusive a décima primeira rodada de licitações, programada para acontecer em 2010. Recentes sucessos exploratórios e aumentos na participação de novas sociedades na nona rodada de licitações sugerem que o processo licitatório se tornará ainda mais competitivo. Entretanto, as rodadas de licitação da ANP podem estar sujeitas a um risco de interrupção ou alteração nos blocos de exploração oferecidos, conforme aconteceu na oitava e nona rodadas de licitação, respectivamente. O risco de interrupção e mudança é maior uma vez que a Companhia considera que as rodadas de licitação são realizadas de acordo com as decisões do CNPE, que determina as políticas energéticas e a conveniência de realização de rodadas de licitação.

Como um resultado das descobertas da camada do pré-sal, o Congresso brasileiro está revendo duas propostas de lei sugerindo alterações na estrutura petrolífera existente e introduzindo o regime do contrato de partilha de produção que deverá coexistir com o regime das concessões, o que poderia afetar as futuras rodadas de licitação da ANP. Os regimes de partilha de produção prevêem a outorga direta de blocos à Petrobras. Mesmo para ofertas públicas, o contrato de partilha de produção prevê a participação compulsória da Petrobras como operadora com um mínimo de 30% de participação, o que poderia afetar a capacidade da sociedade em obter novas superfícies.

Importações e Exportações no Brasil

As importações estão sujeitas ao seguinte controle governamental: (1) Secretaria de Comércio Exterior – SECEX, responsável pela supervisão de processos de registro e licenciamento; (2) Banco Central do Brasil, que aprova os pagamentos para importações financiadas; e (3) Receita Federal que verifica o desembaraço aduaneiro dos produtos importados. As importações também estão sujeitas a uma autorização prévia por escrito e ainda está sujeita aos padrões de controle de qualidade da ANP de acordo com a Portaria ANP nº 170 de 20 de outubro de 1999.

As exportações de petróleo e seus derivados também estão sujeitas a exigências gerais governamentais, somadas àquelas impostas pela ANP e pelo CNPE. A ANP pode estabelecer determinados critérios que devem ser atingidos por

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

um exportador em potencial. A ANP tem a capacidade para outorgar autorizações para a exportação de petróleo e seus derivados, assim como para gás e gás condensado, sendo necessário considerar que a demanda local não poderá ser impactada.

Para tanto, a empresa engajada em exportações deve ser cadastrada junto à ANP, de acordo com a Portaria ANP nº 7, de 12 de janeiro de 1999. Referido cadastro deve ser requerido pelo operador em nome do Consórcio ou por cada parte individualmente. Para cada carga de petróleo e gás a ser exportada, a empresa é obrigada a enviar uma correspondência à ANP informando que todas as exigências legais estabelecidas na Portaria ANP nº 7, de 12 de janeiro de 1999, foram atendidas. A ANP então autorizará a exportação do petróleo cru.

Ainda, a exportação de bens (inclusive petróleo e gás) normalmente necessita ser registrada perante o Sistema Integrado de Comércio Exterior – SISCOMEX, um veículo online, que impõe o controle do governo sobre o comércio exterior estabelecendo uma forma direta de envio de infomações, eliminando controles paralelos das operações. Alguns requerimentos que podem ser aplicáveis são os da Agência Nacional de Transportes Aquaviários – ANTAQ e da Capitania dos Portos (autoridades marítimas), Receita Federal e Receita Estadual (autoridades fiscais), além do Banco Central do Brasil (registro de contratos de câmbio para investimento vindo do exterior).

De acordo com a Lei do Gás, as autorizações para a importação e exportação de gás podem ser outorgadas pelo Ministério de Minas e Energia a qualquer sociedade ou consórcio constituídos em conformidade com a legislação brasileira para tal objetivo. A importação e exportação de gás e o exercício de atividades relacionadas estão sujeitas à regulamentação do CNPE.

A exportação de hidrocarbonetos produzidos no Brasil podem estar sujeitas a restrições se uma emergência nacional relacionada à falta de estoques de combustível for declarada. Neste caso, a ANP pode exigir que os exportadores abasteçam o mercado local.

Recentes propostas de alteração da regulamentação do Petróleo

A Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010 ou a Lei de Capitalização da Petrobras, autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, de gás e de outros hidrocarbonetos fluidos localizados em áreas não concedidas localizadas na camada do pré-sal, sem a necessidade de licitação. Referida autorização se expirará em 30 de junho de 2011.

A cessão outorgada pela Lei de Capitalização da Petrobras limita a extração de petróleo, pela Petrobras, ao volume máximo de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, a serem pagos pela Petrobras à União como contraprestação pela cessão e deverá ser representada por títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado.

A cessão dos direitos deverá ser formalizada por um contrato a ser firmado pela Petrobras e a União após apreciação prévia do CNPE, devendo estabelecer: (1) a identificação e a delimitação geográfica das respectivas áreas; (2) os respectivos volumes de barris equivalentes de petróleo; (3) valores mínimos, e metas de elevação ao longo do período de execução do contrato, do índice de nacionalização dos bens produzidos e dos serviços prestados para execução das atividades de pesquisa e lavra; (4) o valor e as condições do pagamento; e (5) as condições para a revisão do contrato.

De acordo com o artigo 9 da Lei de Capitalização da Petrobras, a União fica autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal.

A Lei nº 12.304, de 02 de agosto de 2010 autoriza o Poder Executivo a criar uma nova empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A., que terá por objeto a gestão dos contratos de partilha de produção e a gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, gás e de outros hidrocarbonetos fluidos da União.

Adicionalmente aos progressos mencionados acima, há dois projetos de lei sugerindo alterações à atual estrutura regulatória. O primeiro projeto (PL 5938/2009), sugere a criação do regime de partilha de produção. Os direitos de exploração e produção dos blocos a serem concedidos através dos contratos de partilha de produção podem ser realizados diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação ou mediante licitação. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo, que é o total do petróleo, gás ou hidrocarbonetos produzidos em determinado campo menos o custo do petróleo (os custos de exploração e produção de petróleo, gás e outros hidrocarbonetos serão definidos no contrato de partilha de produção, a ser reembolsado pela contratada no caso de descoberta de comercialidade) e pagamentos de royalties. Nos termos de referido contrato, todos os riscos exploratórios devem ser assumidos pela contratada. Se o contrato de partilha de produção for realizado em decorrência de uma licitação, será obrigatória a constituição de um consórcio entre a empresa vencedora, a Petrobras (que deterá uma participação mínima de 30%) e a PPSA. A Petrobras será a única operadora de todos os blocos contidos no contrato de partilha de produção (inclusive aqueles sujeitos a processo licitatório). No caso de uma jazida se estender além do bloco concedido ou contratado sob o regime de partilha de produção, referida jazida será objeto de acordo de individualização da produção, devendo os interessados, ou seja, as partes do consórcio, PPSA e ANP celebrarem o acordo de individualização da produção, de acordo com as regras estabelecidas pelo CNPE.

O segundo projeto de lei (PL nº 5940/2009), cria o Fundo Social, cujos recursos constituem basicamente a parcela do valor do bônus de assinatura que lhe for destinada pelos contratos de partilha de produção, a parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, a receita advinda da comercialização de petróleo, de gás e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei e os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades. Os recursos do

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Fundo Social devem ser aplicados na realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.

Histórico do Relacionamento com a ANP - A participação da Companhia na licitação da ANP e a obtenção das Concessões.

Em 27 de novembro de 2007, a ANP realizou a Nona Rodada de Licitações e colocou em oferta 271 blocos, distribuídos em 14 setores, totalizando cerca de 73 mil km^2 e abrangendo as seguintes nove bacias sedimentares: Campos, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Santos, Recôncavo e Rio do Peixe. Das 67 empresas inicialmente qualificadas (32 brasileiras e 35 de origem estrangeira), 42 participaram do leilão, seja em lances individuais seja como partícipes de consórcios. Foram arrematados 117 blocos por 24 empresas operadoras. Outras 12 empresas participaram de consórcios vencedores.

O valor agregado de bônus de assinatura alcançou o recorde de R$2,1 bilhões enquanto que a soma dos programas exploratórios mínimos vencedores alcançou 169.436 unidades de trabalho, o que pode ser convertido para uma estimativa em reais no valor aproximado de R$1,4 bilhão.

A Companhia participou da Nona Rodada de Licitações da ANP por meio de sua controladora Karoon Austrália, sendo qualificada segundo os critérios técnico, jurídico e financeiro pela a ANP e obtendo as cinco concessões em que atua, desde as respectivas outorgas até o presente o momento, como operadora e condutora das operações, interagindo em bases permanentes com a ANP.

As concessões obtidas pela Companhia são as seguintes:

Bloco S-M-1101 (Contrato de Concessão 48610.001383/2008-47);

Bloco S-M-1165 (Contrato de Concessão 48610.001384/2008-91);

Bloco S-M-1166 (Contrato de Concessão 48610.001385/2008-36);

Bloco S-M-1037 (Contrato de Concessão 48610.001378/2008-34); e

Bloco S-M-1102 (Contrato de Concessão 48610.001379/2008-89).

Todos os contratos de concessão acima foram firmados pela Companhia com a ANP em 12 de março de 2008, tendo em vista que somente empresas brasileiras, com sede e administração no Brasil podem ser parte em Contrato de Concessão para a exploração de petróleo e gás no Brasil.

Questões Tributárias no Brasil

Introdução

Desde a edição da Lei do Petróleo, alterações significativas e benefícios na tributação das atividades de petróleo e gás vieram a efeito. O componente principal da tributação do petróleo é a participação governamental, composta do bônus de assinatura, pagamento pela ocupação de áreas, royalties e participação especial. Desde a Lei do Petróleo foram introduzidos benefícios fiscais envolvendo os tributos indiretos, que são muito complexos e, no Brasil, podem ser responsáveis por um aumento significativo nos custos de projetos. Os tributos diretos, por sua vez, correspondem, notadamente, ao Imposto sobre a Renda ("IR") e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("CSLL").

Aspectos Tributários Relevantes nas atividades de exploração e produção

O regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás no Brasil ("REPETRO") tem como finalidade reduzir a carga fiscal das empresas que atuam nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás.Tal redução de carga fiscal é oferecida por meio da suspensão total dos tributos federais normalmente incidentes na importação de determinados equipamentos (plataformas, alguns equipamentos submersos, dentre outros), desde que determinados requisitos legais sejam cumpridos. Por exemplo, é obrigatório que os bens importados pela empresa brasileira beneficiária do REPETRO sejam de propriedade de pessoa sediada no exterior.

Em 2007, a legislação relativa à incidência do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual, Intermunicipal e de Comunicação ("ICMS") sobre equipamentos importados por meio do REPETRO foi alterada significativamente pelo Convênio ICMS n.º 130/07, o qual permitiu que o ICMS sobre bens importados temporariamente sob o REPETRO fosse reduzido na fase de produção ou totalmente isento na fase de exploração.

As modificações do Convênio ICMS n.º 130/07 devem ser ratificadas por cada um dos Estados brasileiros. O Estado do Rio de Janeiro, por exemplo, ratificou o Convênio ICMS n.º 130/2007, incorporando-o à legislação estadual por meio do Decreto n.º 41.142, de 23 de janeiro de 2008.

A fim de evitar potenciais perdas no recolhimento de tributos em virtude de tratamentos especiais concedidos à indústria de petróleo e gás, o Estado do Rio de Janeiro editou a Lei n.º 4.117/03 ("Lei Noel"), instituindo a cobrança do ICMS sobre a extração de petróleo. A referida lei foi regulamentada pelo Decreto n.º 34.761/04, que acabou sendo suspenso, por período indeterminado, pelo Decreto n.º 34.783/04. O Estado do Rio de Janeiro pode, a qualquer tempo, optar por aplicar a Lei Noel e regulamentá-la, entretanto, é importante ressaltar que a constitucionalidade desta lei está sendo discutida no Supremo Tribunal Federal, por meio da ação direta de inconstitucionalidade n.º 3.019.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Consórcio

A indústria de petróleo e gás no Brasil é caracterizada pela presença de diversas empresas organizadas em consórcios com o intuito de redução dos riscos incorridos nas atividades de exploração, desenvolvimento e produção. Do ponto de vista da legislação tributária brasileira, um consórcio não é considerado um contribuinte independente, o que significa que todas as receitas, os custos e os benefícios fiscais associados à sua atividade devem ser rateados (*pro rata*) entre os seus participantes.

(b) política ambiental da Companhia *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

Questões Ambientais no Brasil

A política ambiental brasileira é implementada a nível federal, estadual e municipal e, consequentemente, todas as empresas que realizam suas atividades em território nacional estão sujeitas a extensa regulação ambiental e respectivos requisitos de licenciamento de suas atividades.

O IBAMA é a agência responsável pela implementação da política ambiental a nível federal. Os estados e municípios contam com suas próprias agências ambientais, as quais dispõem de poderes para analisar as propostas de atividades e emitir as respectivas licenças, assim como para realizar fiscalizações e impor restrições e penalidades nas áreas que não estejam sob a jurisdição exclusiva do IBAMA.

De acordo com a legislação ambiental do Brasil, as atividades ou empreendimentos que utilizem recursos naturais ou que sejam considerados poluidores ou potencialmente poluidores estão sujeitos ao licenciamento ambiental. O IBAMA é órgão responsável pela emissão das licenças ambientais para os empreendimentos ou atividades que possam gerar impactos ambientais de abrangência nacional ou regional, ou que estejam localizados no mar territorial ou na plataforma continental do país (tais como os projetos de exploração, desenvolvimento e produção marítima de petróleo e gás). A manutenção dessas licenças ambientais enseja a apresentação periódica de determinados documentos ao IBAMA, incluindo relatórios de monitoramento de segurança e poluição.

Nos termos da Resolução nº 23, de 07 de dezembro de 1994, promulgada pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente ("CONAMA"), o procedimento de licenciamento ambiental para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás consiste em quatro etapas, através dos quais as seguintes licenças deverão ser obtidas: (1) licença prévia para perfuração; (2) licença prévia de produção para pesquisa; (3) licença de instalação; e (4) licença de operação. Adicionalmente, a Resolução CONAMA nº 350, de 06 de julho de 2004, regula a licença de operação para atividades sísmicas, a qual, juntamente com a licença prévia para perfuração e licença prévia de produção para pesquisa, é exigida anteriormente à fase de pesquisa. A licença de instalação autoriza o início da construção das instalações de produção e escoamento, já a licença de operação autoriza o início e manutenção das atividades operacionais, devendo esta ser periodicamente renovada. Além disso, de acordo com a Resolução CONAMA nº 306, de 05 de julho de 2006, conforme alterada pela Resolução CONAMA nº 381, de 14 de dezembro de 2006, as plataformas petrolíferas e suas instalações de suporte estão sujeitas a auditorias ambientais independentes e obrigatórias.

De acordo com a legislação brasileira, a falha em manter uma licença ambiental válida é um crime ambiental. Qualquer atraso ou recusa do órgão de licenciamento ambiental na emissão ou renovação uma licença, ou mesma a incapacidade de atender a uma exigência da autoridade ambiental durante o processo de obtenção da licença, poderá impactar adversamente ou impedir o regular andamento de uma determinada atividade.

O licenciamento ambiental para atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás está sujeito, dentre outras diversas exigências, à preparação do Estudo Prévio de Impacto Ambiental e do Relatório de Impacto Ambiental ("RIMA"), bem como à implementação de medidas mitigantes e compensatórias para os impactos ambientais causados pelo empreendimento ou atividade. No que tange às medidas compensatórias, a Companhia também é obrigada a alocar fundos para a implementação e manutenção de áreas de conservação em um montante proporcional aos impactos ambientais causados pelas operações da Companhia (referido montante foi previamente estipulado em 0,5% do custo total orçado para a implementação do empreendimento).

Além das exigências de licenciamento ambiental, de acordo com a legislação brasileira, as pessoas ou entidades cujas condutas ou atividades prejudiquem o meio ambiente estão sujeitas a sanções criminais e administrativas, bem como ao ônus de quaisquer custos necessários para a reparação dos danos causados. Os agentes que cometam crimes contra o meio ambiente estão sujeitos a penalidades e sanções que variam de multas a prisão (para pessoas físicas); suspensão ou interrupção das atividades ou proibição de contratar com a administração pública pelo o prazo de até dez anos (para pessoas jurídicas). As agências governamentais de proteção ambiental também podem impor sanções administrativas àqueles que não obedecerem às leis e regulamentos ambientais, incluindo, dentre outras:

- multas (até R$ 50 milhões – ou mais, se houver reincidência);
- suspensão parcial ou total das atividades;
- custeio de trabalhos de recuperação e projetos ambientais;
- lacração de estabelecimentos ou empreendimentos;
- demolição de obras;
- suspensão ou anulação das licenças;
- perda ou restrições a incentivos ou benefícios fiscais;
- perda ou suspensão da participação em linha de financiamento em estabelecimentos oficiais de crédito; e
- proibição de contratar com administração pública.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

De acordo com a legislação civil, a responsabilidade, direta ou indireta, solidária e objetiva, é imposta aos danos ambientais efetivamente ocasionados pela atividade. Consequentemente, a obrigação de reparar os danos causados pode afetar todos os que direta ou indiretamente deram causa ao dano, independente da culpa de cada uma das partes. Como resultado, uma penalidade poderá ser imposta contra inúmeras partes, independente de sua culpa. A título exemplificativo, a contratação de terceiros para executar qualquer parte das operações da Companhia não a eximiria da responsabilidade pelos danos ambientais potenciais causados pelo contratado.

Política e práticas ambientais da Companhia

A Companhia tem compromisso com o cumprimento das obrigações e a minimização do impacto causado pelo exercício de suas atividades ao meio ambiente e às comunidades locais. Para esse fim, a Companhia possui uma equipe experiente, que vai lidar com esses assuntos, além de ter contratado uma equipe especializada em saúde, segurança e meio ambiente, para auxiliar na formulação de melhores práticas e políticas para os temas. Abaixo estão relacionadas referências específicas sobre os principais custos envolvidos no cumprimento de normas ambientais no Brasil e no Peru.

No Brasil, a Companhia contratou a Ecology Brasil para a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental, em consonância com os requisitos previstos na CGPEG/IBAMA TOR 03/09, para obter as licenças necessárias para o exercício da atividade de plataforma de petróleo nos blocos BM-S-61, 62, 68, 69 e 70 na Bacia de Santos. O custo previsto para o referido estudo é de aproximadamente R$ 540 mil.

No Peru, a Companhia contratou a Walsh Peru S.A. para prestar serviços de consultoria técnica para elaborar o Estudo de Impacto Ambiental para o bloco Z-38. O propósito desse estudo é determinar todas as conseqüências causadas ao meio ambiente marinho pela atividade de perfuração. O estudo tem o objetivo estabelecer medidas para prevenir e mitigar tais efeitos. O Estudo de Impacto Ambiental está de acordo com as exigências ambientais do Peru, dispostas no DS 015-2006-MS (Decreto Supremo) - Regulamento de Proteção Ambiental para Atividades que utilizam Hidrocarbonetos, no Regulamento de Participação Cidadã (RM 012-2008-MEM/DM) e no Guia para a Elaboração de Avaliações de Impacto Ambiental e Diretrizes de Relações na Comunidade. O custo para este estudo será de aproximadamente US$ 380 mil.

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia

Contratos de Concessão

A Companhia é parte de diversos contratos de concessão para exploração de blocos de petróleo. Em 12 de março de 2008, a Companhia firmou os seguintes contratos de concessão junto à ANP: Nº 48610.001378/2008-34, referente ao bloco S-M-1037 (com área de 173.40132 km²), Nº 48610.001379/2008-89, referente ao bloco S-M-1102 (com área de 173.22090 km²), Nº 48610.001383/2008-47, referente ao bloco S-M-1101 (com área de 173.22090 km²), Nº 48610.001384/2008-91, referente ao bloco S-M-1165 (com área de 173.03966 km²), e Nº 48610.001385/2008-36, referente ao bloco S-M-1166 (com área de 173.03966 km²).

Todos os cinco contratos de concessão supramencionados foram firmados pela Companhia para que esta pudesse exercer as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nos blocos licitados e arrematados pela Karoon Austrália (controladora indireta da Companhia) na 9ª rodada de licitações da ANP, que ocorreu em 2007.

Os contratos de concessão têm duração de até 34 anos, compreendendo duas fases: (1) exploração; e (2) produção. A fase de exploração pode durar de três a sete anos, divididos em dois períodos, enquanto a fase de produção, que inclui a etapa de desenvolvimento, pode durar até 27 anos (os prazos poderão ser prorrogados mediante autorização da ANP). Nos cinco contratos mencionados acima, a fase de exploração tem duração máxima de 5 anos, enquanto a fase de produção durará 27 anos, podendo ser reduzida ou prorrogada, de acordo com os termos dos referidos contratos.

Os principais termos e condições dos contratos de concessão estão previstos no Artigo 43 da Lei do Petróleo, e incluem: (1) a definição do bloco objeto da concessão; (2) prazo de duração da fase de exploração e produção e as condições para a sua prorrogação; (3) o programa de trabalho e o volume de investimento previsto; (4) as obrigações do concessionário quanto às participações; (5) a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase; (6) a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens; (7) os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato; (8) a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativas às atividades desenvolvidas; (9) os procedimentos relacionados com a transferência do contrato; (10) as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional; (11) os casos de rescisão e extinção do contrato; e (12) as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Os direitos e obrigações das partes estão definidos no contrato de concessão e na regulamentação emitida pela ANP. Dentre os principais direitos da concessionária estão: (1) a exclusividade para perfuração e produção na área concedida; (2) a propriedade do petróleo e gás produzidos na área de concessão; (3) o direto de vender os hidrocarbonetos produzidos; e (4) o direito de exportar hidrocarbonetos, desde que as empresas se enquadrem nas exigências da legislação específica. Entretanto, o contrato de concessão prevê que, no caso de risco de haver falta de abastecimento de combustível no Brasil, a ANP poderá determinar que os concessionários satisfaçam as necessidades do mercado interno.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Entre as principais obrigações da concessionária estão: (1) a de assumir os custos e riscos inerentes a exploração de produção de hidrocarbonetos, incluindo a responsabilidade sobre os danos ambientais; (2) o de cumprimento das exigências relativas à aquisição de ativos e serviços dos fornecedores internos; (3) o de cumprimento das exigências relativas à execução do programa exploratório mínimo imposto ao vencedor da oferta; (4) as atividades para conservação dos reservatórios; (5) a apresentação dos relatórios periódicos para a ANP; (6) o pagamento das taxas de participação ao governo; (7) a responsabilidade sobre os custos associados ao abandono e desativação das instalações; (8) adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer as normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, dentre outros.

Em razão dos contratos de concessão, a Companhia precisa fornecer à ANP garantias financeiras na forma de cartas de crédito ou participação assegurada para os casos de não cumprimento com as exigências do contrato de concessão. O compromisso financeiro agregado relacionado à primeira fase do programa mínimo de exploração de todos os atuais contratos de concessão celebrados pela Companhia no Brasil representa aproximadamente R$ 13,9 milhões. O montante de garantias financeiras para a segunda fase do programa será determinado anteriormente ao início da referida fase, de acordo com as práticas de mercado vigentes.

Ademais, um seguro com cobertura total deve ser mantido pela Companhia durante a vigência dos contratos de concessão com relação a ativos, pessoal, operação e execução, proteção ambiental, devolução da área concedida, descontinuidade das atividades e desocupação das áreas concedidas, bem como a remoção e reversão dos ativos. Os contratos de seguro devem incluir uma cláusula de sub-rogação em benefício da ANP.

A Karoon Austrália, empresa que apresentou as ofertas na 9ª rodada de licitações da ANP, apresentou sua proposta para o programa de trabalho e investimento, englobando o programa exploratório mínimo a ser cumprido pela Companhia (que foi constituída devido ao resultado da licitação – em que a Karoon Austrália arrematou os cinco blocos e precisou constituir uma sociedade brasileira) na fase de exploração, sob pena de devolução das áreas, execução das garantias financeiras e rescisão dos contratos de concessão. Para fins de cumprimento do programa exploratório mínimo, podem ser utilizados dados não exclusivos como sísmica 2D e 3D, reprocessamento de dados, sísmicos em profundidade PSDM, geoquímica e eletromagnético de fonte controlada. As garantias financeiras apresentadas à ANP para cobrir o primeiro período de exploração somam R$13,9 milhões, valor este englobando a totalidade dos contratos de concessão em que a Companhia é signatária. Para mais informações acerca dessas garantias, veja o item 10.1 f deste Formulário de Referência.

Foram pagos à ANP R$30,0 milhões a título de bônus de assinatura, valor este ofertado durante a 9ª rodada de licitações para a outorga dos contratos de concessão.

Os contratos de concessão podem ser rescindidos antecipadamente nos seguintes casos: (1) expropriação pelo governo em razão de interesse público (de acordo com a Constituição Federal); (2) cassação da concessão (nos termos do contrato de concessão); (3) declaração de falência ou insolvência ou requerimento de recuperação judicial pela Companhia ou seus parceiros; ou (4) descumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, pela Companhia ou seus parceiros. No último caso, os contratos de concessão podem ser rescindidos caso a Companhia ou seus parceiros deixarem de remediar qualquer violação de suas obrigações contratuais dentro de período não inferior a noventa dias. Como consequência da rescisão, a Companhia responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, na forma da lei (Lei n.º 9.847, de 26 de outubro de 1999 ou "Lei n.º 9.847/99") e do contrato de concessão, devendo ainda devolver as áreas de concessão, nos termos previstos no contrato. Não sendo grave ou reiterado o descumprimento pela Companhia, ou revelador de imperícia, imprudência ou negligência contumazes, ou se ficar constatado que houve ação diligente no sentido de corrigir o descumprimento, a ANP poderá optar pela aplicação de sanções administrativas e pecuniárias segundo a regulamentação aplicável, em especial a Portaria ANP n.º 234, de 12 de agosto de 2003, e a Lei n.º 9.847/99, em que são definidos, dentre outros aspectos, os casos de advertência e multa, o procedimento para sua aplicação por meio de auto de infração, os prazos para correção de falhas e pagamento das multas, os juros de mora e outras consequências do não pagamento das mesmas multas e os pedidos de reconsideração e recursos, garantidos os princípios do contraditório e da ampla defesa. As obrigações contratuais que não possam ser cumpridas em razão de circunstâncias imprevisíveis ou de força maior não serão interpretadas como infração contratual.

De acordo com o contrato de concessão, as partes devem acordar em submeter qualquer conflito decorrente do contrato de concessão ou a ele relacionado a um procedimento de arbitragem "*ad hoc*". A arbitragem será realizada por três árbitros, na cidade do Rio de Janeiro, no idioma português, em conformidade com a Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996 (Lei de Arbitragem) e o Regulamento da Corte de Arbitragem da Câmara Internacional de Comércio.

A Lei do Petróleo e o contrato de concessão determinam que a devolução das áreas, assim como a reversão de bens, não implicará em ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, bens móveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. Assim, todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrantes da área de concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis de acordo com as regras aplicáveis para o cálculo da participação especial[1] e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público, reverterão à posse e propriedade da União e à administração da ANP. O concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

De acordo com os Contratos de Concessão firmados pela Companhia e a ANP, a Companhia deverá pagar as seguintes Participações Governamentais e de Terceiros por Contrato de Concessão:

1 A participação especial é a compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade e é calculada com percentuais variados aplicados sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

a) royalties no montante correspondente a 10% (dez por cento) da Produção de Petróleo e Gás Natural em cada Campo na Área da Concessão, a partir da Data de Início da Produção respectiva;
b) participação especial no montante definido no Decreto No. 2.705/98;
c) pagamento pela Ocupação ou Retenção da Área de Concessão: i) na Fase de Exploração, no montante de R$779,81 (setecentos e setenta e nove reais e um centavo) por quilometro quadrado ou fração da área de concessão, com o aumento previsto no Decreto No. 2.705/98 no caso de prorrogação; ii) no período de Desenvolvimento da Fase de Produção, no montante de R$1.559,62 (um mil, quinhentos e cinqüenta e nove reais e sessenta e dois centavos); e iii) na Fase de Produção, no montante de R$7.798,10 (Sete mil, setecentos e noventa e oito reais e dez centavos); e
d) pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente a 1% (um por cento) da Produção de Petróleo ou Gás Natural, de acordo com a legislação brasileira aplicável.

Nos termos dos Contratos de Concessão, a Companhia se comprometeu a adquirir bens e serviços de fornecedores brasileiros da seguinte forma:

a) Para cada Bloco integrante da área de concessão, durante a fase de exploração, comprará de fornecedores brasileiros um montante de bens e serviços, de forma que a porcentagem dos investimentos locais mínimos sejam, respectivamente, 70 % (setenta por cento) em terra, 51 % (cinqüenta e um por cento) em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros e 37 % (trinta e sete por cento) em águas rasas com profundidade entre 100 e 400 metros e em águas profundas. Para o cumprimento do percentual global de conteúdo local contratado na fase de exploração, torna-se obrigatória a realização dos percentuais de conteúdo local dos itens e sub-itens especificados na planilha fornecida pela Companhia.

b) Para cada Bloco integrante da área de concessão, durante a etapa de desenvolvimento, comprará de fornecedores brasileiros um montante de bens e serviços, de forma que a porcentagem dos investimentos locais mínimos sejam, respectivamente, 77 % (setenta e sete por cento) em terra, 63 % (sessenta e três por cento) em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros, e 55 % (cinquenta e cinco por cento) em águas rasas com profundidade entre 100 e 400 metros e em águas profundas. Para o cumprimento do percentual global de conteúdo local contratado na fase de desenvolvimento, torna-se obrigatória a realização dos percentuais de conteúdo local dos itens e sub-itens especificados na planilha fornecida pela Companhia.

Propriedade Intelectual

No Brasil, a propriedade de uma marca adquire-se somente pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial ("INPI"), órgão responsável por registros de marcas, concessão de patentes, averbação de contratos de transferência de tecnologia e de franquia empresarial, e por registros de programas de computador, desenho industrial e indicações geográficas, de acordo com a Lei nº 9.279, de 14 de maio de 1996 e a Lei nº 9.609, de 19 de fevereiro de 1998, sendo assegurado ao titular seu uso exclusivo em todo o território nacional por um prazo determinado de 10 anos, passível de sucessivas renovações, uma vez concedido o registro. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito para utilização das marcas depositadas aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços.

A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias.

A Companhia depositou no INPI pedidos de registro das marcas “Karoon Petróleo & Gás”, “Karoon Brasil” e “Karoon” (tanto nominativas como compostas, acompanhadas do logo da Companhia) nas classes 04, 35, 37 e 42. Possuímos no Brasil os nomes de domínio “www.karoonbrasil.com.br” e “www.karoonbrazil.com.br”, devidamente registrados junto ao Núcleo de Informações e Coordenação do Ponto Br – NIC.br (NICBR), que é uma associação civil sem fins lucrativos responsável pelo registro de domínio no Brasil. Não possuímos quaisquer outros direitos sobre propriedade intelectual no Brasil.

Para informações sobre royalties previstos nos contratos de concessão de blocos exploratórios no Peru, ver item 7.8 deste Formulário de Referência.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

Não aplicável. A Companhia ainda não obtém receitas de suas atividades no Brasil e ainda não possui atividades no Peru ou em qualquer outro país.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Regulação no Peru

Estrutura Legislativa Peruana

As indústrias de petróleo e gás no Peru estão sujeitas a uma extensa legislação que regulamenta as operações, propriedade da terra, exploração, desenvolvimento, produção, refino, transporte e marketing, determinada por vários níveis do governo, incluindo a Lei Geral do Meio Ambiente (*Ley del Medio Ambiente*), a Lei dos Hidrocarbonetos Orgânicos (*Ley Orgánica de Hidrocarburos*) e as Legislações Ambientais para Atividades de Hidrocarbonetos (*Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales*).

Lei Geral do Meio Ambiente

A Lei Geral do Meio Ambiente compõe a principal estrutura legislativa para gestão ambiental do Peru, estabelecendo os princípios e regras básicas para garantir o efetivo exercício do direito da população Peruana a um Meio Ambiente saudável e equilibrado. A Lei Geral do Meio Ambiente também regulamenta os deveres referentes a proteção ao Meio Ambiente, com o objetivo de aumentar a qualidade de vida da população Peruana e atingir o desenvolvimento sustentável. A Lei Geral do Meio Ambiente é complementada por regulamentações ambientais que gerem a atividade de hidrocarbonetos, incluindo padrões ambientais específicos aos quais os operadores devem aderir. Estas regulamentações também determinam as sanções apropriadas a serem efetuadas pelo Órgão Supervisor para Investimentos em Energia e Minerais, ou Osinergmin ("OSINERGMIN") no caso de um operador falhar ao obedecer aos padrões. De um modo geral, o OSINERGMIN é responsável por garantir o enquadramento as regras ambientais aplicáveis as atividades com hidrocarbonetos, enquanto que o Ministério das Minas e Energia *Ministerio de Energía y Minas*) é responsável por publicar os padrões a serem seguidos.

Lei dos Hidrocarbonetos Orgânicos

A legislação da Lei dos Hidrocarbonetos Orgânicos cobre todos os aspectos das operações petrolíferas, define os papéis das agências e autoridades do governo Peruano que regulam e interagem com a indústria do petróleo e gás, exige que os investimentos no setor petrolífero sejam feitos exclusivamente por investidores privados (nacionais ou estrangeiros), e garante que a promoção do desenvolvimento das atividades com hidrocarbonetos sejam baseadas na liberdade de competição e no livre acesso a todas as atividades econômicas. Esta legislação define que a atividade de exploração seja feita sob licença da Perupetro e que o transporte por gasodutos e distribuição de gás sejam feitos por concessões concedidas pelas autoridades governamentais competentes. Todas as outras atividades petrolíferas precisam de autorização e estão sujeitas a padrões ambientais e de segurança locais e internacionais. Até o momento, a Companhia não celebrou um contrato de concessão.

Segundo a Lei dos Hidrocarbonetos Orgânicos, o Peru é o proprietário dos hidrocarbonetos localizados abaixo da superfície de seu território. Entretanto, o Peru cedeu o direito de extração dos hidrocarbonetos a Perupetro, uma corporação controlada pelo governo Peruano com o direito de ser parte nos contratos para a exploração e/ou aproveitamento de hidrocarbonetos de forma a promover estas atividades no Peru. A Perupetro possui o direito de estabelecer contratos para a exploração e aproveitamento de hidrocarbonetos em nome do Peru. O Governo Peruano também é parte atuante das operações petrolíferas através do envolvimento do Ministério das Minas e Energia, que constitui o aparato executivo do Governo Peruano responsável por estabelecer as políticas de energia, mineração e a proteção ambiental relacionada, decretando as regulamentações aplicáveis ao todos estes setores e supervisionando o atendimento as políticas e regras. O OSINERGMIN é a entidade do governo que fiscaliza os aspectos legais e técnicos das atividades com hidrocarbonetos no Peru, e a Direção Geral de Hidrocarbonetos, ou DGH, é a agência do Ministério das Minas e Energia responsável por definir o desenvolvimento ideal dos campos de petróleo e gás. A Companhia está sujeita às leis e regulamentações de cada um destes órgãos e agências.

Legislações Ambientais para Atividades com Hidrocarbonetos

As Legislações Ambientais para Atividades com Hidrocarbonetos inferem que as empresas participantes na implementação de projetos, desenvolvimento de trabalhos e operação de instalações relativas a atividades com hidrocarbonetos são responsáveis pela emissão, descarga e eliminação de resíduos no Meio Ambiente. As empresas devem submeter um relatório anual, correspondente ao ano anterior, demonstrando a conformidade com a legislação ambiental vigente.

Contratos de Licenciamento

A Perupetro, autorizada pelo Estado Peruano a ser uma parte contratual, normalmente estabelece contratos de licenciamento ou de serviço para exploração e aproveitamento de hidrocarbonetos. As leis do Peru também permitem outros modelos de contrato, mas estes precisam ser autorizados pelo Ministério das Minas e Energia. Atualmente a Companhia opera somente sob contratos de licenciamento e não pretende operar sob contratos de prestação de serviço no futuro próximo. Uma empresa precisa ser qualificada pelo Perupetro para fazer parte de contratos de exploração e produção de hidrocarbonetos no Peru. Para se qualificar, a empresa deve atender determinadas qualificações. Estas qualificações normalmente exigem que as empresas tenham capacidades técnicas, legais, econômicas e financeiras para atender todas as obrigações contratuais. Quando o operador é um investidor estrangeiro, se faz necessária a incorporação de uma subsidiária ou filial estabelecida de acordo com as leis Peruanas e a nomeação de representantes que irão interagir com a Perupetro.

A Perupetro analisa a qualificação para cada contrato a ser assinado por uma empresa. Quando sob um contrato de licenciamento, o licenciado é o proprietário dos hidrocarbonetos extraídos na área contratual durante as operações. Entretanto, a Perupetro tem direito a reter uma parte da produção se os *royalties* correspondentes não forem pagos. O licenciado pode vender os hidrocarbonetos como quiser, sujeito a limitações em caso de emergências naturais de acordo com a legislação.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Termos dos Contratos de Licenciamento

O estabelecimento de contratos de licenciamento assim como quaisquer emendas ou cessões, de parte ou da totalidade da licença, dependem de aprovação prévia do governo Peruano através de um decreto supremo dos Ministérios das Minas e Energia e da Economia e Finanças.

Os termos de um contrato de licenciamento estão divididos em (1) uma fase de exploração, que dura até sete anos da data de efetivação do contrato de licenciamento e, em casos excepcionais, pode ser ampliada por mais três anos, uma vez que o operador tenha cumprido o plano de desenvolvimento mínimo e está disposto a cumprir um programa adicional que justifique a ampliação de acordo com a legislação aplicável; e (2) uma fase de desenvolvimento e produção, que dura até 30 anos da data de efetivação para petróleo e 40 anos da data de efetivação para gás não-associado e/ou condensados.

A fase de exploração é composta de várias fases sucessivas de exploração de acordo com o contrato de licenciamento: os períodos da fase de exploração, cada um submetido a requisitos mínimos de trabalho e que podem ser ampliados pelo operador em até seis meses se o operador for incapaz de cumprir os requisitos por motivos técnicos ou econômicos. Além disso, nos termos da Lei de Hidrocarbonetos Orgânicos, o operador pode obter uma extensão de três anos da fase de exploração de um contrato de licenciamento, uma vez que ele tenha atendido os programas mínimos de trabalho nos quatro períodos de exploração da respectiva fase.

Se durante a fase de exploração, o operador descobrir hidrocarbonetos que não sejam economicamente viáveis em função de limitações de transporte, ele pode requerer um período de suspensão de até cinco anos de modo a viabilizar os meios de transporte. Ademais, o operador ainda pode requerer um período de suspensão de até dez anos se descobrir gás não-associado e condensados durante a fase de exploração de modo a desenvolver o mercado para estas descobertas. Qualquer período de suspensão concedido pela Perupetro irá estender os termos do contrato de Licenciamento pelo número de anos equivalentes. Além disso, o início de qualquer período de suspensão termina a fase de exploração.

Uma vez que o operador faça uma descoberta comercial antes da expiração da fase de exploração, o período da fase de desenvolvimento e produção começa na data após o completar da fase de exploração (incluindo qualquer extensão) e expira 30 anos a partir da data de efetivação da licença no caso de uma descoberta de petróleo ou 40 anos a partir da data de efetivação da licença no caso de uma descoberta comercial de gás não-associado e/ou condensados. Se uma descoberta comercial não acontecer antes do fim da fase de exploração, e um período de suspensão não foi pedido ou concedido, o contrato de licenciamento encerrará ao fim daquela fase de exploração.

Exploração

Os contratos de licenciamento definem metas mínimas de exploração, ou EWUs, que devem ser atingidas pelo operador em cada fase de exploração. As EWUs são valores numéricos que representam a compleição de níveis de atividade exploratória que o operador concordou em atingir nos programas mínimos de trabalho.

As EWUs que resultam de atividades sísmicas em 2D ou 3D ou de perfuração de poços de exploração que excedam o programa de trabalho mínimo durante qualquer período de fase de exploração podem ser incluídas nas EWUs a serem realizadas nos períodos subsequentes. Poços de exploração perfurados durante o terceiro e quarto período de exploração devem ser considerados completos uma vez que o operador atinja (1) uma profundidade vertical mínima de 2.000 metros da superfície, ou (ii) um mínimo de 100 metros dentro do embasamento, o que acontecer primeiro. O termo embasamento é usado neste contexto para descrever o embasamento granítico ou o estrato Pré-cambriano no ponto em que existam rochas vulcânicas ou metamórficas, ao contrário dos clásticos e carbonatos evidenciados em litologias mais jovens.

Desenvolvimento e Produção

Se o operador faz uma descoberta comercial antes do fim da fase de exploração, ele deve notificar a Perupetro e fornecer um plano inicial de desenvolvimento para a consequente fase de desenvolvimento e produção, definindo, entre outras coisas, a data estimada do início da extração comercial, as características dos hidrocarbonetos descobertos, o número de poços de extração e sua capacidade de produção, o detalhamento de qualquer projeto para construir um duto que transportará os hidrocarbonetos a um local de venda, um duto de terceiros ou um ponto de exportação, todos os sistemas de transporte necessários para se transportar os hidrocarbonetos produzidos do bloco a um ponto de venda da produção, a um duto construído pela própria empresa ou terceiros, e uma estimativa de investimentos, custos e gastos necessários para explorar aquela descoberta comercial. Se o operador faz uma descoberta comercial antes do fim da fase de exploração, suas obrigações relativas ao desenvolvimento da descoberta são aditivas as suas correntes obrigações da fase de exploração atual.

Além disso, antes do fim de cada ano calendário, o operador deve submeter à Perupetro um programa anual de atividades e um orçamento detalhado para: (1) o plano de desenvolvimento para o ano calendário seguinte, (2) as atividades de exploração necessárias para descobrir reservas adicionais, e (3) as atividades de desenvolvimento e/ou produção a serem completados nos próximos cinco anos calendário. O operador precisa cumprir os programas de atividades anuais submetidos à Perupetro.

Renúncia de Direitos

Uma vez que o operador tenha completado as suas obrigações de atividades mínimas dentro da fase de exploração corrente, e fornecendo aviso prévio a Perupetro com 30 dias de antecedência, o operador pode renunciar ao respectivo bloco a Perupetro. O operador também pode renunciar ao direito de parte dos blocos a qualquer momento, com aviso prévio de 30 dias a Perupetro.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

De acordo com a Licença Z-38 (conforme abaixo definida), a licenciada é obrigada a renunciar pelo menos 20% do bloco no final do terceiro período de exploração e mais 30% do bloco original após o final do quarto período de exploração, enquanto que de acordo com a Licença 144 (conforme abaixo definida), a licenciada é obrigada a renunciar pelo menos 20% do bloco no final do segundo período de exploração e mais 30% do bloco original após o final do terceiro período de exploração.

Segundo os contratos de licenciamento, ao fim da fase de exploração o operador tem direito a manter os campos que descobriu mais a área de 5 quilômetros dos arredores e deve renunciar as partes remanescentes do bloco. Entretanto, o operador pode manter as partes do bloco as quais não renunciou, se houver o comprometimento de escavar ao menos um poço exploratório ou realizar cinco EWUs para cada 10.000 ha do bloco a cada dois anos. As áreas renunciadas voltam ao Governo Peruano.

Se o operador renuncia a todo o bloco ou o abandona sem completar as obrigações mínimas de atividade de acordo com o período da fase de exploração atual, a Perupetro irá executar as garantias bancárias que cobrem tais obrigações e cancelar a respectiva licença.

Rescisão

Um contrato de licenciamento pode ser rescindido:

- por acordo expresso entre as partes;
- pela Perupetro se o operador pedir proteção contra processos de credores e a Perupetro definir que seus direitos referentes ao contrato de licenciamento não estão protegidos; ou
- tanto pela Perupetro quanto pelo operador se a outra parte falhar em atender as obrigações do licenciamento exceto por força maior, e tal inadimplência permanece após um período de 60 dias do aviso de rescisão. Dentro de 30 dias do recebimento do aviso rescisório, uma parte pode recorrer à arbitragem se existir disputa quanto da ocorrência da inadimplência, sendo o período de cura de 60 dias suspenso até o fim da arbitragem.

O contrato de licenciamento será rescindido na ocorrência de qualquer dos seguintes eventos:

- o operador não executa o programa mínimo de atividades para qualquer período da fase de exploração, sem motivo satisfatório para a Perupetro, e para o qual nenhum programa de atividades alternativo foi aprovado pela Perupetro;
- uma descoberta comercial não tenha sido divulgada antes da expiração da fase de exploração ou período de suspensão;
- o operador não entregue a Perupetro uma garantia antes do início da correspondente fase de exploração ou, no caso do primeiro período de exploração, antes data que a licença é publicada, ou se a garantia não for mantida em vigor e não substituída em até 15 dias úteis do recebimento pelo licenciado do pedido de troca pela Perupetro;
- o operador não complete o programa mínimo de atividades para um período da fase de exploração ou abandone ou renuncie a todo o bloco antes de completar o programa mínimo de atividades, exceto como resultado de razões técnicas aprovadas pela Perupetro, e a execução pela Perupetro das garantias correspondentes aquele período da fase de exploração;
- o operador não consegue completar o programa mínimo de atividades por motivo de força maior da fase do período da fase de exploração correspondente em um prazo de 12 meses a contar do início de tal motivo de força maior e se utilize de seu direito de rescindir a licença, contanto que um aviso prévio com 30 dias de antecedência a data da renúncia seja dado a Perupetro;
- no caso de insolvência, falência, dissolução ou liquidação do licenciado ou do operador, a menos que o licenciado ou o operador enviem à Perupetro um pedido de transferência de sua participação em até 15 dias úteis de tal ocorrência; ou
- no evento em que uma arbitragem decida a existência de uma inadimplência, que não seja curada no prazo devido, ou no evento de uma arbitragem declarar a rescisão do contrato de licenciamento.

No caso de rescisão dos contratos de licenciamento, o operador deve atribuir a Perupetro, sem ônus, todos os seus bens imóveis e determinados equipamentos e instalações, que possam permitir a continuidade das operações previstas nos contratos de licenciamento, ou permitir que tais equipamentos e instalações sejam utilizados para manter tais operações. Além disso, todos os direitos e obrigações do licenciamento se encerram quando da rescisão, dado que o operador ainda tenha direito a quaisquer hidrocarbonetos produzidos antes da rescisão. Por conseguinte, as garantias recebidas quando do licenciamento permanecem vigentes após a rescisão.

Acordos de Avaliação Técnica

A Perupetro também concede acordos de avaliação técnica. Estes acordos dão ao operador o direito de realizar avaliações técnicas das áreas previstas no acordo com a possibilidade de firma de um contrato de licenciamento caso estas avaliações indiquem um potencial para operações lucrativas. Os termos do acordo de avaliação técnica dependem do volume e natureza das atividades a serem realizadas.

Legislação Recente

Uma nova legislação do Peru foi promulgada pelo Decreto Supremo 088-2009 de 13 de dezembro de 2009 a respeito dos testes em poços e queima de gás. A nova legislação exige que todos os novos poços sejam colocados em ensaios de produção por até seis meses. Se o operador acredita que um período de testes mais longo seja necessário para avaliar apropriadamente a capacidade produtiva do campo, e consegue justificar tecnicamente tal necessidade, um

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

pedido de ensaio de produção estendido deve ser encaminhado ao DGH. O processo de aprovação para uma permissão de ensaio de poço estendido requer que o DGH peça a opinião da Perupetro sobre a justificativa técnica para o ensaio de poço estendido. Após o período inicial de seis meses ou após um programa aprovado de ensaio estendido de poço expirar, o operador deverá ter o equipamento de reinjeção de água e gás instalado para continuar a operar o poço de acordo com a legislação ambiental vigente.

A nova legislação também define um período de transição aplicável a ensaios de poços acontecendo na data do Decreto Supremo, e diz que (i) dentro de 30 dias úteis da promulgação do Decreto Supremo (25 de janeiro de 2010), operadores realizando um ensaio de poço por mais de seis meses deverão pedir autorização ao DGH e (ii) no mesmo prazo de 30 dias úteis, operadores queimando gás enquanto testam os poços devem pedir autorização para tal junto a DGH.

Operações

As leis e regulamentações sobre exploração e aproveitamento de hidrocarbonetos no Peru se aplicam a todos os operadores sob contratos de licenciamento. Os operadores, por sua parte, são responsáveis pela conformidade de seus terceiros a legislação vigente.

Nos termos de tais leis e regulamentos, os operadores podem construir, operar e manter dutos para o transporte de seus próprios hidrocarbonetos e derivados. Para realizar atividades ligadas ao transporte em dutos em geral, os operadores precisam: (1) obter uma autorização para instalar um duto principal no Departamento Geral de Hidrocarbonetos do Ministério das Minas e Energia, (2) obter todas as servidões dadas pelos proprietários das terras ou impostas pelo DGH, (3) obter um laudo técnico favorável da OSINERGMIN antes de iniciar a construção do duto; (4) obter um laudo técnico favorável da OSINERGMIN uma vez que a construção do duto tenha terminado, e (5) receber autorização do DGH para operar o duto.

Dado que os operadores estejam em conformidade com as regras e regulamentos estabelecidos pelo Ministério das Minas e Energia no Peru, eles podem instalar, operar e manter refinarias de petróleo e instalações de processamento para gás, condensado, asfalto natural, graxas, lubrificantes e petroquímicos, e podem ainda construir, operar e manter instalações de armazenamento de hidrocarbonetos e derivados, e unidades de armazenamento, distribuição e transporte para a comercialização de petróleo e gás ao público.

Importação e Exportação no Peru

Importações de petróleo e derivados ao Peru são regulamentadas pela Administração Tributária (SUNAT), através de seu Departamento Alfandegário, que verifica e determina o pagamento de impostos alfandegários, a saber: imposto alfandegário (0% para petróleo, gases de petróleo e outros hidrocarbonetos gasosos; 0% ou 9% para hidrocarbonetos e seus derivados); (2) Imposto sobre comercialização (19%); (3) imposto de promoção municipal (2%); (4) imposto sobre consumo (várias alíquotas); e (5) imposto nos termos do regime de "Percepções", sob o qual importadores devem pagar um imposto sobre comercialização à vista, que pode ser utilizado como crédito tributário (3,5%, 5% ou 10%)

Exportações de petróleo e seus derivados são isentos de impostos nos termos da Lei dos Hidrocarbonetos. Entretanto, os lucros obtidos com operações de exportação estão sujeitos a imposto de renda no Peru.

Questões Ambientais no Peru

Regulamentação Ambiental e Riscos

As operações do Grupo Karoon no Peru estão sujeitas a diversas leis e regulamentos, frequentemente alterados, que regulam o descarte de materiais no meio ambiente ou que de qualquer forma estejam relacionados à proteção ambiental. O Peru promulgou regras ambientais específicas aplicáveis à indústria de hidrocarbonetos.

De acordo com a lei ambiental geral, o Peru adotou um sistema jurídico geral aplicável a cada setor da economia. A referida lei estabelece uma série de parâmetros que devem ser seguidos por todas as leis e regulamentos de cada setor da economia, e tais leis e regulamentos tem o objetivo de assegurar um equilíbrio contínuo entre o meio ambiente e os interesses econômicos. Além disso, a Lei Orgânica para a Exploração Sustentável de Recursos Naturais estabelece o regime legal necessário para a exploração sustentável de recursos naturais, alinhado com as políticas ambientais locais.

Com relação à regulamentação ambiental de hidrocarbonetos, o Decreto Supremo nº 015-2006-EM estabelece o regime de proteção ambiental para as atividades de hidrocarbonetos no Peru, a Lei Orgânica de Hidrocarbonetos e com os Regulamentos para Regulamentos Ambientais de Hidrocarbonetos, estabelecendo uma série de diretrizes ambientais gerais que os empreendedores devem adotar a fim de desenvolver atividades ligadas aos hidrocarbonetos. Essas leis e regulamentos ambientais são destinados a assegurar um equilíbrio entre o meio ambiente o os interesses do setor petrolífero, sendo que os regulamentos estabelecem determinados padrões ambientais esperados dos empreendedores. O Ministério de Minas e Energia é o órgão responsável pela determinação dos padrões que serão aplicáveis, já o Organismo de Supervisão de Investimentos em Energia e Mineração *(Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*), ou OSINERGIM, é o órgão responsável pelo cumprimento das regras ambientais aplicáveis às atividades de hidrocarbonetos, impondo sanções nos casos de violação dos padrões ambientais.

Os Regulamentos Ambientais para as Atividades de Hidrocarbonetos determinam que as empresas que participam da implementação de projetos, execução de trabalho e operação das instalações relacionadas às atividades de hidrocarbonetos são responsáveis pela emissão, eliminação e descarte de lixo no meio ambiente. As empresas

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

devem, anualmente, protocolar junto à OSINERGMIN um relatório detalhando a adequação da empresa, no ano anterior, à legislação ambiental em vigor.

Empresas envolvidas em atividades de hidrocarbonetos também devem preparar e protocolar um Estudo de Impacto Ambiental junto à Agência Geral de Energia e Meio Ambiente, subordinada ao Ministério de Energia e Minas, de modo a assegurar que as respectivas atividades obedeçam os limites máximos de emissões estabelecidos pelo Ministério de Energia e Minas. Um Estudo de Impacto Ambiental deve ser preparado para cada projeto a ser realizado e todas essas propostas devem ser aprovadas pela Agência Geral de Energia e Meio Ambiente.

Adicionalmente, qualquer parte responsável por atividades de hidrocarbonetos deve protocolar junto à OSINERGMIN um "Programa Anual de Atividades de Segurança" (*Programa Anual de Actividades de Seguridad*), "Regras Internas de Segurança Integral" (*Reglamento Interno de Seguridad Integral*), e "Plano de Contingência de Emergência" (*Plan de Contingencia*). O Programa Anual de Atividades de Segurança deve ser atualizado anualmente. Por outro lado, o Regras Internas de Segurança Integral e o Plano de Contingência de Emergência devem ser atualizados pelo menos a cada cinco anos e cada vez que o plano de contingências for atualizado. Esses documentos devem conter informações relacionadas às medidas adotadas para o controle de emergências e riscos, bem como informações relacionadas a procedimentos de segurança, dentre outros. Também deve conter informações sobre procedimentos, pessoas e equipamentos necessários e procedimentos para serem seguidos a fim de se manter uma comunicação ininterrupta entre os funcionários, representantes governamentais, a OSINERGMIN e outras entidades estatais.

A legislação ambiental peruana estabelece regras para o uso de recursos naturais, interferências ao meio ambiente natural, localização das instalações, manuseio e armazenamento de hidrocarbonetos, uso de material radioativo, descarte de lixo, emissão de barulho e outras atividades. Em caso de desvio em relação às regras de proteção ambiental ou ao Estudo de Impacto Ambiental, ou ainda no envio dos relatórios ao OSINERGMIN nos termos da legislação ambiental peruana, a empresa está sujeita a multas. A empresa responsável pela infração com circunstâncias agravantes também pode estar sujeita à suspensão temporária ou permanente de suas operações.

Atualmente o Grupo Karoon está sujeito e, após o a conclusão da reestruturação societária e o exercício da opção de compra de ações, a Companhia estará sujeita aos regulamentos ambientais peruanos, atuais e futuros, que regem o setor de petróleo. A título exemplificativo, a Companhia precisa obter um Estudo de Impacto Ambiental e a aprovação da Agência Geral de Energia e Meio Ambiente antes de realizar quaisquer operações sísmicas, perfuração de poços, ou construção de oleodutos em território peruano, o que inclui as águas territoriais do Peru, nas quais a Companhia pretende conduzir operações de petróleo e gás. A promulgação e exigência de leis e regulamentos ambientais no Peru não são relativamente novas, com a promulgação da Lei de Hidrocarbonetos em 20 de agosto de 1993. Além disso, a Companhia não pode prever qualquer regulação futura ou os custos de alinhar a empresa com qualquer norma futura.

Tributação e *royalties* no Peru

O regime fiscal e de *royalties* do Peru determina os níveis de direito do governo a *royalties* e receitas fiscais oriundas das atividades petrolíferas.

Os contratos de licenciamento são sujeitos a pagamento de *royalties*, calculados com base na produção corrente de uma empresa, conforme verificada pela Perupetro, de acordo com uma das seguintes metodologias: (1) fator "R" (2), produção acumulada (3), escala de produção ou (4) resultados econômicos. De acordo com o fator "R" e a metodologia de produção acumulada, o contratante deve pagar um *royalty* mínimo de 15%, que pode ser aumentado para 35%. De acordo com a metodologia de escala de produção, o contratante deve pagar uma taxa mínima de 5%, que pode ser aumentada para 20%. De acordo com a metodologia de resultados econômicos, o contratante deve pagar uma taxa fixa mínima de 5% e um *royalty* variável de até um adicional de 20%. O pagamento de *royalties* é determinado em cada contrato de licenciamento, sendo usualmente baseado em um percentual ofertado pela empresa quando ela dá um lance ou negocia um contrato de licenciamento com relação a um novo bloco de exploração, o que muitas vezes resulta em pagamentos de *royalties* que são superiores aos percentuais acima mencionados.

A Lei dos Hidrocarbonetos e suas subsequentes regulamentações definem que o regime tributário em vigor na data de assinatura de um contrato permanecerá inalterado até seu encerramento. Portanto, qualquer mudança no regime tributário, que resulte em aumento ou diminuição da carga tributária, não afetará o operador.

Durante a fase de exploração, operadores são isentos de taxas de importação e outras formas de taxação aplicáveis aos bens necessários às atividades de exploração. As isenções são canceladas na fase de produção, mas algumas são feitas em certos casos, e o operador pode receber o direito de importar bens isentos de impostos por um período adicional de dois anos.

O rendimento tributável é calculado pela dedução dos gastos operacionais e administrativos admissíveis, incluindo pagamento de *royalties*. O imposto sobre rendimentos é cobrando a partir da renda do operador de acordo com a alíquota tributária legal em vigor na data de assinatura do contrato. Os operadores envolvidos na exploração e produção de petróleo bruto, gás e condensados devem separar seu rendimento tributável por cada contrato de licenciamento válido. No caso de um operador que realize estas atividades sob contratos de licenciamento individuais, ele pode compensar os rendimentos brutos de um contrato com as perdas de outro, contanto que o contrato com perdas esteja em fase de produção comercial ou tenha sido fato de renúncia, de forma a estabelecer o imposto devido, uma vez que os contratos individuais sejam de uma mesma empresa, já que a legislação tributária Peruana não permite declarações tributárias consolidadas para empresas parceiras. Entretanto, em nenhuma circunstância o investimento em uma propriedade produtiva pode ser amortizado para fins tributários por mais de cinco anos, a menos que a empresa esteja em fase comercial de produção.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

Contratos de Licença de Dados Sísmicos

No curso normal dos negócios da Companhia, esta celebra contratos de licença com empresas líderes da indústria para a aquisição de dados geofísicos e geológicos (dados sísmicos), os quais concedem à Companhia acesso não exclusivo aos dados sísmicos. Esses contratos estão sujeitos à rescisão antecipada na ocorrência de determinados eventos, incluindo mudança de controle.

Contrato de Prestação de Serviços

A Companhia celebrou o Contrato de Prestação de Serviços com a Karoon Austrália e por meio do qual a Karoon Austrália concordou em prestar à Companhia, com base em preços de mercado, serviços técnicos e comerciais, apoio administrativo, uso de licenças e patentes e propriedade intelectual e industrial. Para mais informações sobre o Contrato de Prestação de Serviços, veja Seção 16.2.

Contratos de Farm-in

Blocos de Exploração Conjunta na Bacia de Santos

Em agosto de 2010, a Companhia celebrou um contrato para adquirir, sujeito à aprovação regulatória da ANP, uma participação de 20% nos prospectos exploratórios de Açores, Marujá e Quasi, localizados nos Blocos S-1352 e S-1354 na Bacia de Santos, através de um contrato estratégico de associação, do tipo *farm-in*, com a Petrobras.

De acordo com o contrato de *farm-in* e sujeito à obtenção de aprovação da ANP, a Companhia deterá 20% de participação em ambos os blocos. Em contrapartida, a Companhia vai financiar 35% de um poço no bloco S-M-1352 (localizado no prospecto exploratório Marujá) em um programa de perfuração de dois poços. Além disso, de acordo com o contrato de *farm-in,* a Companhia pagará pela sua parte dos custos de trabalho continuado, correspondente à sua participação nos blocos, e reembolsará a Petrobras por custos adicionais irrecuperáveis. A campanha de perfuração de dois poços nos blocos começou no final do mês de agosto de 2010. Em setembro de 2010, a Companhia concluiu a perfilagem com testes a cabo do prospecto exploratório de Quasi, que indicou a inexistência de hidrocarbonetos comercialmente viáveis.

A Petrobras é a atual operadora e está atualmente negociando com a Companhia os termos do contrato de operação conjunta que regerá a operação nos blocos de agora em diante.

Bloco Z-38

No dia 18 de janeiro de 2008, a Vamex e a KEI Peru Z-38 firmaram um contrato de *farm-in*, mediante o qual a Vamex cedeu 20% da participação na Licença Z-38, o Contrato de Operação Conjunta (conforme definido abaixo), os direitos, benefícios, participações, responsabilidades e obrigações sob a Licença Z-38 e o Contrato de Operação Conjunta, à KEI Peru Z-38, em troca de: (i) uma garantia bancária de US$2,3 milhões, substituindo a garantia bancária da Vamex perante a Petroperu em relação ao primeiro período da fase de exploração sob a Licença Z-38; (ii) pagamento de todos os custos associados à participação da Vamex, necessários para concluir o primeiro período do programa mínimo de trabalho do período da fase de exploração da Licença Z-38; e (iii) pagamento das despesas da Vamex relativas à aquisição da Licença Z-38.

Aquisição de Participação Adicional no Bloco Z-38

Em 20 agosto de 2009, a KEI Peru Z-38 exerceu seus direitos no contrato de *farm-in* para aumentar para 60% sua participação no Bloco Z-38, sujeito às suas obrigações de: (i) obter a aprovação da Petroperu; (ii) cumprir com as obrigações de garantia da Vamex sob a Licença Z-38 para o segundo período do programa de trabalho, mediante a apresentação de garantia bancária no valor de US$ 3,65 milhões; (iii) pagamento da parcela da Vamex (40%) referente a todos os custos e despesas incorridos da finalização do conclusão do segundo período do programa de trabalho. Ao aumentar a sua participação para acima de cinquenta por cento e ao cumprir certas obrigações da Vamex, a KEI Peru Z-38 tornou-se a operadora do Bloco Z-38.

De acordo com o Segundo Aditivo ao Contrato *Farm-in,* datado de 14 de outubro de 2009, a KEI Peru Z-38 exerceu seus direitos de (1) aumentar a sua participação no Bloco Z-38 para 75%, sujeito à sua obrigação de (i) obter a aprovação da Petroperu, (ii) cumprir com as obrigações de garantia da Vamex sob a Licença Z-38 para o terceiro período do programa de trabalho, mediante a apresentação de garantia bancária no valor de US$ 5,6 milhões; (iii) pagamento da parcela da Vamex (25%) referente a todos os custos e despesas incorridos durante o terceiro período do programa de trabalho; e (iv) pagamento da parcela da Vamex (25%) referente a todos os custos e despesas incorridos nos termos do Contrato de Operação Conjunta, a partir da apresentação de um plano de desenvolvimento inicial (conforme previsto no Contrato Z-38) à Petroperu até incorrer um valor total de até US$20 milhões referente a tais custos e despesas.

Contrato de Operação Conjunta

Em relação ao Contrato de *Farm-in*, de 18 de janeiro, 2008, a KEI Peru Z-38 e a Vamex celebraram um contrato de operação conjunta ("Contrato de Operação Conjunta"), para estabelecer os direitos e obrigações relativos às suas respectivas participações na Licença Z-38, incluindo as atividades conjuntas de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e disposição dos hidrocarbonetos do Bloco Z-38, ou as operações conjuntas. Nos termos do Contrato de Operação Conjunta, a KEI Peru Z-38 manteve, inicialmente, 20% da participação em todas as propriedades adquiridas ou mantidas em conexão com as operações conjuntas, sujeitando-se às modificações feitas de acordo com o Contrato de *Farm-in*. Nos termos do Contrato de *Farm-in*, a KEI Peru Z-38 mantém uma participação de 60% no Contrato de Operação Conjunta.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

De acordo com o Contrato de Operação Conjunta, a KEI Peru Z-38, como operadora após a sua aquisição de uma participação adicional nos termos do Contrato de *Farm-in*, recebeu autoridade para:

- controlar e administrar as propriedades conjuntas, mantendo-as livres de qualquer ônus e gravame, exceto aqueles estabelecidos no Contrato de Operação Conjunta ou aprovados pelo comitê de operações;
- celebrar e supervisionar todos os contratos relacionados às Operações Conjuntas na qualidade de procuradora, sem auferir ganhos ou lucros por meio desses contratos na qualidade de operadora;
- tomar todas as medidas necessárias e apropriadas para proteger a vida, a saúde e o meio ambiente em casos de emergência, imediatamente informando os outros participantes do Contrato de Operação Conjunta da emergência;
- preparar e implementar os orçamentos aprovados pelo comitê de operações e fornecer relatórios, dados e informações referentes às operações conjuntas aos outros participantes do Contrato de Operação Conjunta;
- obter todas as licenças, permissões e seguros necessários para as operações conjuntas e pagar todos os royalties, tributos e outras taxas a elas relacionadas;
- representar os participantes do Contrato de Operação Conjunta nas negociações com a Petroperu, qualquer autoridade governamental e quaisquer terceiros;
- assumir as obrigações da "Operadora", nos termos da Licença Z-38; e
- regularmente informar aos outros participantes do Contrato de Operação Conjunta sobre todas as questões relacionadas às operações conjuntas, exceto aquelas de rotina.

A KEI Peru Z-38 pode ser destituída da posição de operadora pela Vamex, no caso de infração material de suas responsabilidades ou obrigações que não sejam sanadas no prazo de 30 dias. Nos termos do Contrato de Participação Conjunta, uma operadora é indenizada como operadora e não em relação à sua Participação. Ao invés disso, como detentores de Participações, a KEI Peru Z-38 e a Vamex são solidariamente responsáveis e concordaram em indenizar-se mutuamente, na medida de suas respectivas participações. O Contrato de Operação Conjunta também estabelece um comitê de operações, sendo que a KEI Peru Z-38 e a Vamex indicaram um representante cada, para supervisionar a Operadora e controlar todas as questões relativas às operações conjuntas.

Contratos de Licença do Peru

Contrato de Licença do Bloco Z-38

A Vamex celebrou um contrato com a Perupetro, datado de 12 de abril de 2007 ("Licença Z-38"), para realizar atividades de exploração para descobrir e produzir hidrocarbonetos no Bloco Z-38. A Vietnam American Exploration Company, LLC concedeu garantia em que solidariamente garantiu à Perupetro o cumprimento de todas as exigências mínimas de trabalho, bem como à execução de todos os programas anuais de exploração. A KEI (Peru Z 38) Pty Ltd subsequentemente adquiriu uma participação na Licença Z-38 da Vamex e estabeleceu termos e condições para o cumprimento conjunto dos direitos e obrigações do contrato de licença. Além disso, a Karoon Austrália assumiu parcialmente a garantia concedida pela Vietnam American Exploration Company, LLC.

Contrato de Licença do Bloco 144

A KEI Peru 122 firmou um contrato com a Perupetro, em 16 de abril de 2008 ("Licença 144"), para realizar atividades de exploração para descobrir e produzir hidrocarbonetos no Bloco 144. A Karoon Austrália concedeu garantia, em que solidariamente garantiu à Perupetro o cumprimento de todas as exigências mínimas de trabalho e a execução de todos os programas anuais de exploração pela KEI Peru 122.

As licenças Z-38 e 144 ("Licenças do Peru") são regidas pela legislação peruana.

Termos das Licenças do Peru

Cada uma das Licenças do Peru é dividida em duas fases: (1) uma fase de exploração, que dura sete anos a partir da data de celebração do contrato de licenciamento, podendo ser prorrogada de acordo com a legislação vigente; e (2) uma fase de desenvolvimento e produção. O prazo das Licenças do Peru é de 30 anos para o petróleo e 40 anos para o gás, reduzidos pelos sete anos de exploração.

Exploração

A fase de exploração é compreendida por quatro ou mais fases sucessivas de exploração, ou períodos da fase de exploração, estando cada uma sujeita a exigências mínimas de trabalho e, mediante aprovação da Perupetro, pode ser prorrogada por até seis meses, caso a licenciada deixou de cumprir com as exigências de trabalho por razões técnicas ou econômicas. Além disso, de acordo com a lei peruana de hidrocarbonetos, a licenciada pode obter uma prorrogação de três anos para a fase de exploração, desde que tenha cumprido integralmente com os programas mínimos de trabalho nos períodos da fase de exploração.

Caso a licenciada descubra, durante a fase de exploração, quaisquer hidrocarbonetos que possam ser economicamente viáveis, mas enfrentar problemas com transporte, poderá requerer um período de suspensão pelo prazo de até cinco anos, a fim de sanar o problema. Além disso, se a licenciada descobrir gás, também poderá solicitar um período de suspensão de até dez anos, a fim de desenvolver um mercado para tais descobertas. Qualquer suspensão concedida pela Perupetro nos termos mencionados acima encerra a fase de exploração e a prorroga o prazo total da licença por um número equivalente de anos. Caso não ocorra uma descoberta comercial antes do término da fase de exploração e o período de suspensão não tiver sido solicitado ou concedido, as Licenças do Peru vencerão no final da fase de exploração.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

A licenciada deve apresentar garantias financeiras à Perupetro na forma de cartas de crédito no caso de não conseguir cumprir com as exigências mínimas de trabalho dos períodos da fase de exploração. As cartas de crédito são entregues à Perupetro antes do início da fase de exploração. O compromisso financeiro agregado relacionado aos períodos da fase de exploração, nos termos das Licenças do Peru, é aproximadamente US$15,9 milhões e US$8,5 milhões, respectivamente.

Desenvolvimento e Produção

Na ocorrência de uma descoberta comercial antes do final da fase de exploração, a licenciada deverá notificar a Perupetro e fornecer um plano inicial de desenvolvimento para a fase de desenvolvimento e produção estabelecendo, dentre outros: (i) a data estimada para o início da extração comercial; (ii) as características dos hidrocarbonetos descobertos; (iii) o número de poços produtores e suas capacidades de produção; (iv) detalhes de quaisquer planos para construir o oleoduto principal que transportará os hidrocarbonetos ao ponto de venda de produção, ou a oleodutos de terceiros, ou a um ponto de exportação; (v) detalhes de todos os sistemas de transporte e armazenamento necessários para transportar os hidrocarbonetos produzidos a partir do bloco ao ponto de vendas de produção, a qualquer oleoduto principal construído pela licenciada ou a oleodutos de terceiros; (vi) medidas de segurança; (vii) um cronograma das atividades planejadas; e (viii) uma estimativa de investimentos, custos e despesas necessários para a exploração da descoberta comercial realizada. Caso a licenciada faça uma descoberta comercial antes do final da atual fase de exploração, suas obrigações relacionadas ao desenvolvimento de tais descobertas serão complementares às suas obrigações de continuação do período da fase de exploração em vigor.

Obrigações Correntes

A licenciada será responsável pela aplicação das regulamentações ambientais, exigências de relatórios periódicos, e à formação de um comitê de supervisão com a Perupetro. Exige-se que a licenciada submeta à Perupetro, antes do término de cada ano civil, um programa anual de trabalho e um orçamento detalhado para: (i) o plano de desenvolvimento do ano civil subsequente; (ii) o trabalho de exploração necessário para a descoberta de novas reservas; e (iii) o trabalho de desenvolvimento e/ou produção a ser finalizado nos cinco anos seguintes. A licenciada deve satisfazer os programas anuais de trabalho submetidos à Perupetro.

Royalties

A KEI Peru Z-38 e a KEI Peru 122, como licenciadas, concordaram em pagar royalties baseados num percentual do valor de produção dos hidrocarbonetos, avaliado em um ou mais pontos de venda. A KEI Peru Z-38 e a KEI Peru 122 deverão eleger uma das seguintes duas metodologias para calcular os seus respectivos pagamentos de *royalties* devidos pela descoberta comercial: (A) a escala da metodologia de produção, caso em que os percentuais dos royalties são os seguintes: (i) menos de 5.000 barris por dia-calendário: 5% para o Bloco Z-38 e 18% para o Bloco 144; (ii) entre 5.000 e 100.000 barris, inclusive, por dia-calendário: 5% a 20% para o Bloco Z-38 e 18% a 33% para o Bloco 144; e (iii) mais de 100.000 barris por dia-calendário: 20% para o Bloco Z-38 e 33% para o Bloco 144; ou (B) metodologia de resultados econômicos, calculados de acordo com uma fórmula estabelecida em cada contrato de licença. A eleição de uma metodologia de pagamento de royalties é obrigatória durante toda a vigência do contrato de licença.

Renúncia aos Blocos de Exploração

Desde que cumpridas as obrigações mínimas de trabalho pela licenciada dentro do período da fase de exploração em vigor e mediante comunicação à Perupetro com 30 dias de antecedência, poderá a licenciada renunciar todos os seus blocos à Perupetro. A licenciada também está autorizada a fazer renúncias parciais dos blocos, a qualquer momento, mediante comunicação escrita à Perupetro com 30 dias de antecedência.

De acordo com a Licença Z-38, a licenciada é obrigada a renunciar pelo menos 20% do bloco no final do terceiro período de exploração e mais 30% do bloco original após o final do quarto período de exploração, enquanto que de acordo com a Licença 144, a licenciada é obrigada a renunciar pelo menos 20% do bloco no final do segundo período de exploração e mais 30% do bloco original após o final do terceiro período de exploração.

No final da fase de exploração sob as Licenças do Peru, a licenciada terá o direito de manter os campos que tiver descoberto mais uma área adjacente de 5 quilômetros, devendo renunciar as áreas remanescentes do bloco. Todavia, a licenciada poderá manter referidas partes do bloco que não foram renunciadas, desde que se comprometa a perfurar um poço de exploração a cada dois anos. As áreas renunciadas serão revertidas ao governo peruano.

Rescisão

As Licenças do Peru podem ser rescindidas nos seguintes casos:

- por acordo expresso entre as partes;
- pela Perupetro, se a licenciada solicitar proteção contra ações tomadas por seus credores e a Perupetro julgar que seus direitos previstos na Licença do Peru não estão devidamente protegidos;
- pela Perupetro ou pela licenciada, se a outra parte descumprir suas obrigações estabelecidas na licença, exceto em situações de força maior, e quando o descumprimento não for sanado em um período de 60 dias após o recebimento da notificação de rescisão. Dentro de 30 dias após o recebimento da notificação de rescisão, a parte que discordar com a infração poderá submetê-la à arbitragem. Neste caso, o período de 60 dias para remediar a infração será suspenso até a conclusão da arbitragem;

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

- a não-execução pela licenciada do programa mínimo de trabalho em qualquer período da fase de exploração sem atender às expectativas da Perupetro e sem que nenhum programa de trabalho alternativo tenha sido aprovado pela Perupetro;

- caso a descoberta comercial não seja anunciada antes do último término da fase de exploração ou do período de suspensão;

- caso a licenciada não apresente a garantia (na forma de uma carta de crédito) à Perupetro antes do início do período da fase de exploração correspondente ou, no caso do primeiro período de exploração, antes da data em que a licença for assinada;

- a não-execução pela licenciada do programa mínimo de trabalho em qualquer período da fase de exploração ou o abandono ou renúncia de todos os blocos, pela licenciada, antes da conclusão do programa mínimo de trabalho, a não ser por razões técnicas aprovadas pela Perupetro e com a execução da garantia correspondente a tal período da fase de exploração pela Perupetro;

- caso a licenciada seja impedida de concluir o programa mínimo de trabalho do período da fase de exploração então em vigor por um evento de força maior, por um período de 12 meses a partir do início do evento de força maior, de modo que a licenciada venha a rescindir a licença mediante notificação à Perupetro, com pelo menos 30 dias de antecedência à data da renúncia proposta;

- em casos de insolvência, falência, dissolução ou liquidação da licenciada ou da operadora, sem a apresentação de um requerimento à Perupetro para transferir sua participação, dentro do prazo de 15 dias úteis da data do evento;

- caso a garantia não seja mantida e não seja substituída nos 15 dias úteis subsequentes ao recebimento, pela licenciada, da solicitação da Perupetro para a substituição da mesma, ou em casos de insolvência, falência, dissolução ou liquidação da licenciada ou da operadora, se as empresas englobadas na licença não responderem, no período de 15 dias úteis, à solicitação da Perupetro para identificar os terceiros que assumirão a garantia corporativa;

- quando a arbitragem determinar a existência de uma infração não sanada dentro do prazo aplicável, ou no caso em que a decisão arbitral determine a rescisão da Licença do Peru;

- por decreto, no caso de violação à legislação ambiental; ou

- com a conclusão do período contratual.

Com a rescisão das Licenças do Peru, a licenciada deverá ceder à Perupetro, sem ônus ou custo, todas as suas propriedades reais e determinados equipamentos e instalações que permitem a continuidade das operações sob as Licenças do Peru, ou permitir que os equipamentos e as instalações sejam usados, permitindo a continuidade das operações. Ademais, todos os direitos e obrigações previstos nas licenças serão cedidos com a rescisão, sendo que a licenciada ainda fará jus a quaisquer hidrocarbonetos produzidos antes da rescisão. Outrossim, as garantias fornecidas permanecerão exigíveis após a rescisão.

Seguros

A Companhia contrata cobertura de seguro para proteção contra perdas e danos em relação a seus ativos e contra responsabilidades que possam ocorrer em razão de suas atividades, incluindo aquisição sísmica e exploração/desenvolvimento de perfurações. Esse seguro é semelhante ao de outras empresas similares engajadas na exploração de petróleo e gás e inclui seguro para danos materiais aos ativos dos campos de petróleo, seguro de despesas extras de operadores (incluindo custos de controle de poços, despesas de re-perfuração e conseqüente infiltração/poluição), além de seguro de danos primários e excedentes a terceiros.

De acordo com as práticas da indústria, este seguro é feito em dólares dos Estados Unidos para a principal cobertura relacionada aos campos de petróleo. A Companhia revisa e atualiza seus limites, deduções e outros termos e condições de suas apólices todos os anos, e acredita que refletem o patamar normal praticado pelas empresas realizando operações similares às suas. Ademais, a Companhia adotou uma política corporativa por meio da qual todos as seguradoras ou resseguradoras devem receber uma classificação “A” ou melhor do *Standard and Poor's* para o pagamento de sinistros, ou classificação equivalente.

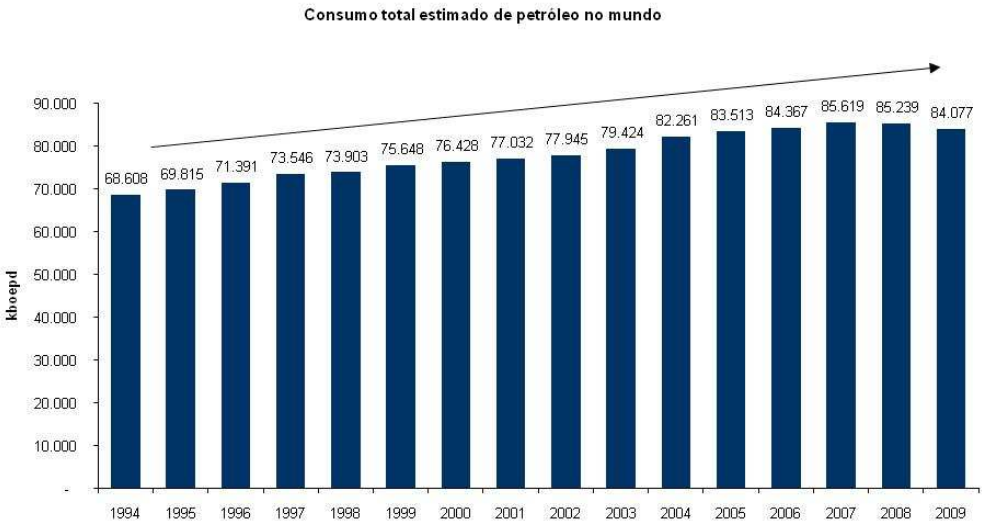
Adicionalmente, a Karoon Austrália pretende contratar uma apólice de seguro para cobertura de responsabilidade civil de seus diretores e administradores (*D&O*) com um limite total de perdas de US$ 30 milhões que cobre os membros do conselho de administração e os diretores da Companhia e os membros do conselho de administração e diretores de subsidiárias da Companhia. As responsabilizações a serem cobertas pelo seguro de D&O a ser contratado pela Karoon Austrália deverão incluir, entre outras, sanções e penalidades civis, créditos decorrentes da *Rule* 144-A, investigações, processos de extradição e despesas relativas a relações públicas.

7.9 - Outras informações relevantes

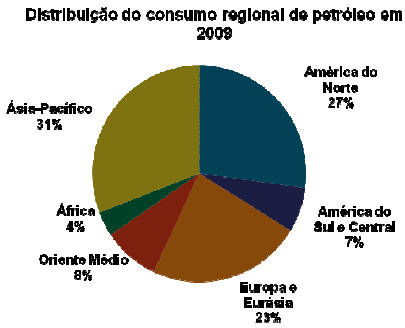
Indústria Mundial de Petróleo e Gás

Demanda por Petróleo

A demanda por petróleo vem crescendo consistentemente nos últimos 15 anos. De acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010, o mundo consumiu 84,1 milhões de *boepd* de petróleo em 2009. De acordo com a Agência Internacional de Energia, a demanda por petróleo deve continuar a crescer nos próximos 20 anos alinhada com a média do crescimento econômico global, liderada pela América do Norte e pelos países asiáticos não pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico ("OCDE"). Os Estados Unidos permanecem isolados como o maior consumidor de petróleo, responsável por aproximadamente 22% da demanda mundial em 2009, consumindo 18,7 milhões de *boepd* e suplantando o consumo chinês de 8,6 milhões de *boepd.*



Fonte: Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010.



Fonte: Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010.

O consumo mundial de petróleo e outros combustíveis líquidos aumentará para 92,1 milhões de *boepd* em 2020, 103,9 milhões de *boepd* em 2030 e 110,6 milhões de *boepd* em 2035 segundo a *U.S. Energy Information Administration* ("EIA"). O crescimento sustentado da demanda mundial deverá ser liderado pelos países em desenvolvimento, especialmente China e Índia. Neste mesmo período, a EIA estima que a demanda de energia nos países não pertencentes à OCDE aumentará à taxa de 2,3% ao ano, contra uma estimativa de 0,6% nos países da OCDE, ou seja, 3,8 vezes mais rápido. Em 2030, espera-se que os países não pertencentes à OCDE consumam 40% mais energia que os países da OCDE.

O consumo relativamente alto da China deve-se principalmente à sua grande população, visto que o seu consumo per capita, apesar de crescer rapidamente, permanece relativamente baixo com aproximadamente 2 barris por pessoa ao ano, segundo o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010 e o *CIA World Fact Book*. A América do Norte, por sua vez, possui um consumo anual per capita de 18 barris por pessoa por ano, de acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010 e o *CIA World Fact Book*, refletindo a relação entre a maturidade econômica, o alto padrão de vida e o consumo de petróleo. O crescimento da economia asiática continuará a pressionar as reservas

7.9 - Outras informações relevantes

mundiais de petróleo no futuro próximo, segundo a EIA.

Existem três utilidades principais para o petróleo relacionadas à energia: transporte, geração de energia e aquecimento, assim como uma série de mercados não relacionados a energia (ex.: matéria-prima para a indústria petroquímica) Apesar da demanda energética para cada finalidade estar correlacionada aos níveis de atividade econômica, existem claras diferenças entre as finalidades e seu respectivo potencial de substituição de combustíveis. Por exemplo, o setor de transportes possui uma capacidade limitada de uso de combustíveis alternativos, tornando-se um mercado cativo do petróleo. Entretanto, muitos mercados estáveis relacionados com energia conseguem, com algumas limitações, substituir o petróleo por outros combustíveis.

Existe ainda uma sazonalidade comprovada no consumo de petróleo (relacionada a óleo de calefação, propano e querosene) criada pelas necessidades de aquecimento no Hemisfério Norte, exercendo grande influência no consumo destes produtos durante o inverno.

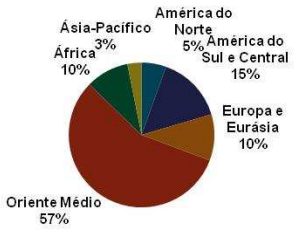
Fornecimento de Petróleo

Os Estados Unidos ocupavam a posição de terceiro maior produtor do mundo, com 7,2 milhões de *boepd* em 2009, atrás da Arábia Saudita (9,7 milhões de *boepd*) e da Rússia (10 milhões de *boepd*), de acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010. Estes três países produzem quase um terço do petróleo bruto mundial, enquanto a produção do resto do mundo está dispersa entre 42 países, nenhum dos quais responde por mais de 6% do total.

De acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010, o Oriente Médio, como região, domina a produção de petróleo com 30% do total em 2009. A segunda maior região produtora é a Europa e Eurásia, principalmente em função da Rússia. Todas as outras regiões produtoras (África, Américas do Sul e Central e Ásia Pacífico) possuem níveis de produção que respondem por 9% a 17% do total.

O Oriente Médio ainda responde por 57% das reservas confirmadas de petróleo ao final de 2009. Os membros da OPEP fornecem cerca de 41% do petróleo mundial e possuem cerca de 77% das reservas mundiais de petróleo existentes. O gráfico abaixo mostra os maiores exportadores mundiais de petróleo em 2009, demonstrando a dependência as exportações do Oriente Médio.

Distribuição regional de reservas provadas de petróleo



Fonte: Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010.

Os Estados Unidos é o maior importador de petróleo em escala mundial. Entretanto, como o Canadá e o México são dois dos três principais fornecedores dos Estados Unidos, as importações líquidas para a América do Norte são menores do que seriam se a situação fosse outra, sendo a Ásia-Pacífico o maior importador regional. No que diz respeito às exportações, o Oriente Médio e a Arábia Saudita são a maior região e o maior país exportador, respectivamente.

O Embargo Árabe de Petróleo em 1973 propiciou parcerias entre as nações dependentes do petróleo importado de forma a criar reservas controladas pelos governos, conhecidas por reservas estratégicas, como uma proteção contra interrupções repentinas do fornecimento. Estas reservas estratégicas, a maior delas sendo a *U.S. Strategic Petroleum Reserve* (SPR) nos EUA, representam atualmente uma parcela significativa das reservas mundiais. A SPR possui um estoque emergencial de petróleo bruto que constitui o maior estoque de emergência do mundo, com capacidade de armazenar 727 mmboe. A EIA publica níveis de estoque semanais para petróleo, seus derivados e uso de refinarias.
Estes relatórios semanais são usados com frequência para estimar a capacidade atual ou as restrições do mercado.
Estes estoques estratégicos podem funcionar para suavizar as flutuações de oferta e procura, e podem ter um impacto importante no preço de mercado do petróleo.

Demanda por Gás

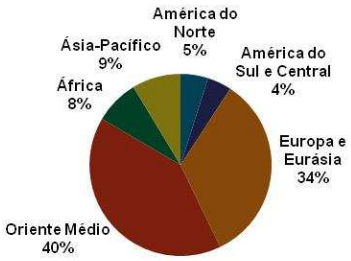
O gás foi responsável por 24% do total gasto energético de 2009, de acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010 e é, portanto, a terceira maior fonte de energia primária do mundo, depois do petróleo e do carvão. Os mercados de gás, em comparação com o petróleo, são geralmente regionalizados em função das limitações de transporte, uma vez que o gás precisa ser transportado através de gasodutos ou convertido em gás liquefeito antes de ser transportado em caminhões tanque. O impacto mais importante na demanda de gás nos últimos 10 anos foi resultado da pressão ambiental pela substituição do carvão ou petróleo por gás, dados os níveis de poluição menores

7.9 - Outras informações relevantes

gerados por seu uso.

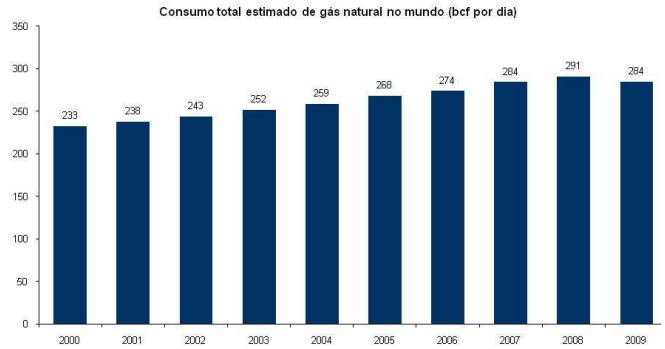
Atualmente, as reservas globais de gás são apenas um pouco menores que as reservas globais de petróleo, de acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010. Várias empresas começaram a explorar diretamente em busca de depósitos de gás, uma vez que historicamente os depósitos de gás eram descobertos ao acaso durante a exploração do petróleo. Os altos preços ainda ocasionaram a recuperação de alguns depósitos de gás, os quais teriam sido anteriormente incinerados.

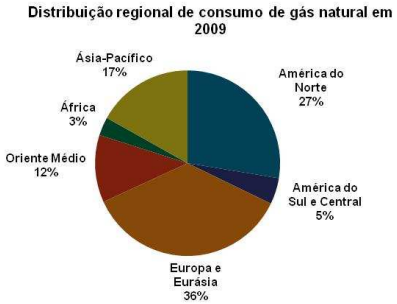
Distribuição regional de reservas de gás natural



Fonte: Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010.

De acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010, o consumo mundial de gás retraiu 2% em 2009, comparado a 2008. Enquanto o consumo na América do Norte diminuiu em 1%, o consumo na região Ásia-Pacífico aumentou em 3%. O crescimento mais acentuado aconteceu na Índia, com o consumo de 2009 sendo cerca de 26% superior ao de 2008. Crescimentos adicionais da demanda são esperados para os próximos anos na China e em outros grandes países em desenvolvimento.



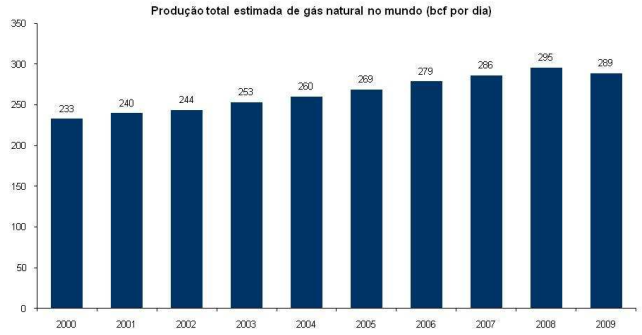


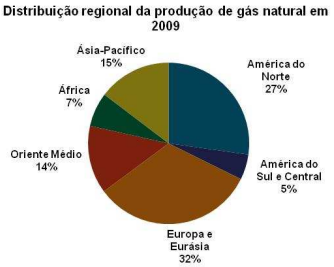
Fonte: Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010.

Na América Central e do Sul, o gás é a terceira fonte de combustíveis que mais cresce, com seu consumo aumentando a taxas de 2,8% ao ano nos últimos cinco anos de acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010.

Fornecimento de Gás

7.9 - Outras informações relevantes





Fonte: Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010.

A produção de gás cresce a uma taxa de 2,5% ao ano nos últimos 10 anos, comparada a um crescimento anual da produção de petróleo de 1%, segundo o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010. Em 2009, o consumo de gás foi o equivalente a dois terços do consumo de petróleo. Se os preços globais do petróleo permanecerem altos em relação a seus níveis históricos, espera-se um crescimento no uso do gás, especialmente no setor industrial.

As reservas de gás são, em geral, mais geograficamente dispersas que as de petróleo, e com muitos dos principais consumidores mundiais possuindo reservas domésticas, de acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010. A Rússia possui as maiores reservas de gás do mundo (23,7% das reservas totais), e é o segundo maior produtor mundial (51 bcfp/d em 2009), sendo ainda o maior exportador de gás. A Noruega e o Canadá também são grandes exportadores de gás. Os Estados Unidos é o maior produtor, responsável por 20,1% da produção mundial (57,4 bcfp/d em 2009), mas também é o maior importador, dado o seu alto patamar de consumo.

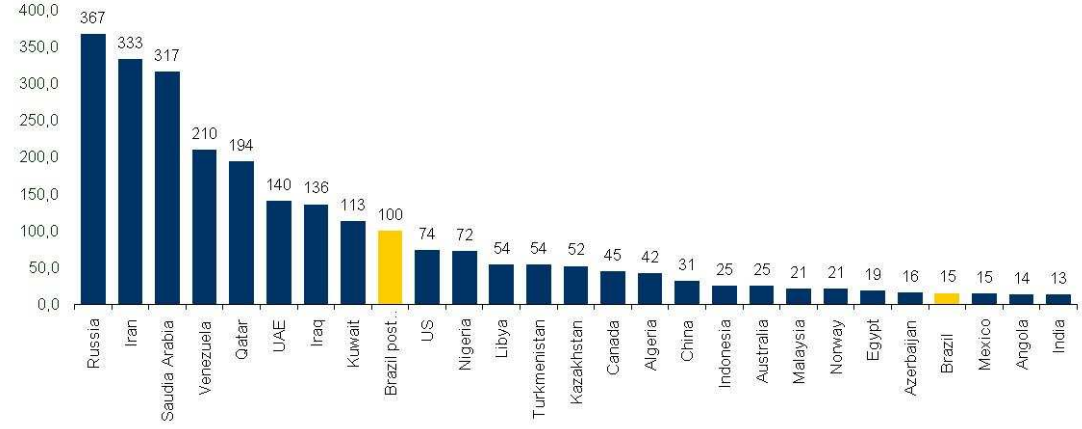
Indústria Brasileira de Petróleo e Gás

Histórico

Dados do Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010 informam que as reservas Brasileiras de petróleo e gás estão entre as que mais crescem no mundo, a uma CAGR de 7,9% de 1,7 *bboe* de reservas comprovadas em 1980 para 15,2 *bboe* ao final de 2009. Ainda, a produção diária de petróleo de gás no Brasil cresceu, no mesmo período, a uma CAGR de 8,6%, de 0,52 milhões de *boepd* em 1980 para 5,58 milhões de *boepd* ao final de 2009. As reservas domésticas comprovadas se localizam 90% no litoral e 10% no continente. Em 2009, aproximadamente 89% das reservas comprovadas de petróleo do Brasil estavam concentradas no litoral sudeste, na bacia de Campos, enquanto aproximadamente 77% das reservas comprovadas de gás do Brasil estavam concentradas no litoral sudeste, nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

Em novembro de 2007, anúncios sobre descobertas de cinco a oito *bboe* no campo de Tupi na bacia de Santos levaram muitos observadores internacionais a aumentar suas estimativas quanto às reservas Brasileiras de petróleo e gás. Em vista do potencial estimado e ainda não realizado das reservas de petróleo e gás na zona do Pré-Sal, o Brasil pode possuir de 70 a 100 *bboe* em reservas de petróleo e gás de acordo com especialistas da indústria, que se confirmadas, colocariam as reservas Brasileiras entre as nove maiores do mundo (entre o Kuwait e os Estados Unidos, nas estimativas mais otimistas).

Classificação Potencial das Reservas de Petróleo e Gás Pós-Tupi (em *bboe*), 2009



Fonte: Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010, estimativas de analistas.

7.9 - Outras informações relevantes

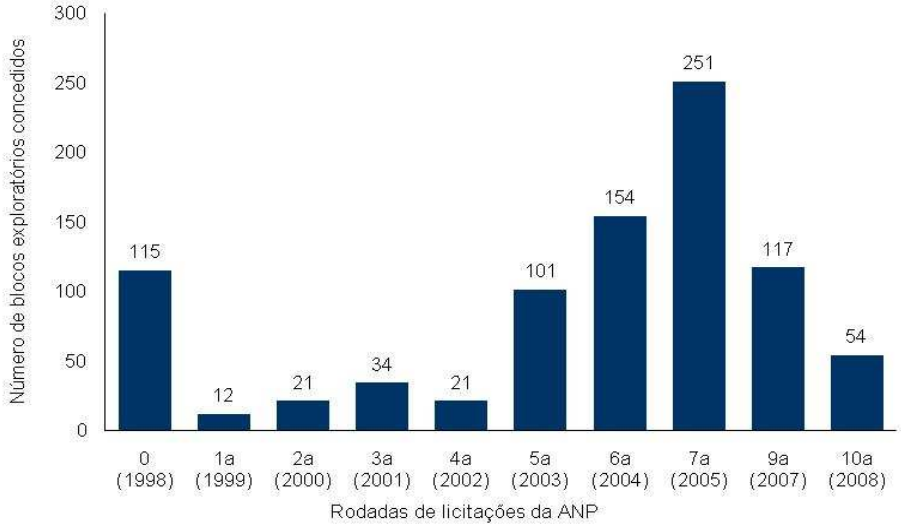
De acordo com a ANP, o Brasil possui aproximadamente 6,4 milhões de km^2 de áreas sedimentares distribuídas ao longo de 29 bacias sedimentares principais, sendo 1,6 milhões de km^2 no litoral e 4,8 milhões de km^2 no continente. Menos de 7% destas áreas já obtiveram concessões para exploração e produção.

Historicamente, a indústria brasileira de petróleo e gás foi controlada pela Petrobras, a empresa estatal de petróleo e gás fundada em 1953. Em 1995, uma emenda à Constituição Federal Brasileira permitiu que empresas privadas ou de capital aberto começassem a explorar ou produzir petróleo e gás, sujeitas a condições definidas na legislação específica que regulamenta o setor. Em 1997, a Lei do Petróleo, promulgada na sequência da emenda constitucional, criou a ANP para gerir uma estrutura regulatória transparente e as licitações para concessão de novas áreas, e para regulamentar e fiscalizar o setor de petróleo e gás do Brasil.

A abertura da indústria Brasileira de petróleo de gás atraiu a atenção de empresas privadas. Em setembro de 2009, 77 empresas estavam ativas no Brasil, em exploração e produção de petróleo e gás, 39 nacionais e as restantes 38 provenientes de 20 países (Estados Unidos, Reino Unido, Canadá, Noruega, Itália, Japão, Dinamarca, Argentina, Portugal, Espanha, Holanda, Coréia do Sul, França, Colômbia, Austrália, Índia, Ilhas Cayman, Singapura, Angola e Panamá), de acordo com a ANP.

Até o momento, a ANP realizou dez rodadas de licitação. A rodada zero foi a primeira realizada pela ANP de forma a definir a participação da Petrobras nos blocos já existentes após o fim de seu monopólio. O Gráfico abaixo mostra o número de blocos de exploração disponibilizados a cada rodada:

Concessões de Blocos de Exploração pela ANP



Fonte: ANP.

Reservas, Produção e Outros Dados Operacionais

Produção e Reservas de Petróleo e Gás

De acordo com o Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010, o Brasil possuía 15 *bboe* em reservas comprovadas de petróleo e gás ao fim de 2009, a maior da América do Sul depois da Venezuela. As descobertas recentes do Brasil transformaram o país em uma das áreas mais promissoras em termos de volume recuperável potencial. As bacias de Campos, Santos e Espírito Santos, localizadas no litoral do Sudeste do país, contêm a maior parte das reservas comprovadas de petróleo e gás do Brasil.

Dados da Petrobras mostram que a produção de petróleo e gás do Brasil registrou importante aumento nos últimos anos, sendo a Bacia de Campos responsável por cerca de 84% da produção total do país.

As Bacias Sedimentares do Brasil

A estrutura tectônica-sedimentar do Brasil é composta de (1) duas placas de rocha cristalina primordial, nomeadas placas da Guiana e Brasileira; e (2) extensas depressões, onde bacias sedimentares proterozóicas e paleozóicas se formaram, em particular as Bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba, São Francisco, Parecis & Alto Xingú e do Paraná. A evolução das bacias litorâneas do Brasil foi controlada pelos eventos posteriores à separação da América do Sul da África no Mesozóico, seguida pela abertura do Oceano Atlântico Sul. Estes movimentos resultaram em bacias de fossa contendo grande riqueza de rochas primordiais de petróleo, depositadas em lagos à medida que a fossas eram criadas e sobrepostas por depósitos instáveis de sais advindos de mares rasos que inundavam de forma intermitente estas bacias antes de evaporarem. Acima dos depósitos de sal, carbonatos foram depositados em ambiente de mar aberto, e então cobertos por uma espessa seção clástica composta de xisto e arenitos, à medida que a profundidade aumentava. No segmento distal destas sequências, turbiditos de arenito foram sedimentados, como consequência de deslizamentos submarinos, formando reservatórios. Estes carbonatos, e principalmente, os

7.9 - Outras informações relevantes

espalhamentos individuais de turbiditos sobre grandes extensões de área formam os principais reservatórios da bacia.

As bacias litorâneas do Brasil são separadas por elevações geológicas conhecidas como arcos ou planaltos, normalmente relacionadas a grandes falhas e fossas vulcânicas.

A Bacia de Santos

Localizada no Sudeste do Brasil, no litoral dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, a Bacia de Santos é geologicamente definida como uma enorme depressão que faz fronteira ao norte com o planalto de Cabo Frio, e ao sul com o Planalto de Florianópolis.

Somada aos três campos atualmente em produção (Caravela, Merluza e Coral), a Bacia de Santos terá um forte impacto no mercado Brasileiro de petróleo e gás na próxima década. A Bacia tem apresentado prospecções muito positivas para acúmulos de óleo leve e gás e também tem mostrado um forte potencial em acúmulos de óleo leve em reservatórios do pré-sal.

Três sequências principais formam a estrutura tectônica-estratigráfica da Bacia: (1) uma fase de fossa, relativa à abertura do Oceano Atlântico Sul, (2) uma fase de transição associada com depósitos de evaporitos e (3) uma fase de acúmulo de mar aberto, associada a rochas siliciclásticas e de carbonato sobrepostas por sistemas transgressivos de depósitos clásticos/de carbonatos e, com o aprofundamento do oceano, subsequentes sistemas transgressivos/regressivos representados por enormes plataformas de carbonatos nas porções centrais-sul e forte influxo clástico na porção norte da Bacia.

As primeiras pesquisas de dados sísmicos foram realizadas no final dos anos 60, e o primeiro poço perfurado em 1971. O fim dos anos 70 foi caracterizado por um pico da atividade exploratória, incluindo a perfuração de vários poços por empresas trabalhando em contratos de risco. O primeiro acúmulo de hidrocarbonetos na Bacia de Santos foi descoberto pela Pecten (Campo de Gás de Merluza) em 1979. Na sequência, cinco outros campos de petróleo e gás foram descobertos pela Petrobras (Tubarão, Coral, Estrela do Mar, Caravela e 1-BSS-69) até 1994.

O fim dos anos 80 e começo dos 90 foi caracterizado por um aumento nas perfurações exploratórias, tendo como resultado descobertas de hidrocarbonetos.

De 2002 a 2008, a Petrobras descobriu vários novos campos de petróleo e gás (incluindo Cavalo-Marinho, Mexilhão, Tambaú, Uruguá, Pirapitanga, Carapiá, Tambuatá, Lagosta, Tupi, Carioca e Jupiter), enquanto a Shell descobriu mais dois (Atlanta e Oliva).

A Petrobras anunciou a descoberta de três campos super-gigantes de petróleo e gás em águas ultra profundas da Bacia de Santos. A empresa confirmou sua descoberta de Tupi no Bloco BM-S-11 em 8 de novembro de 2007, e estima que o campo possua reservas recuperáveis de cinco a oito *bboe* de óleo leve. Outro campo, provavelmente muito maior, é o Carioca-Pão de Açúcar, descoberto a oeste de Tupi. Uma terceira descoberta, o poço Júpiter, foi anunciado em 21 de janeiro de 2008 e estima-se (de acordo com a Petrobras) conter entre 28 e 45 tcf de gás.

Vários campos de petróleo em águas rasas e um campo de gás estão produzindo na Bacia de Santos há vários anos. O Campo de Gás de Merluza foi o primeiro a ser desenvolvido pela Pecten (uma afiliada da Shell) no final dos anos 70 e nos anos 80, seguido pelo desenvolvimento dos campos de Coral e Caravela.

São conhecidos quatro sistemas petrolíferos na Bacia de Santos: três deles são relacionados com as rochas primordiais da Formação de Guaratiba e (1) reservatórios de carbonatos cársicos oriundos de estromatólitos de algas de Guaratiba, (2) reservatórios clásticos Albianos e (3) reservatórios clásticos do Terciário e Cretácio Superior. O quarto sistema é responsável pelos depósitos de hidrocarbonetos no sul da Bacia, e está relacionado com as rochas primordiais do Albiano-Turoniano e aos reservatórios de calcário do período Albiano.

Dados da Wood Mackenzie mostram que a Bacia de Santos possui reservas totais de 10,7 bnbbl de petróleo e 9,9 tcf de gás.

A Bacia de Santos historicamente mostrou apenas um sucesso de exploração modesto, com o gás em águas rasas encontrado nos campos de Merluza e Lagosta e pequenos acúmulos de petróleo nos campos de Caravela e Estrela do Mar.

Outras Bacias Brasileiras

Bacias Litorâneas

Complementando as Bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e do Pará-Maranhão, existem várias outras bacias que compõem a formação sedimentar Brasileira. Muitas bacias ainda estão pouco ou inexploradas e são consideradas bacias de fronteira, como as Bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas no limite equatorial do Brasil, as Bacias de Pernambuco-Paraíba e Jacuípe no limite nordeste, a Bacia de Cumuruxatiba na fronteira leste e a Bacia de Pelotas no extremo sul do Brasil. Outro grupo de Bacias, que inclui as Bacias do Ceará, Potiguar e Sergipe-Alagoas na fronteira nordeste do Brasil, são bacias produtivas em águas rasas e praticamente inexploradas em águas profundas (com exceção do Campo de Pirarema na Bacia do Sergipe-Alagoas).

As bacias da Foz do Amazonas e Barreirinhas estão localizadas na parte noroeste da fronteira equatorial Brasileira; estas Bacias ainda são consideradas zonas fronteiriças. A Bacia Ceará-Potiguar é a mais oriental das Bacias e é uma típica Bacia Atlântica, que passou pela ruptura continental e separação de placas. A Bacia cobre uma área de aproximadamente 180.000 km^2 e se alonga do continente ao litoral, sendo a maioria de suas explorações ocorrendo no continente ou em águas rasas.

7.9 - Outras informações relevantes

Bacias Continentais

As bacias continentais Brasileiras podem ser classificadas em dois tipos principais, as bacias paleozóicas-proterozóicas de interior e as bacias costeiras do cretáceo. Com a exceção da Bacia do Solimões (que já produz petróleo e gás), todas as demais são bacias pouco ou inexploradas (incluindo as do Acre, Amazonas, Parnaíba, São Francisco, Paraná e Parecis-Alto Xingu). A respeito das bacias costeiras do cretáceo, apesar das Bacias de Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo serem consideradas maduras, muitas outras (incluindo as de Marajó, Araripe-Rio do Peixe, Tucano, São Luiz e Tacutu) são totalmente ou em grande parte inexploradas.

Gasodutos, Oleodutos e Infraestrutura

O aspecto de águas profundas da produção de petróleo Brasileiro significa que a maior parte da produção está associada à produção, armazenamento e descarga flutuantes. A estrutura de oleodutos é, como consequência, relativamente limitada, com a produção sendo carregada e transportada por caminhões-tanque diretamente a terminais costeiros nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo. A infra-estrutura para petróleo Brasileira está limitada as bacias de Campos e Santos, com duas linhas separadas até a costa.
O gráfico abaixo descreve a infra-estrutura de petróleo e gás do Brasil.

Fonte: Wood Mackenzie

De acordo com a ANP, em 2009, existiam 16 refinarias em operação no Brasil, com capacidade-base de aproximadamente 332,7 mil m^3/d, das quais 12 são operadas pela Petrobras.

Indústria Peruana de Petróleo e Gás

O Peru é uma fonte de petróleo e gás, apesar do país ser ainda um importador de hidrocarbonetos. A produção de petróleo apresenta declínio estável desde o começo dos anos 80, resultando em um déficit de comércio de petróleo no Peru desde 1992. Iniciativas recentes do Governo Peruano começaram a aumentar os incentivos a investimentos privados na exploração de petróleo.

A principal área de produção de petróleo do Peru está situada na Bacia de Marañon, no norte continental do país. A

7.9 - Outras informações relevantes

Perupetro estima que as reservas comprovadas de Marañon sejam maiores que 1.000 mmbbl de petróleo. Outras regiões produtoras do peru incluem a bacia de Talara, com mais de 1.500 mmbbl comprovados de petróleo, a bacia Madre de Dios, com 2.5 tcf de gás comprovado e a Bacia de Ucayali com 800 mmbbl de gás líquido e 12.5 tcf de gás comprovado.

O Relatório Estatístico de Energia Mundial BP 2010 mostra que o consumo doméstico do Peru está estimado em 188.124 bbl/d de petróleo em 2009, enquanto que a produção do país era de 145.280 bbl/d no mesmo ano. O Peru permanece como um importador de petróleo, maior que seu vizinho Equador e outros países da América do Sul.

De acordo com a Perupetro, o Peru produzia aproximadamente 370 mmcf/d de gás em julho de 2009. A produção doméstica de gás aumentou de uma média de aproximadamente 12 mmcf/d em 2000 para mais de 319 mmcf/d em julho de 2009. A maior parte da produção de gás do Peru advém do Bloco 88, que contêm uma parte do campo de Camisea ao sul. A reserva estimada atribuída a este projeto é de 8,0 tcf de gás e 517 mmbbl de gás líquido. Em 14 de janeiro de 2008 a Petrobras, a Repsol YPF e a Burlington Resources Inc. anunciaram uma descoberta no Bloco 57, imediatamente ao norte do Bloco 88. O poço descoberto, Kinteroni 1X, testou para 35mmcf/d de gás e 1.245 bbl/d de condensado. No mesmo anúncio, a Petrobras estimou que os volumes da reserva, baseada nas dimensões da estrutura de Kinteroni, seriam próximos de 2,0 tcf. Esta descoberta está localizada a aproximadamente 180 quilômetros ao sul do Bloco 126.

Atualmente, existem aproximadamente 100.000 bbl/d de capacidade excedente disponível nos oleodutos para novas descobertas de petróleo. A Petroperu administra os dutos, mas não possui participação acionária na produção ou reservas. A Perupetro é responsável pelas negociações, liberação de licenças de exploração e pela promoção internacional das reservas Peruanas de extração de hidrocarbonetos.

A descoberta e o desenvolvimento do campo de Camisea mudou a indústria de gás do Peru. Um consórcio liderado pela Pluspetrol S.A., uma corporação Argentina, iniciou a produção deste campo em 2004. As reservas comprovadas do campo de Camisea passam de 8,0 tcf, com reservas de gás associadas de 517 mmbbl. Com a conexão do campo de Camisea, a cidade de Lima passa a receber gás, uma vez que está conectada ao gasoduto. Está sendo elaborada uma estratégia para entregar GNL aos mercados de exportação. Os principais participantes do campo de Camisea são a Pluspetrol S.A., Repsol YPF, Hunt Oil Company, e a SK Energy da Coréia.

A Peru LNG Co., um consórcio liderado pela Hunt Oil Company, que inclui a SK Energy, Repsol YPF, e a Marubeni do Japão, assinaram um contrato com o Govero Peruano para a construção de instalações de GNL. A fábrica de GNL, a ser construída a aproximadamente 168 quilômetros ao sul de Lima, irá converter 625 mmcf/d de gás em GNL e exportar 4,5 milhões de toneladas ao ano. A construção da fábrica começou em 2006 e completou-se no primeiro semestre de 2010, a um custo de mais de US$ 3,8 bilhões. A proposta é o transporte de GNL aos mercados do México e oeste dos Estados Unidos. Segundo a International Petroleum Encyclopaedia de 2007, este projeto de GNL deve transformar o Peru de importador a exportador de hidrocarbonetos, independentemente do aumento de consumo doméstico causado pelo acesso ao gás por Lima.

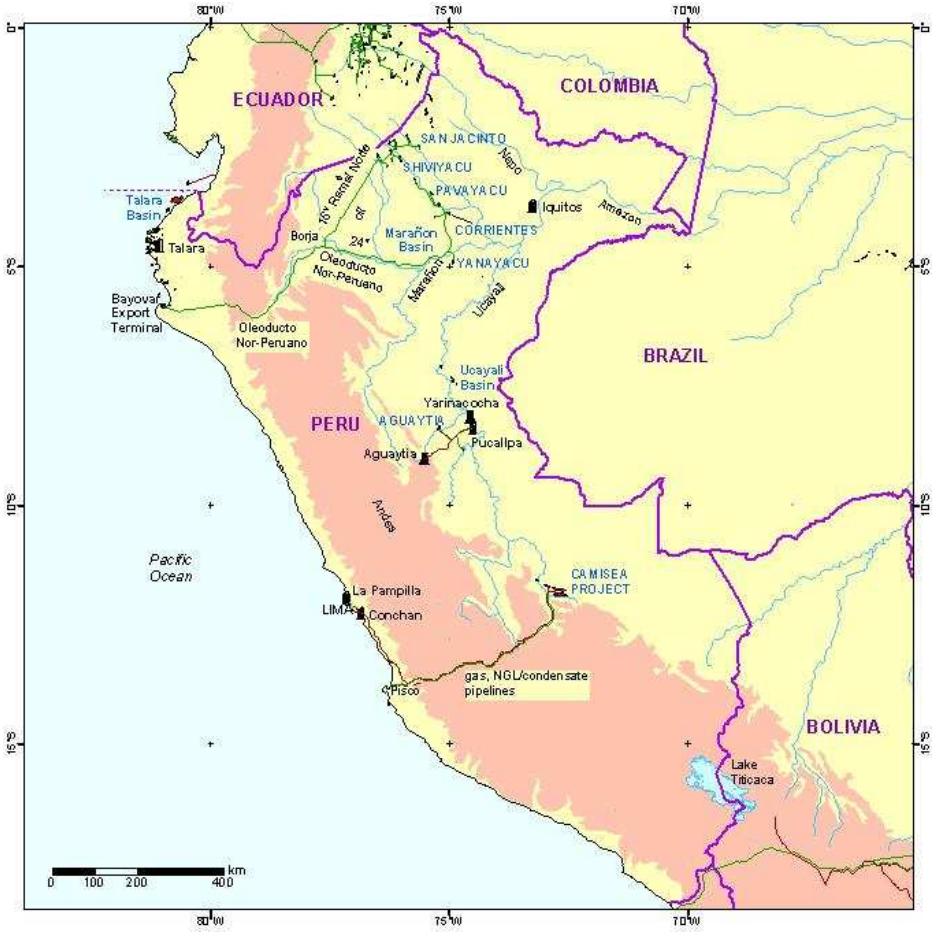
O mercado de gás no Peru é concentrado, sendo a Pluspetrol S.A. o principal operador de petróleo e gás. Iniciativas recentes têm atraído novas empresas e levado participantes antigos a acelerar suas atividades. Isto inclui a Occidental, Burlington Resources Inc. (uma subsidiária da ConocoPhillips), Petrobras, Repsol, Talisman Energy Inc., Hunt Oil Company, BPZ Energy, Inc., PetroChina Company Limited entre outras empresas. A ConocoPhillips possui uma participação na propriedade de seis blocos de exploração no Peru, com 100% de participação em dois destes blocos, adquiridos em 2006. A Talisman Energy Inc tem aumentado constantemente suas participações no Peru nos últimos quatro anos. Segundo seu website corporativo, a Talisman Energy Inc. atualmente possui 50% de participação operacional no Bloco 54, 70% de participação operacional no Bloco 101, 40% de participação operacional no Bloco 103, 55% de participação operacional no Bloco 134 e conseguiu uma participação de 100% no Bloco 158 em abril de 2009. Um aumento da atividade exploratória por empresas pequenas de petróleo e gás tem acontecido em uma taxa crescente nos últimos anos, sendo esta atividade impulsionada por uma bacia amplamente inexplorada com grande potencial de recursos e fortes incentivos econômicos para atividades de exploração.

Infra-estrutura

A infra-estrutura para hidrocarbonetos existente no Peru é muito limitada e tem sido um dos principais problemas para o desenvolvimento dos recursos naturais do país.

O gráfico abaixo descreve a infra-estrutura de petróleo e gás do Peru.

7.9 - Outras informações relevantes



Fonte: Wood Mackenzie

O principal oleoduto do Peru, o Nor-Peruano, estende-se por mais de 800 quilômetros e é a principal rota de trânsito das regiões produtoras de petróleo da Bacia Amazônica até a costa do Pacífico. A construção da primeira seção deste oleoduto em 1977 foi um grande feito de engenharia em função do difícil terreno de floresta e montanha. Existem cinco refinarias operacionais no Peru, três delas de propriedade da Petroperu. Uma sexta refinaria em Marsella cessou suas operações no final dos anos 80. Três das refinarias existentes estão localizadas ao longo da costa do Pacífico, e as outras estão na Bacia Amazônica. Com o uso limitado de gás pelo Peru, não há nenhum desenvolvimento significativo da rede doméstica de gasodutos do país. Mesmo com o gás sendo produzido internamente, seu uso é altamente localizado. O resultado é a inexistência de uma rede integrada de gasodutos.

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

a. controladores diretos e indiretos

A companhia é controlada diretamente pela Kei (Brazil Santos) PTY. Ltd., que detém a totalidade de seu capital social, exceto por uma ação, que é detida pela Kei Ltd. A Kei (Brazil Santos) PTY. Ltd. é controlada pela Kei Ltd., que detém 100% de seu capital social, que, por sua vez, é controlada pela Karoon Austrália, companhia listada na Australian Securities Exchange, que detém 100% de seu capital social e é, portanto, a controladora indireta da Companhia.

b. controladas e coligadas

Atualmente, a Companhia não possui controladas nem coligadas. Após a reestruturação societária a ser realizada após a liquidação das ações objeto do IPO da Companhia, a Companhia exercerá sua opção de compra de ações de emissão das Sociedades Australianas e passará a controlar tais sociedades. Para maiores informações sobre a referida reestruturação societária, ver o item 6.5 deste Formulário de Referência.

c. participações da Companhia em sociedades do grupo

A Companhia não possui participações em sociedades do grupo.

d. participações de sociedades do grupo na Companhia

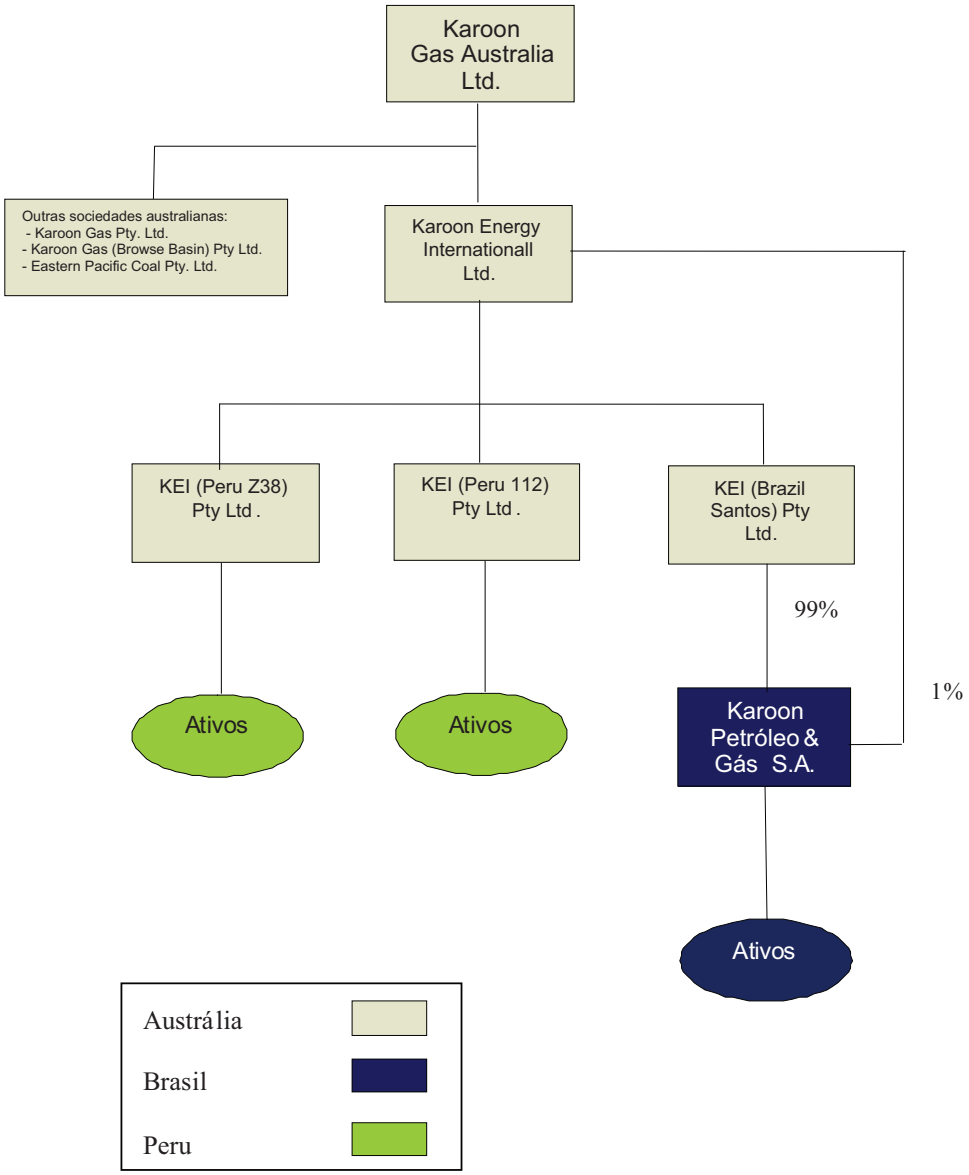
A Companhia é controlada pela KEI (Brazil Santos) PTY. Ltd. Ademais, a Kei Ltd. possui 1 (uma) ação da Companhia.

e. sociedades sob controle comum

As sociedades sob o controle comum estão dispostas no organograma do item 8.2 abaixo.

8.2 - Organograma do Grupo Econômico

O organograma abaixo apresenta a atual estrutura simplificada do grupo societário da Companhia:



8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	**21/10/2010**
Evento societário	Aquisição e alienação de ativos importantes
Descrição da operação	Reestruturação Societária (Ativos Peruanos): A Companhia realizará uma reestruturação societária, por meio do exercício da opção prevista no Contrato de Opção de Compra de Ações e do exercício do Bônus de Subscrição, os quais acarretarão na transferência das Sociedades Australianas para a Companhia. A reestruturação será realizada de acordo com a seguinte sequência de eventos: Em 21 de outubro de 2010 foi realizada assembléia geral extraordinária da Companhia que aprovou: (i) a celebração, pela Companhia, do Contrato de Opção de Compra de Ações com Kei Ltd., que confere à Companhia uma opção de compra das ações de emissão das Sociedades Australianas, cujo preço de exercício será de R$1.286.359.250,00, conforme laudo de avaliação elaborado especialmente para esse fim pela Deloitte Touche Tohmatsu Consultores Ltda.; (ii) o referido laudo de avaliação; (iii) a emissão privada do Bônus de Subscrição pela Companhia em favor da Kei Ltd., contemplando o direito de subscrição e integralização de 500.850 ações ordinárias de emissão da Companhia; e (iv) a autorização para a Diretoria da Companhia tomar todas as providências necessárias para a implementação das deliberações aprovadas. Em 21 de outubro de 2010, (i) a Kei Ltd. e a Companhia celebraram o Contrato de Opção de Compra de Ações por meio do qual Kei Ltd. confere à Companhia a opção de compra das ações emitidas pelas Sociedades Australianas; e (ii) a Companhia emitiu o Bônus de Subscrição. Nos termos do Contrato de Opção de Compra de Ações, (i) a opção de compra de ações deverá ser exercida pela Companhia após a liquidação das ações objeto do IPO; e (ii) a Kei Ltd. exercerá o Bônus de Subscrição mediante o exercício da opção de compra de ações pela Companhia. Assim, após a liquidação das ações objeto do IPO, nos termos do Contrato de Opção de Compra de Ações: - a Companhia terá o direito de exercer a opção de compra de ações de emissão das Sociedades Australianas; - mediante o exercício da opção de compra pela Companhia, a Kei Ltd. exercerá o Bônus de Subscrição; e - o Conselho de Administração da Companhia aprovará um aumento de seu capital para a emissão da quantidade de ações prevista no Bônus de Subscrição, a serem subscritas pela Kei Ltd. e integralizadas com as ações das Sociedades Australianas. A reestruturação societária pode sofrer atrasos ou mesmo não ser concluída. Para mais informações ver “Fatores de Risco – Riscos Relacionados à Companhia - A Companhia poderá enfrentar atrasos ou não ser capaz de finalizar sua reestruturação societária.”, na seção 4.1 deste Formulário de Referência.

8.4 - Outras informações relevantes

O Grupo Karoon

A Karoon Austrália foi fundada em 2003 pelo Sr. Robert Hosking, executivo *senior* com mais de 17 anos de experiência na indústria de petróleo e gás e comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de novos empreendimentos em petróleo e gás. Sob a liderança do Sr. Hosking durante aproximadamente seis anos, a Karoon Austrália cresceu e capitalizou-se, tornando-se a quarta maior empresa de exploração de petróleo e gás da Austrália em valores de mercado. Antes da fundação da Karoon Austrália, o Sr. Hosking foi um dos fundadores da Nexus Energy Limited, empresa australiana de exploração e produção de petróleo e gás. O Grupo Karoon também se beneficia de vasta experiência técnica e conhecimento da indústria de petróleo e gás. O seu grupo técnico é liderado pelo Sr. Mark Smith, antigo gerente de exploração da BHP Billiton Petroleum, com mais de 30 anos de experiência na indústria internacional de petróleo e gás e que já participou de 14 bem-sucedidas descobertas comerciais de petróleo.

O sucesso da expertise da Karoon Austrália é evidenciado pela divulgação, em abril de 2009, de uma importante descoberta de gás no poço de exploração Poseidon 1, perfurado no litoral oeste da Austrália, em uma profundidade marítima de 494 metros e uma profundidade total do poço de 5.000 metros abaixo do nível do mar. A Karoon Austrália, em conjunto com seu sócio ConocoPhillips, Inc., continua a avaliar o Campo de Gás Poseidon e resultados preliminares indicam que o campo pode constituir uma nova e importante fonte de gás liquefeito ("GNL"). O contingente líquido de recursos do Campo Poseidon atribuído à Karoon Austrália é estimado pela DeGolyer & McNaughton em 17,4 trilhões de pés cúbicos de gás (avaliação otimista), equivalente a 1,2 bilhões de boe (aqui entendido como "barril de óleo equivalente", ou seja, a medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás para um Barril de Óleo (5.615/1), segundo a tabela de conversões da *BP Statisticial Review of World Energy* de 2007).

Como o único veículo de investimento do Grupo Karoon para suas operações de exploração e desenvolvimento de petróleo na América do Sul, a Companhia objetiva dar continuidade à sua estratégia comprovada de:

- oferecer um grande potencial de retorno a seus acionistas, objetivando oportunidades de grande escala que podem se transformar em ativos de porte mundial;
- focar em áreas localizadas em bacias comprovadas com sistemas de produção de petróleo em funcionamento;
- deter grandes participações em ativos-chave, permitindo uma participação significativa continuada e agregação de valor através de bem sucedidas atividades de exploração e desenvolvimento desses ativos;
- desenvolver alianças estratégicas e de valor agregado com as principais empresas de petróleo e gás em operação no Brasil, Peru e em outros locais da América do Sul, através de oportunidades pontuais de *farm-in* e *farm-out* e celebração de consórcios para participação em licitações;
- adquirir áreas e ativos que possuem grande potencial de agregação de valor, em função de sua exploração limitada ou falta de tecnologia de exploração de ponta;
- investir em tecnologia de última geração; e
- reter e selecionar profissionais altamente qualificados e experientes.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

a. ativos imobilizados

Não há ativos operacionais relevantes para divulgação.

c. sociedades em que a Companhia tenha participação

A Companhia não detém participação em nenhuma sociedade.

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
Marcas	"Karoon Petróleo & Gás"	Brasil	10, passível de renovação.	A Companhia desconhece qualquer evento que possa causar a perda dos direitos relativos a essa marca.	A Companhia não acredita que a perda da marca terá consequências relevantes para as suas atividades operacionais.
Marcas	"Karoon Brasil"	Brasil	10 anos passível de renovação	A Companhia desconhece qualquer evento que possa causar a perda dos direitos relativos a essa marca.	A Companhia não acredita que a perda da marca terá consequências relevantes para as suas atividades operacionais.
Concessões	Contrato de Concessão Nº 48610.001378/2008-34, referente ao bloco S-M-1037.	Área de 173.40132 km² na Bacia de Santos.	Tem duração de até 34 anos.	O contrato de concessão prevê que este poderá ser rescindido pela ANP caso o concessionário deixe de cumprir, no prazo fixado pela ANP, obrigação inadimplida, ou quando o concessionário ou qualquer um de seus integrantes (no caso de consórcio) for declarado falido, insolvente ou requerer recuperação judicial. Como conseqüência da rescisão, o concessionário responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, na forma da lei (Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999) e do contrato de concessão, devendo ainda devolver as áreas de concessão, nos termos previstos no contrato.	A Companhia acredita que a perda dos direitos sobre seus ativos, em decorrência da perda de sua concessão, poderá acarretar um efeito adverso em suas operações, condição financeira e resultados. A Lei do Petróleo e o contrato de concessão determinam que a devolução das áreas, assim como a reversão de bens, não implicará em ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, bens móveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. Assim, todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrantes da área de concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis de acordo com as regras aplicáveis para o cálculo da participação especial e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público, reverterão à posse e propriedade da União e à adm. da ANP.

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
Concessões	Contrato de Concessão Nº 48610.001379/2008-89, referente ao bloco S-M-1102.	Área de 173.22090 km² na Bacia de Santos.	Tem duração de até 34 anos.	O contrato de concessão prevê que este poderá ser rescindido pela ANP caso o concessionário deixe de cumprir, no prazo fixado pela ANP, obrigação inadimplida, ou quando o concessionário ou qualquer um de seus integrantes (no caso de consórcio) for declarado falido, insolvente ou requerer recuperação judicial. Como conseqüência da rescisão, o concessionário responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, na forma da lei (Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999) e do contrato de concessão, devendo ainda devolver as áreas de concessão, nos termos previstos no contrato.	A Companhia acredita que a perda dos direitos sobre seus ativos, em decorrência da perda de sua concessão, poderá acarretar um efeito adverso em suas operações, condição financeira e resultados. A Lei do Petróleo e o contrato de concessão determinam que a devolução das áreas, assim como a reversão de bens, não implicará em ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, bens móveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. Assim, todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrantes da área de concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis de acordo com as regras aplicáveis para o cálculo da participação especial e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público, reverterão à posse e propriedade da União e à adm. da ANP.

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
Concessões	Contrato de Concessão Nº 48610.001383/2008-47, referente ao bloco S-M-1101.	Área de 173.22090 km² na Bacia de Santos.	Tem duração de até 34 anos.	O contrato de concessão prevê que este poderá ser rescindido pela ANP caso o concessionário deixe de cumprir, no prazo fixado pela ANP, obrigação inadimplida, ou quando o concessionário ou qualquer um de seus integrantes (no caso de consórcio) for declarado falido, insolvente ou requerer recuperação judicial. Como conseqüência da rescisão, o concessionário responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, na forma da lei (Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999) e do contrato de concessão, devendo ainda devolver as áreas de concessão, nos termos previstos no contrato.	A Companhia acredita que a perda dos direitos sobre seus ativos, em decorrência da perda de sua concessão, poderá acarretar um efeito adverso em suas operações, condição financeira e resultados. A Lei do Petróleo e o contrato de concessão determinam que a devolução das áreas, assim como a reversão de bens, não implicará em ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, bens móveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. Assim, todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrantes da área de concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis de acordo com as regras aplicáveis para o cálculo da participação especial e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público, reverterão à posse e propriedade da União e à adm. da ANP.

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
Concessões	Contrato de Concessão Nº 48610.001384/2008-91, referente ao bloco S-M-1165.	Área de 173.03966 km² na Bacia de Santos.	Tem duração de até 34 anos.	O contrato de concessão prevê que este poderá ser rescindido pela ANP caso o concessionário deixe de cumprir, no prazo fixado pela ANP, obrigação inadimplida, ou quando o concessionário ou qualquer um de seus integrantes (no caso de consórcio) for declarado falido, insolvente ou requerer recuperação judicial. Como conseqüência da rescisão, o concessionário responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, na forma da lei (Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999) e do contrato de concessão, devendo ainda devolver as áreas de concessão, nos termos previstos no contrato.	A Companhia acredita que a perda dos direitos sobre seus ativos, em decorrência da perda de sua concessão, poderá acarretar um efeito adverso em suas operações, condição financeira e resultados. A Lei do Petróleo e o contrato de concessão determinam que a devolução das áreas, assim como a reversão de bens, não implicará em ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, bens móveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. Assim, todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrantes da área de concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis de acordo com as regras aplicáveis para o cálculo da participação especial e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público, reverterão à posse e propriedade da União e à adm. da ANP.

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
Concessões	Contrato de Concessão Nº 48610.001385/2008-36, referente ao bloco S-M-1166.	Área de 173.03966 km² na Bacia de Santos.	Tem duração de até 34 anos.	O contrato de concessão prevê que este poderá ser rescindido pela ANP caso o concessionário deixe de cumprir, no prazo fixado pela ANP, obrigação inadimplida, ou quando o concessionário ou qualquer um de seus integrantes (no caso de consórcio) for declarado falido, insolvente ou requerer recuperação judicial. Como conseqüência da rescisão, o concessionário responderá pelas perdas e danos decorrentes de seu inadimplemento e da rescisão, arcando com todas as indenizações e compensações cabíveis, na forma da lei (Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999) e do contrato de concessão, devendo ainda devolver as áreas de concessão, nos termos previstos no contrato.	A Companhia acredita que a perda dos direitos sobre seus ativos, em decorrência da perda de sua concessão, poderá acarretar um efeito adverso em suas operações, condição financeira e resultados. A Lei do Petróleo e o contrato de concessão determinam que a devolução das áreas, assim como a reversão de bens, não implicará em ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, bens móveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP. Assim, todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, integrantes da área de concessão, cujos custos de aquisição são dedutíveis de acordo com as regras aplicáveis para o cálculo da participação especial e que, a critério exclusivo da ANP, sejam necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público, reverterão à posse e propriedade da União e à adm. da ANP.
Marcas	"Karoon"	Brasil	10 anos, passível de renovação	A Companhia desconhece qualquer evento que possa causar a perda dos direitos relativos a essa marca.	A Companhia não acredita que a perda da marca terá consequências relevantes para as suas atividades operacionais.

9.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

As atividades da Companhia, até o momento, foram integralmente suportadas por recursos aportados pelo seu acionista controlador. Adicionalmente, a Companhia pretende implementar oferta pública de ações para captar recursos perante terceiros com a finalidade de obter capital adicional para completar a fase de exploração dos ativos existentes. Com isso, a Diretoria da Companhia entende que a Companhia terá condições financeiras e patrimoniais suficientes para a realização de sua campanha exploratória e o início do desenvolvimento da produção.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando: (i) hipóteses de resgate; (ii) fórmula de cálculo do valor de resgate

A Diretoria da Companhia entende que a atual estrutura de capital apresenta, na data deste Formulário de Referência, níveis de alavancagem em linha com a fase pré-operacional na qual ela se encontra.

Em 30 de setembro de 2009, a Companhia apresentava uma relação entre dívida líquida e patrimônio líquido de 0,1088.

Não há hipóteses de resgate de ações de emissão da Companhia, além das legalmente previstas.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Na data deste Formulário de Referência, em 30 de setembro de 2010 e em 31 de dezembro de 2009 e 2008, a Companhia não possuía dívidas de longo prazo (obrigações financeiras), enquanto a dívida de curto prazo em 30 de setembro de 2010 e em 31 de dezembro de 2009 era de R$4.954 mil e R$455 mil, respectivamente, composta das contribuições sociais devidas, imposto de renda retido na fonte, contas a pagar principalmente relacionadas às atividades de exploração e avaliação da Companhia, aos custos do processo de IPO e a provisões para o imposto de renda e contribuições sociais, em todos os casos sem prestação de garantias.

Os recursos necessários para os compromissos operacionais encontram-se em caixa ou em aplicações equivalentes a caixa em instituições financeiras. A Companhia também não possui compromissos financeiros relativos a operações com derivativos.

A atual situação financeira da Companhia e de suas acionistas controladoras é suficiente para com seus compromissos financeiros assumidos até o momento, sem a necessidade de assumir financiamentos ou empréstimos.

Vale, ademais, observar que a Companhia pretende obter recursos adicionais através do IPO.

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Ver os itens 10.1.a e 10.1.c. acima.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Ver os itens 10.1.a e 10.1.c. acima.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo: (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes; (ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras; (iii) grau de subordinação entre as dívidas; e (iv) eventuais restrições impostas à Companhia, 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

Em 30 de setembro de 2010 e em 31 de dezembro de 2009 e 2008, a Companhia não possuía obrigações financeiras, sendo o endividamento total (passivo circulante + passivo não circulante) da Companhia representado por passivos de curto prazo, referentes basicamente a impostos, taxas e contribuições a recolher, pagamento devido a fornecedores de serviços, contas a pagar (principalmente relacionadas aos custos do processo de IPO, custos com consultores, dados sísmicos e seguros) e provisões para o imposto de renda e contribuições sociais, em todos os casos sem prestação de garantias.

A Companhia não firmou quaisquer contratos de empréstimo e financiamento relevantes, nem possui outras relações de longo prazo com instituições financeiras, exceto pelos contratos de prestação de garantia bancária firmados com o Banco BNP Paribas Brasil S.A., pelos quais o banco constituiu, em favor das Companhia, garantia do cumprimento de suas obrigações perante a ANP nos contratos de concessão Nº 48610.001378/2008-34, bloco S-M-1037, Nº 48610.001379/2008-89, bloco S-M-1102, Nº 48610.001383/2008-47, bloco S-M-1101, Nº 48610.001384/2008-91, bloco S-M-1165, e Nº 48610.001385/2008-36, bloco S-M-1106, datados de 12 de março de 2008. Os valores das garantias vinculadas a cada um dos contratos de concessão são de, respectivamente, R$ 1.314 mil, R$ 3.762 mil, R$ 1.314 mil, R$ 3.762 mil e R$ 3.762 mil, sendo que todas elas são válidas até 12 de setembro de 2011. Em função desses contratos de garantia bancária, a Companhia cedeu fiduciariamente em garantia ao Banco BNP Paribas Brasil S.A. os direitos de crédito decorrentes de operações com opções de moeda realizadas no âmbito de contrato firmado com o aludido banco.

Não há quaisquer restrições contratuais impostas à Companhia 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

Não aplicável.

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Até a data deste Formulário de Referência, a Companhia não apurou alterações significativas nos itens integrantes de suas demonstrações financeiras. De qualquer forma, seguem planilhas detalhando o balanço patrimonial e as demonstrações de resultado, das mutações no patrimônio líquido, de fluxo de caixa e do valor adicionado da Companhia referentes aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 30 de setembro de 2009 e aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e 2008, com breves comentários sobre cada conta, bem como sobre as alterações havidas.

Como a Companhia iniciou suas atividades em fevereiro de 2008, não há demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. Além disso, as referências às informações financeiras da Companhia para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2008 dizem respeito ao período compreendido entre os dias 7 de fevereiro de 2008 e 31 de dezembro de 2008.

Balanços Patrimoniais

Comparação das contas do balanço patrimonial em 30 de setembro de 2010 e em 30 de setembro de 2009

	Em 30 de setembro de			
	2010	**2009**	**Variação**	**Variação**
Ativo:	**(R$ mil)**			**(%)**
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa (disponibilidades)	430	93	337	362,4
Adiantamento a fornecedores	1	-	1	-
Total do ativo circulante	431	93	338	363,4
Não Circulante				
Depósitos e cauções	44	-	44	-
Aplicação financeira	18.557	16.651	1.906	11,4
Gastos com emissão de ações	1.169	-	1.169	
Imobilizado	197	-	197	-
Intangível	30.078	30.065	13	0,0
Total do ativo não circulante	50.045	46.716	3.329	7,1
Total do Ativo	**50.476**	**46.809**	**3.667**	**7,8**

Passivo:

Circulante				
Impostos e taxas a recolher	5	3	2	66,7
Contribuições sociais a recolher	5	9	(4)	(44,4)
Contas a pagar	4.941	-	4.941	-
Provisão de férias e 13º salário	3	-	3	-
Provisão para contribuição social	-	102	(102)	-

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Provisão para imposto de renda	-	261	(261)	-
Total do Passivo	4.954	375	4.579	1.221,1

Patrimônio Líquido:

Capital social	78.700	78.700	-	-
Capital a integralizar	(2.297)	(31.546)	29.249	92,7
Prejuízos acumulados	(30.881)	(720)	(30.161)	4.189,0
Total do Patrimônio Líquido	45.522	46.434	(912)	(2,0)
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	**50.476**	**46.809**	**3.667**	**7,8**

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa (disponibilidades)

As disponibilidades aumentaram 362,4%, de R$93 mil em 30 de setembro de 2009 para R$430 mil em 30 de setembro de 2010, principalmente devido às contribuições de capital feitas pelo acionista controlador da Companhia.

Adiantamento a fornecedores

A Companhia registrou adiantamento a fornecedores de R$1 mil em 30 de setembro de 2010 e não registrou quaisquer adiantamento a fornecedores em 30 de setembro de 2009.

Total do Ativo Circulante

Como resultado do acima exposto, o total do ativo circulante cresceu 363,4%, passando de R$93 mil em 30 de setembro de 2009 para R$431 mil em 30 de setembro de 2010.

Ativo Não Circulante

Depósitos e cauções

Registramos depósitos e cauções de R$44 mil em de 30 de setembro de 2010. Não registramos depósitos e cauções em 30 de setembro de 2009.

Aplicação financeira

As aplicações financeiras aumentaram 11,4%, passando de R$16.651 mil em de 30 de setembro de 2009 para R$18.557 mil em 30 de setembro de 2010 devido à capitalização de juros vencidos.

Gastos com emissão de ações

A Companhia incorreu em gatos com serviços jurídicos e de auditoria para a abertura de seu capital e a realização do IPO em setembro de 2010, o que não ocorreu em setembro de 2009.

Imobilizado

O ativo imobilizado da Companhia era de R$197 mil em 30 de setembro de 2010 e em 30 de setembro de 2009 a Companhia não possuía ativo imobilizado.

Intangível

Os ativos intangíveis aumentaram de R$30.065 mil em 30 de setembro de 2009 para R$30.078 mil em 30 de setembro de 2010.

Total do Ativo Não Circulante

Como resultado do acima exposto, o ativo não circulante total da Companhia cresceu 7,1%, passando de R$46.716 mil em 30 de setembro de 2009 para R$50.045 mil em 30 de setembro de 2010.

Total do Ativo

O ativo total aumentou 7,8%, de R$46.809 mil em 30 de setembro de 2009 para R$50.476 mil em 30 de setembro de 2010.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Passivo

Impostos e taxas a recolher

Impostos e taxas a recolher se mantiveram estáveis em 30 de setembro de 2010 e 2009.

Contribuições sociais a recolher

As contribuições sociais a recolher se mantiveram estáveis em 30 de setembro de 2010 e 2009.

Contas a pagar

A Companhia registrou contas a pagar de R$4.941 mil em 30 de setembro de 2010. As contas a pagar são relacionadas a faturas pendentes para as atividades de exploração e avaliação e para o implemento do IPO na data do balanço. Não havia contas a pagar em 30 de setembro de 2009, em razão do calendário de pagamentos devidos, principalmente aos fornecedores das atividades de exploração e avaliação.

Provisão para contribuição social

Devido ao aumento das despesas de exploração em 2010 em relação a 2009, a Companhia estava em uma posição de prejuízo em 30 de setembro de 2010 e, portanto, não registrou provisão para contribuição social. Em 30 de setembro de 2009, a provisão para contribuição social de R$102 mil foi registrada em função do lucro tributável do período e do ano anterior.

Provisão para imposto de renda

Devido ao aumento das despesas de exploração em 2010 em relação a 2009, a Companhia estava em uma posição de prejuízo em 30 de setembro de 2010 e, portanto, não registrou provisão para imposto de renda. Em 30 de setembro de 2009, a provisão para imposto de renda de R$261 mil foi registrada em função do lucro tributável do período e do ano anterior.

Total do Passivo

Como resultado do acima exposto, o passivo circulante total aumentou em 1.221,1%, de R$375 mil em 30 de setembro de 2009, para R$4.954 mil em 30 de setembro de 2010.

Patrimônio Líquido

Capital social

O capital social se manteve em R$78.700 mil em 30 de setembro de 2010 e em 30 de setembro de 2010.

Capital social a integralizar

O capital social a integralizar caiu 92,7%, de R$31.546 mil em 30 de setembro de 2009, para R$2.297 mil em 30 de setembro de 2010.

Prejuízos acumulados

Os prejuízos acumulados aumentaram em 4.189,0%, de R$720 mil em 30 de setembro de 2009, para R$30.881 mil em 30 de setembro de 2010, principalmente devido a despesas exploratórias incorridas durante o ano.

Total do Patrimônio Líquido

Como resultado do acima exposto, o patrimônio líquido diminuiu 2,0%, de R$46.434 mil em 30 de setembro de 2009, para R$45.522 mil em 30 de setembro de 2010.

Total do Passivo e do Patrimônio Líquido

O passivo total e patrimônio líquido aumentaram 7,8%, de R$46.809 mil em 30 de setembro de 2009, para R$50.476 mil em 30 de setembro de 2010.

Comparação das contas do balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2009 e 31 de dezembro de 2008

Ativo:	Em 31 de dezembro 2009	Em 31 de dezembro de 2008	Variação	Variação
	(R$ mil)			(%)
Circulante				
Caixa e equivalentes de caixa (disponibilidades)	1.216	1	1.215	121.500,0
Adiantamento a fornecedores	2	-	2	-

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Total do ativo circulante	1.218	1	1.217	121.700,0
Não Circulante				
Depósitos e cauções	-	-	-	-
Aplicação financeira	17.103	15.358	1.745	11,4
Imobilizado	-	-	-	-
Intangível	30.065	30.065	-	-
Total do ativo não circulante	47.168	45.423	1.745	3,8
Total do Ativo	**48.386**	**45.424**	**2.962**	**6,5**

Passivo:

Circulante				
Impostos e taxas a recolher	12	-	12	-
Contribuições sociais a recolher	31	-	31	-
Contas a pagar	49	15	34	226,7
Provisão para contribuição social	102	102	-	-
Provisão para imposto de renda	261	261	-	-
Total do Passivo	455	378	77	20,4

Patrimônio Líquido:

Capital social	78.700	44.277	34.423	77,7
Capital a integralizar	(29.471)	-	(29.471)	-
Lucros (prejuízos) acumulados	(1.298)	769	(2.067)	(268,8)
Total do Patrimônio Líquido	47.931	45.046	2.885	6,4
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	**48.386**	**45.424**	**2.962**	**6,5**

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa (disponibilidades)

O caixa e disponibilidades aumentaram 121.500%, de R$1 mil em 31 de dezembro de 2008, para R$1.216 mil em 31 de dezembro de 2009, principalmente em decorrência das contribuições de capital realizadas pelo acionista controlador da Companhia.

Adiantamento a fornecedores

A Companhia registrou adiantamento a fornecedores de R$2 mil em 31 de dezembro de 2009 e não registrou quaisquer adiantamento a fornecedores em 31 de dezembro de 2008.

Total do Ativo Circulante

Como resultado do acima exposto, o ativo circulante aumentou 121.700%, de R$1 mil em 31 de dezembro de 2008, para R$1.218 mil em 31 de dezembro de 2009.

Ativo Não Circulante

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Depósitos e cauções

A Companhia não registrou quaisquer depósitos e cauções em 31 de dezembro de 2008 e 2009.

Aplicação financeira

As aplicações financeiras aumentaram 11,4%, de R$15.358 mil em 31 de dezembro de2008, para R$17.103 mil em 31 de dezembro de 2009, em decorrência da capitalização de juros vencidos.

Imobilizado

Não havia ativo imobilizado em 31 de dezembro de 2008 nem em 31 de dezembro de 2009.

Intangível

Os ativos intangíveis permaneceram estáveis em R$30.065 mil em 30 de dezembro de 2008 e 2009.

Total do Ativo Não Circulante

Como resultado do acima exposto, o ativo não-circulante total aumentou 3,8%, de R$45.423 mil em 31 de dezembro de 2008, para R$47.168 mil em 31 de dezembro de 2009.

Total do Ativo

O ativo total aumentou 6,5%, de R$45.424 mil em 31 de dezembro de 2008, para R$48.386 mil em 31 de dezembro de 2009.

Passivo

Impostos e taxas a recolher

A Companhia registrou impostos e taxas a recolher de R$12 mil em 31 de dezembro de 2009. A Companhia não registrou quaisquer impostos e taxas a recolher em 31 de dezembro de 2008.

Contribuições sociais a recolher

A Companhia registrou contribuições sociais a recolher de R$31 mil em 31 de dezembro de 2009. A Companhia não registrou contribuições sociais a recolher em 31 de dezembro de 2008.

Contas a pagar

As contas a pagar aumentaram 226,7%, de R$15 mil em 31 de dezembro de 2008, para R$49 mil em 31 de dezembro de 2009, em decorrência do aumento das atividades.

Provisão para contribuição social

A provisão para contribuição social permaneceu estável em R$102 mil em 31 de dezembro de 2008 e 2009.

Provisão para imposto de renda

A provisão para o imposto de renda permaneceu estável em R$261 mil em 31 de dezembro de 2008 e 2009.

Total do Passivo

Como resultado do acima exposto, o passivo circulante total aumentou 20,4%, de R$378 mil em 31 de dezembro de 2008, para R$455 mil em 31 de dezembro de 2009.

Patrimônio Líquido

Capital social

O capital social aumentou 77,7%, de R$44.277 mil em 31 de dezembro de 2008, para R$78.700 mil em 31 de dezembro de 2009, devido a contribuições de capital custeadas pelo acionista controlador da Companhia.

Capital social a integralizar

A Companhia registrou capital social a integralizar de R$29.471 mil em 31 de dezembro de 2009. A Companhia não registrou capital social a integralizar em 31 de dezembro de 2008.

Prejuízos acumulados

Os prejuízos acumulados aumentaram 268,8%, de lucros acumulados de R$769 mil em 31 de dezembro de 2008, para prejuízos acumulados de R$1,298 mil em 31 de dezembro de 2009, principalmente em decorrência das despesas exploratórias incorridas durante o exercício social.

Total do Patrimônio Líquido

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Como resultado do quanto acima exposto, o patrimônio líquido total aumentou 6,4%, passando de R$45.046 mil em 31 de dezembro de 2008 para R$47.931 mil em 31 de dezembro de 2009.

Total do Passivo e do Patrimônio Líquido

Essa conta sofreu um acréscimo de 6,5%, passando de R$45.424 mil em 31 de dezembro de 2008 para R$48.386 mil em 31 de dezembro de 2009.

Demonstrações de Resultado

Comparação entre os períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009

	Período de Nove Meses Encerrado em 30 de setembro de			
	2010	2009	Variação	Variação
	(R$ mil)			(%)
Receitas (despesas) operacionais				
Gastos exploratórios	(29.922)	(2.534)	(27.388)	1.080,8
Despesas com pessoal	(16)	-	(16)	-
Despesas administrativas	(303)	(1)	(302)	30.200,0
Receitas financeiras, líquidas	1.311	1.250	61	4,9
Impostos e taxas	(270)	(31)	(239)	771,0
Serviços prestados por terceiros	(377)	(173)	(204)	117,9
Outras despesas operacionais	(6)	-	(6)	-
Prejuízo do período	(29.583)	(1.489)	(28.094)	1.886,8

Gastos exploratórios

Os gastos exploratórios consistem principalmente em gastos com avaliações geológicas, geofísicas, de exploração e outras despesas de avaliação, incluindo despesas gerais e administrativas diretamente atribuíveis a essas atividades de avaliação.

Os gastos exploratórios aumentaram 1.080,8%, passando de R$2.534 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 para R$29.922 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. O aumento resulta principalmente dos gastos incorridos com o programa de aquisição de dados sísmicos 3D e processos relacionados para o bloco exploratório da Companhia com extensão de 750 quilômetros quadrados localizado na Bacia de Santos no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, gastos estes não incorridos no período correspondente em 2009.

Despesas com pessoal

A Companhia registrou despesas com pessoal de R$16 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, devido à contratação de um empregado para sua sede administrativa. Não houve despesas com pessoal no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009.

Despesas administrativas

Registramos um aumento nas despesas administrativas de R$1 mil em 30 de setembro de 2009 para R$303 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, sobretudo como resultado das despesas incorridas com o estabelecimento da Companhia em sua nova sede em fevereiro de 2010 e de despesas de viagens.

Receitas financeiras, líquidas

As receitas financeiras líquidas aumentaram 4,9%, passando de R$1.250 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 para R$1.311 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. Esse acréscimo se deve principalmente aos juros compostos obtidos dos montantes detidos junto ao Banco BNP Paribas Brasil S.A. como garantia para as cartas de crédito da Companhia relativas aos compromissos de exploração firmados com a ANP em relação aos blocos exploratórios da Companhia na Bacia de Santos.

Impostos e taxas

As despesas com impostos e taxas aumentaram 771,0%, partindo de uma despesa de R$31 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009 para uma despesa de R$270 mil no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010. O aumento é atribuível aos impostos pagos sobre as transferências de fundos para as contribuições de capital adicional que a Companhia recebeu de seu acionista controlador.

Serviços prestados por terceiros

Os serviços prestados por terceiros aumentaram 117,9%, passando de R$173 mil no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009 para R$377 mil no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, principalmente em função da prestação de serviços jurídicos e de contabilidade em relação às atividades da Companhia de exploração em desenvolvimento.

Prejuízo líquido do período de nove meses findo em 30 de setembro

Como resultado do acima exposto, o prejuízo líquido da Companhia foi de R$1.489 mil no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009 e passou para R$29.583 mil no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, o que representou um aumento do prejuízo líquido de 1.886,8%.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comparação entre o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009 e o período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008

A tabela abaixo apresenta as informações financeiras históricas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009 e o período entre 7 de fevereiro e em 31 de dezembro de 2008.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro 2009	Período entre 07 de fevereiro e 31 de dezembro de 2008	Variação	Variação
	(R$ mil)			%
Receitas (despesas) operacionais				
Gastos exploratórios	(3.408)	-	(3.408)	-
Despesas administrativas	(47)	-	(47)	-
Receitas financeiras, líquidas	1.701	1.315	386	29,4
Impostos e taxas	(39)	(168)	129	76,8
Serviços prestados por terceiros	(274)	(15)	(259)	1.726,7
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	(2.067)	1.132		
Imposto de renda e contribuição social	—	(363)	363	100
Lucro líquido (prejuízo) do exercício/período	(2.067)	769	(2.836)	

Gastos exploratórios

A Companhia registrou gastos exploratórios de R$3.408 mil em 2009, principalmente como resultado das despesas efetuadas com análise geotécnica, incluindo análise PDSM para os blocos de exploração da Companhia na Bacia de Santos. A Companhia não incorreu em gastos exploratórios em 2008.

Despesas administrativas

A Companhia incorreu em R$47 mil em despesas administrativas em 2009, resultantes principalmente de custos de viagens. Já em 2008 não houve quaisquer despesas administrativas.

Receitas (despesas) financeiras, líquidas

As receitas financeiras líquidas aumentaram 29,4%, passando de receitas no valor de R$1.315 mil em 2008 para receitas no valor de R$1.701 mil em 2009. Esse acréscimo se deve principalmente aos juros compostos obtidos dos montantes detidos junto ao Banco BNP Paribas Brasil S.A. como garantia para as cartas de crédito da Companhia relativas aos compromissos de exploração firmados com a ANP para os blocos exploratórios na Bacia de Santos.

Impostos e taxas

Os impostos e taxas diminuíram 76,8%, passando de R$168 mil em 2008 para R$39 mil em 2009. Esse decréscimo é atribuído à redução das contribuições de capital que a Companhia recebeu de seu acionista controlador e ao decréscimo nas taxas pagas em 2009 se comparadas às pagas em 2008.

Serviços prestados por terceiros

Os serviços prestados por terceiros aumentaram R$259 mil, passando de R$15 mil em 2008 para R$274 mil em 2009, principalmente em função da prestação de serviços jurídicos e de contabilidade em relação às atividades de exploração da Companhia.

Imposto de renda e contribuição social

A Companhia registrou despesa com imposto de renda e contribuição social no montante de R$363 mil em 2008, referente aos impostos a pagar sobre os lucros da Companhia no exercício. A Companhia não registrou despesa com imposto de renda e contribuição social em 2009, uma vez que para esse ano foi registrado prejuízo.

Lucro (prejuízo) líquido do exercício/período

Como resultado do acima exposto, o lucro líquido de R$769 mil em 2008 declinou para um prejuízo de R$2.067 mil em 2009.

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

A tabela abaixo apresenta os fluxos de caixa da Companhia advindos de (utilizados em) atividades operacionais, atividades de investimento e atividades financeiras para os períodos indicados:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de		Exercício social encerrado em 31 de dezembro de	
	2010	2009	2009	2008
			(em R$ mil)	
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(25.124)	(1.492)	(1.991)	1.147
Fluxo de caixa das atividades de investimentos	(212)	-	-	(30.065)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos	24.550	1. 584	3.206	28.919
Caixa e equivalentes de caixa no início do período/exercício	1.216	1	1	-
Caixa e equivalentes de caixa no final do período/exercício	430	93	1.216	1
Aumento (decréscimo) em caixa e equivalentes de caixa	(786)	92	1.215	1

Comparação entre os Períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009

O fluxo de caixa utilizado nas atividades operacionais aumentou para R$25.124 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, comparado a utilização de R$ 1.492 mil no período correspondente em 2009, principalmente como resultado do aumento dos gastos de exploração.

A Companhia registrou fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimento de R$212 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, principalmente como resultado das compras de instalações e equipamentos para o novo escritório. A Companhia não registrou qualquer fluxo de caixa das atividades de investimento no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009.

O fluxo de caixa proveniente das atividades de financiamento aumentou R$22.966 mil no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 em comparação com o período correspondente em 2009, principalmente como resultado de contribuições de capital mais elevadas que a Companhia recebeu de seu acionista controlador diante dos gastos exploratórios em que incorreu durante o período.

Comparação entre o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009 e o período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008

O fluxo de caixa utilizado nas atividades operacionais aumentou para R$1.991 mil em 2009, comparado a um fluxo proveniente das atividades operacionais de R$1.147 mil em 2008, principalmente como resultado dos gastos de exploração que a Companhia incorreu. Como a Companhia não teve nenhum gasto exploratório em 2008, os fluxos de caixa das atividades operacionais derivaram principalmente da capitalização de juros vencidos sobre os montantes mantidos junto ao Banco BNP Paribas Brasil S.A. como garantia das cartas de crédito garantidoras dos compromissos de exploração que a Companhia tem para com a ANP.

A Companhia não registrou qualquer fluxo de caixa das atividades de investimento em 2009. A Companhia registrou fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimento de R$30.065 mil em 2008, devido aos bônus de assinatura pagos pela Companhia diante dos contratos de concessão celebrados com a ANP.

O fluxo de caixa das atividades de financiamento diminuiu R$25.713 mil em 2009 em comparação com 2008, principalmente como resultado da redução de recursos destinados à integralização de capital.

Demonstração das Mutações no Patrimônio Líquido

	Capital social		Lucros (prejuízos) acumulados	Total
	Subscrito	A integralizar		
Em 31 de dezembro de 2008	44.277		769	45.046
Aumento do capital social	34.423	(31.546)		2.877
Prejuízo até 30 de setembro de 2009			(1.489)	(1.489)
Em 30 de setembro de 2009	78.700	(31.546)	(720)	46.434
Em 31 de dezembro de 2009	78.700	(29.471)	(1.298)	47.931
Integralizações do capital social		27.174		27.174
Prejuízo até 30 de setembro de 2010			(29.583)	(29.583)
Em 30 de setembro de 2010	78.700	(2.297)	(30.881)	45.522

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Demonstrações do Valor Adicionado

Demonstrações do valor adicionado
Períodos findos em 30 de setembro
Em milhares de reais

	2010	2009
Insumos adquiridos de terceiros		
Serviços de terceiros e outros	(30.606)	(2.708)
Depreciação e amortização	(2)	
Valor adicionado líquido produzido pela Sociedade	(30.608)	(2.708)
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	1.455	1.292
Valor adicionado a distribuir	(29.153)	(1.416)
Distribuição do valor adicionado		
Salários	12	
Tributos		
Federais	222	31
Estaduais	52	
Instituições financeiras e fornecedores		
Juros, variações cambiais e monetárias	144	42
Acionistas		
Prejuízo do período	(29.583)	(1.489)
Valor adicionado distribuído	(29.153)	(1.416)

	Exercício findo em 31 de dezembro de 2009	Período de 7 de fevereiro a 31 de dezembro de 2008
Insumos adquiridos de terceiros		
Serviços de terceiros e outros	(3.729)	(15)
Valor adicionado líquido produzido pela Sociedade	(3.729)	(15)
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	1.744	1.368
Valor adicionado a distribuir	(1.985)	1.353
Distribuição do valor adicionado		
Tributos		
Federais	39	531
Instituições financeiras e fornecedores		
Juros, variações cambiais e monetárias	43	53
Acionistas		
Lucro líquido (prejuízo) do exercício/ período	(2.067)	769
Valor adicionado distribuído	(1.985)	1.353

10.2 - Resultado operacional e financeiro

a. resultado das operações da Companhia, em especial:

i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Não aplicável à Companhia, pois, nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2009 e 2008 e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, não foi obtida receita oriunda das operações da Companhia.

ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

A condição financeira e a liquidez da Companhia são impactadas pelo sucesso de sua campanha exploratória, pelas descobertas de petróleo e gás em seus campos, pelos custos de levantamento e perfuração de poços, pelo número de poços perfurados, pela capacidade da Companhia de descobrir petróleo e gás em quantidades comercialmente relevantes, pelo sucesso nos esforços de produção, pela capacidade da Companhia de transportar e distribuir adequadamente sua produção de petróleo e gás, pela capacidade da Companhia de desenvolver parcerias estratégicas geradoras de valor, dentre outros fatores. O capital de giro da Companhia será financiado com os recursos que pretende captar com o IPO.

As despesas exploratórias de capital da Companhia no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 totalizaram R$29,9 milhões, devido principalmente a despesas com aquisição de dados sísmicos e despesas relacionadas. Além disso, desde 2008, a Companhia gastou R$32,6 milhões com seu programa de aquisição de dados sísmicos. A Companhia prevê que as suas despesas de capital aumentarão significativamente durante as fases de desenvolvimento e produção. Historicamente, o acionista controlador da Companhia contribuiu com capital adicional necessário às suas operações. A Companhia acredita que será capaz de dar prosseguimento ao seu plano de negócios no curto prazo com recursos advindos do IPO que pretende implementar, e a longo prazo em função da exploração de as reservas da Companhia, que são comprovadas.

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 à Companhia, pois não foi obtida receita operacional nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2009 e 2008 e no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010.

No entanto, a Companhia adianta que como praticamente toda a operação planejada da Companhia se concentrará no Brasil e no Peru (assumindo a conclusão com sucesso da reestruturação societária, com o exercício da opção de compra de ações das Sociedades Australianas detentoras dos ativos peruanos), os resultados de suas operações e sua condição financeira serão diretamente afetados condições macroeconômicas desses países, como inflação, taxas de juros, políticas governamentais, flutuações na taxa de câmbio e políticas fiscais.

Outros fatores que podem afetar as receitas da Companhia são:

Sucesso na Descoberta e Desenvolvimento de Recursos Potenciais

Os resultados operacionais e financeiros da Companhia serão diretamente afetados pela habilidade de descobrir e desenvolver recursos a partir das suas atividades de perfuração ou desenvolvimento de projetos. Atualmente, as fontes de recursos potenciais da Companhia não se qualificam como reservas. As fontes de recursos potenciais da Companhia representam quantidades de petróleo que eventualmente devem ser obtidas pelas acumulações a serem descobertas e desenvolvidas. As estimativas de fontes de recursos potenciais da Companhia são complexas e imprecisas, e é possível que a produção futura não resulte em futuras descobertas ou desenvolvimento, e, ainda que a Companhia faça descobertas e desenvolvimentos, não existe certeza que tais descobertas e desenvolvimentos serão economicamente viáveis para recuperar parte das fontes de recursos potenciais da Companhia. Os resultados operacionais da Companhia serão materialmente afetados caso as estimativas da Companhia de fontes de recursos potenciais não resultem em reservas que possam eventualmente vir a ser produzidas. Para maiores informações, veja na Seção 4.1.g. deste Formulário de Referência o fator de risco *"A Companhia está sujeita a inúmeros riscos inerentes à exploração e produção de petróleo e gás, os quais poderão afetar significativa e adversamente seus negócios, sua condição financeira e seus resultados operacionais"*.

Preço e demanda

A demanda por petróleo e gás é suscetível à volatilidade relativa ao nível de atividade da economia, e pode ainda flutuar dependendo da performance de indústrias específicas. A Companhia espera que uma redução na atividade econômica, no Brasil ou em qualquer outro lugar, possa afetar a demanda por petróleo que a Companhia pretende produzir. Como a Companhia ainda se encontra em estágio pré-operacional e não gera receitas, esses fatores apenas a afetarão quando produzir e comercializar hidrocarbonetos.

A flutuação da condição financeira da Companhia e resultados operacionais serão determinadas por uma combinação de fatores, dentre os quais:

- o volume de petróleo e gás que a Companhia produz e comercializa;
- alterações nos preços internacionais do petróleo e gás, que são fixados em dólares dos Estados Unidos;
- flutuação na taxa de câmbio entre real e dólar dos Estados Unidos;
- o sucesso da Companhia em futuras rodadas de ofertas de blocos de exploração de petróleo e gás;
- condições políticas e econômicas do Brasil; e
- a quantidade de impostos e taxas que a Companhia será obrigada a pagar em relação às suas operações, pela condição de companhia brasileira e pelo nosso envolvimento na indústria de petróleo e gás.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 da Companhia

A Companhia está exposta a riscos de mercado decorrentes do curso normal de suas atividades. Esses riscos de mercado envolvem principalmente a possibilidade de alterações nas taxas de juros, nas taxas de câmbio e nos preços das *commodities* afetarem adversamente o valor dos ativos e passivos financeiros da Companhia, bem como seu fluxo de caixa e lucros futuros.

Risco das Taxas de Juros

Qualquer obrigação de curto ou longo prazo que a Companhia contraia está sujeita ao risco da taxa de juros. Se denominada em dólares dos Estados Unidos, estará sujeita às flutuações da taxa *London Interbank Offered Rate* – LIBOR e, se denominada em reais, às flutuações da Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, fixada pelo Banco Central do Brasil.

Risco da Taxa de Câmbio

A exposição da Companhia ao risco da taxa de câmbio decorre, principalmente, do fato de que sua receita bruta futura e a maioria de suas despesas operacionais futuras serão denominadas em dólares dos Estados Unidos. Até o momento, a Companhia não opera nenhum instrumento de *hedge* relativo a taxas de câmbio. O grupo da Companhia adita uma abordagem conservadora para a gestão do risco cambial, a julgar por uma avaliação contínua da materialidade dos riscos contra a solidez financeira do grupo. De acordo com a política de proteção cambial do grupo, a Companhia e as demais sociedades do grupo não podem se envolver em operações com intuito especulativo e apenas deve firmar instrumentos para proteção de riscos gerados de suas operações subjacentes. Além disso, a Companhia contratará coberturas apenas referentes a exposições existentes e os recursos necessárias para honrar obrigações projetadas nos contratos de *hedge* devem permanecer depositados até que essas obrigações se tornem devidas.

Risco de Commodities

Assim que a Companhia iniciar sua produção de petróleo, os riscos de *commodities* serão decorrentes, principalmente, das flutuações do preço do petróleo. Os preços do petróleo flutuaram significativamente ao longo dos últimos dez anos e estão sujeitos à oferta internacional e a fatores de demanda sobre os quais a Companhia não tem controle. Entre as razões para essas flutuações estão os acontecimentos políticos mundiais, a evolução global do abastecimento de petróleo e gás, o aumento da demanda em países com forte crescimento econômico (como China e Índia), crises econômicas (incluindo as resultante de flutuações da procura) e os derrames de petróleo, catástrofes naturais ou calamidades ambientais, como o derramamento recente no Golfo do México. Qualquer um desses eventos pode afetar os mercados globais de petróleo e os preços do petróleo. Um declínio nos preços do petróleo pode afetar de forma relevante a Companhia, sua liquidez e sua capacidade de endividamento, e pode exigir uma redução no eventual valor contábil dos blocos de exploração da Companhia. Enquanto a receita da Companhia poderá aumentar se os preços do petróleo em vigor aumentarem significativamente, os custos de exploração e produção da Companhia e os custos de aquisição de blocos exploratórios e reservas adicionais também podem aumentar. Como até a data deste Formulário de Referência a Companhia não iniciou sua produção de petróleo, ela não celebrou quaisquer contratos de derivativos para gerenciar sua exposição a variações adversas no preço do petróleo.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

a. introdução ou alienação de segmento operacional

Até o momento, não houve introdução ou alienação de segmentos operacionais da Companhia.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Até o momento, a Companhia não constituiu, adquiriu ou alienou participação societária. No entanto, após a reestruturação societária mencionada no item 6.5 acima, a Companhia passará a deter participações societárias nas Sociedades Australianas que detém ativos no Peru. Os diretores da Companhia acreditam que a reestruturação agregará valor à Companhia e às operações do grupo, fornecendo uma maior e mais diversificada base de ativos de exploração para a Companhia.

c. eventos ou operações não usuais

Não houve evento ou operação não usual até o momento.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Como parte do processo de alinhar as práticas contábeis adotadas no Brasil com o *International Financial Reporting Standard*s (IFRS), seus pronunciamentos, interpretações e orientações que foram emitidos em 2009 para adoção obrigatória durante os períodos fiscais a se encerrarem em dezembro de 2010 e as demonstrações financeiras de 2009, a serem divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras de 2010, para fins comparativos.

As demonstrações financeiras consolidadas para o próximo ano fiscal serão elaboradas nos termos do CPC 37 – Inicialmente com a adoção das Normas Internacionais de Contabilidade, nos termos da Instrução CVM n º 457, datada de 23 de julho de 2007.

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas nos anos fiscais findos em 2008 e 2009.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

A Companhia está atualmente no processo de avaliação dos potenciais efeitos destes pronunciamentos, interpretações e orientações, que podem ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2009, que serão apresentados para comparação com as demonstrações financeiras relativas ao exercício que se encerra em 31 de dezembro de 2010, e relativas a anos futuros. Não se espera que a transição do sistema equivalente brasileiro para o IFRS tenha um efeito material sobre as políticas atuais de contabilidade da Companhia para o reconhecimento e mensuração dos saldos registrados nas demonstrações financeiras.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

No seu relatório, os auditores independentes incluíram um parágrafo de ênfase indicando que a Companhia está em fase de atividades exploratórias e que sua continuidade depende do sucesso das suas atividades exploratórias e/ou apoio financeiro de seus acionistas. De acordo com os auditores independentes, tal parágrafo não se trata de opinião com ressalva ou adversa sobre distorções relevantes nas demonstrações financeiras.

10.5 - Políticas contábeis críticas

A Companhia está sujeita a políticas contábeis específicas do BR GAAP aplicáveis à indústria de petróleo e gás. Políticas contábeis críticas são aquelas que são expressivas para a condição financeira e resultados operacionais da Companhia e que requerem grande julgamento da administração, tipicamente resultantes da necessidade de preparar estimativas sobre os efeitos de certos fatores que envolvem incertezas. Esses julgamentos tornam-se mais complexos e subjetivos na medida que o número de premissas e suposições aumenta. Para ajudar na compreensão de como a gestão da Companhia formará julgamentos relacionados a eventos futuros, incluindo as premissas e suposições fundamentais às estimativas, a Companhia identificou abaixo as atuais políticas contábeis críticas da Companhia e outras políticas contábeis críticas que podem ser aplicáveis nas operações futuras da Companhia.

Despesas de exploração e avaliação

A Companhia utiliza o método de “esforços bem sucedidos" para contabilizar as atividades de exploração e avaliação da Companhia. Segundo este método, os custos são acumulados individualmente para cada campo, com algumas despesas de exploração e de poços exploratórios secos contabilizadas como perdas. Poços exploratórios em que o petróleo e gás são encontrados dentro de uma área que exige grandes despesas de capital antes da produção são avaliados anualmente para garantir que as quantidades comerciais de reservas tenham sido encontradas ou que trabalhos adicionais de exploração estão em curso ou são previstos em um prazo razoável para o ciclo de desenvolvimento, considerando os prazos requeridos pela ANP. Os custos de poços exploratórios que não se enquadram em nenhum desses critérios são contabilizados como despesas. Os custos dos poços produtivos e poços secos em desenvolvimento serão capitalizados e amortizados sob o método de unidade de produção, pois fornece uma contabilidade tempestiva do sucesso ou fracasso das atividades de exploração e produção da Companhia.

Os custos em que a Companhia incorre relativos a direitos de aquisição e exploração (incluindo os montantes pagos à ANP como Bônus de Assinatura) são capitalizados e amortizados através do método da unidade de produção. Se a Companhia tiver que devolver uma parte dos blocos exploratórios à ANP, os custos de exploração da parte devolvida devem ser baixados da declaração de rendimentos do ano em que foram devolvidos, na proporção da área total originalmente adquirida.

Custos ambientais e custos de recuperação de sites

Despesas relacionadas ao cumprimento de normas ambientais serão levadas a resultado ou capitalizadas conforme apropriado no decurso das operações futuras da Companhia. Estes programas de *compliance* destinam-se a minimizar o impacto ambiental das atividades da Companhia. A Companhia contabilizará o passivo pelo valor justo (*fair value*) de suas obrigações envolvendo a remediação de seus *sites* durante o período em que essas obrigações sejam incorridas. Estimativas contábeis relevantes são aquelas relativas aos custos de remediação dos danos e custos relativos à interrupção. Custos futuros e estimados de interrupções serão descontados a valor presente a uma taxa de juros ajustada e de acordo com o risco inerente às operações da Companhia.

Imobilizado

Depreciação, exaustão e amortização são calculadas usando método de unidades produzidas ou método linear, em função da natureza de cada ativo. A avaliação das quantidades de reservas de petróleo e de gás será usada como base para o cálculo das taxas de unidades produzidas para depreciação e avaliação para *impairment*.

As despesas relacionadas à depreciação, exaustão e amortização dos projetos e equipamentos da Companhia para exploração e produção de petróleo e gás, e ativos intangíveis relacionados com direitos de concessão, serão baseadas no método de unidades produzidas. Dada a natureza complexa dos projetos e equipamentos da Companhia, a determinação da vida útil exige julgamento considerável e é inerentemente incerta. Mudanças nas estimativas da Companhia, baseadas em informações futuras mais precisas, ou suposições ou condições diferentes, podem afetar os montantes declarados como despesas de depreciação, exaustão e amortização em períodos futuros.

Exceto para aqueles ativos acima referidos, depreciação, exaustão e amortização serão baseadas no método linear a partir da data de início das operações. A vida útil dos bens será periodicamente revista com base em fatos e circunstâncias existentes, tais como períodos ininterruptos de utilização que podem resultar na aceleração da depreciação desses ativos. Dada a natureza complexa das propriedades, instalações e equipamentos da Companhia, a determinação da vida útil exige julgamento considerável e é inerentemente incerta. Mudanças nas estimativas da Companhia baseadas em informações futuras mais precisas, ou suposições ou condições diferentes, podem afetar os valores relatados em períodos futuros.

Impairment de ativos de longa duração

A Companhia revisa ativos de longo prazo para fazer o *impairment*, incluindo ativos intangíveis, com a finalidade de determinar e mensurar o *impairment* quando eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos pode não ser recuperável. Após a ocorrência de tal evento ou alteração, o teste de *impairment* é aplicado para o menor nível de grupo de ativos aos quais a Companhia pode atribuir fluxos de caixa futuros. Se o valor contábil de um ativo excede sua quantia recuperável, uma provisão para perda por *impairment* é reconhecida. O valor recuperável do ativo é o maior valor entre o valor do ativo líquido de venda e o seu valor em uso.

Na avaliação do *impairment* de ativos de longa duração, a avaliação exige suposições e estimativas significativas a respeito de assuntos que são inerentemente incertos, incluindo as projeções de resultados operacionais e fluxos de caixa futuros, as taxas de crescimento futuro, a vida útil remanescente dos ativos, entre outros fatores. Além disso, as projeções são calculadas durante um período de tempo prolongado, que sujeita referidas suposições e estimativas a um grau ainda maior de incerteza. Embora a Companhia acredite que as estimativas utilizadas são razoáveis, o uso de diferentes premissas pode afetar materialmente a quantia recuperável.

Não fizemos nenhuma provisão de *impairment* em 2009 e 2008 e para os nove meses findos em 30 de setembro de 2010.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Imposto de renda

A Companhia está sujeita a pagamento de imposto de renda no Brasil e, após implementada a reorganização societária da Companhia, também ao pagamento de imposto de renda no Peru. No futuro, a Companhia pode estar sujeitos também em outras jurisdições se a Companhia expandir suas operações. Um julgamento significativo é necessário para determinar a provisão para imposto de renda. A Companhia estima seus passivos fiscais com base em seu entendimento da lei fiscal. Sempre que o resultado final do imposto é diferente dos montantes que são inicialmente registrados, estas diferenças impactarão nos saldos fiscais correntes e diferidos no exercício em que tal determinação for feita.

A Companhia não reconheceu em 2009 e 2008 ativos fiscais diferidos no que diz respeito a perdas fiscais e diferenças fiscais temporárias, já que o aproveitamento futuro dessas perdas e diferenças temporárias não é considerado provável neste momento, dada a falta de histórico operacional da Companhia. Avaliando a utilização futura de prejuízos fiscais e diferenças temporárias de impostos, nos obriga a fazer estimativas significativas em relação às expectativas de lucros tributáveis futuros. As estimativas de lucro tributável futuro baseiam-se na previsão dos fluxos de caixa das operações e da aplicação da legislação fiscal em vigor. Na medida em que a utilização futura destes prejuízos fiscais e diferenças temporárias de impostos torna-se provável, isso pode resultar em mudanças significativas em ativos fiscais diferidos não reconhecidos, o que poderia afetar os resultados financeiros futuros da Companhia.

Provisões para contingências

A Companhia realizará provisões para contingências que sejam resultantes de reclamações e processos, quando, mediante consulta a nossos assessores jurídicos externos, se determinar que a probabilidade de que tenha ocorrido uma perda é provável e o montante de tal perda possa ser razoavelmente estimado. Portanto, a Companhia seria obrigada a fazer julgamentos sobre eventos futuros. Como resultado do significativo julgamento exigido na avaliação e estimativa da provisão para contingências, perdas realizadas em períodos futuros podem diferir significativamente das estimativas e podem ultrapassar os montantes provisionados.

Valor justo dos instrumentos financeiros e derivativos

Um instrumento financeiro é classificado pelo valor justo através dos lucros ou prejuízos, se for detido para negociação ou se é designado como tal pela Companhia quando a Companhia acredita que esta classificação fornecerá informações mais relevantes. Instrumentos financeiros são designados pelo valor justo através dos resultados se a Companhia conseguir esses investimentos e tomar decisões de compra e venda com base no valor justo de acordo com o investimento da Companhia documentado e sua estratégia de gestão de riscos. Os instrumentos financeiros pelo valor justo através de resultados são calculados pelo valor justo e as suas variações são reconhecidos como receita. Os ativos financeiros não-derivativos por detidos pela Companhia foram classificados nesta categoria.

A Companhia pode celebrar instrumentos financeiros, tais como contratos de *swaps* e outros derivativos, para gerir e proteger a Companhia contra riscos relacionados às flutuações cambiais. De acordo com o BR GAAP, os contratos de *swap* e de derivativos são registrados no balanço patrimonial da Companhia pelo valor justo, com alterações no valor justo reconhecido nas demonstrações de operações, exceto quando critérios específicos de *hedge* são atendidos. O valor justo dos instrumentos financeiros e derivativos que não são negociados em um mercado ativo será determinado pelo uso de técnicas de avaliação. A Companhia utilizará seu julgamento para selecionar uma gama de métodos para fazer suposições que se baseiam principalmente em condições de mercado existentes no final de cada período de relatório.

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

Não foram identificadas imperfeições que possam comprometer as demonstrações financeiras.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Os Diretores confirmam que não foram identificadas deficiências nos controles internos e que tampouco foram efetuadas quaisquer recomendações sobre tais controles por parte dos auditores independentes da Companhia.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

Não aplicável. A Companhia não realizou até o momento nenhuma oferta de distribuição de valores mobiliários.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

a. os ativos e passivos detidos pela Companhia, 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 há ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente que não estejam evidenciados em suas demonstrações financeiras.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável, pois não há ativos, passivos nem quaisquer outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia.

10.10 - Plano de negócios

a. investimentos, incluindo: i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos; ii) fontes de financiamento dos investimentos; iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

A Companhia utiliza a sua maior expertise nos campos geológico e comercial para adquirir novas áreas de exploração, experimentando um crescimento orgânico gerado por sua adequada exploração. Além disso, a Companhia tradicionalmente se utiliza de suas posições nas áreas de exploração para atrair parceiros mais robustos do ponto de vista financeiro e estrutural, os quais contribuem na perfuração e transporte do petróleo para o continente, da maneira mais eficiente possível.

Serão necessários investimentos para a consecução da perfuração de oito poços de exploração, sendo seis deles como operadora e dois como não-operadora. Ademais, áreas de exploração adicionais serão avaliadas de maneira contínua, com o escopo de aumentar o portfólio de maneira orgânica, por meio da exploração das áreas e de novas aquisições.

Nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas neste Formulário de Referência é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções e estimativas. Assim, tendo em vista que a Companhia não divulgou projeções e estimativas até o momento, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive os investimentos previstos) relacionadas a ela ou a suas atividades.

Pretende-se levantar o capital para investimento por meio da emissão pública de ações da Companhia, atualmente sob revisão da CVM. Atualmente, o capital utilizado pela Companhia é fornecido pela sua controladora indireta localizada na Austrália, a Karoon Austrália

Não há desinvestimentos previstos pela Companhia, no entanto, pretende-se, nas ocasiões em que fiquem demonstradas vantagens para a Companhia, adotar uma estratégia de transações na modalidade *farm-in/farm-out*. Tal estratégia possibilitará (i) a aquisição de áreas de exploração adicionais; (ii) a redução de risco por meio da diversificação de portfólio e divisão de custos de desenvolvimento; e (iii) a disponibilidade de capital adicional para financiar esforços subsequentes e/ou desenvolvimento.

b. aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Em agosto de 2010, foi anunciado que a Companhia e a Petrobras assinaram um contrato de associação do tipo *farm-in* pelo qual a Companhia adquirirá uma participação de 20% em dois blocos na Bacia de Santos, quais sejam, o BM-S-41/S-M 1352 e o BM-S-41/S-M-1354. Referida transação se encontra sob análise da ANP, para aprovação. Os diretores da Companhia acreditam que a operação agregará valor à Companhia e às operações do grupo, aumentando e diversificando significativamente a base de ativos de exploração do grupo.

c. novos produtos e serviços, indicando: i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; iii) projetos em desenvolvimento já divulgados; iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

A Companhia possui em andamento projetos relativos à aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos e modelos de desenvolvimento geológicos para as suas atividades no Brasil. A Companhia gastou R$32.581.006,83 na aquisição de dados sísmicos nos últimos 03 (três) anos.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

A Administração da Companhia apresenta neste item informações financeiras pro forma que correspondem às demonstrações financeiras da Companhia para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 como se os ativos localizados no Peru tivessem sido transferidos para a Companhia em 1º de janeiro de 2009.

Informações Financeiras *Pro Forma*

As informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas da Companhia, que se baseiam (1) nas informações financeiras históricas auditadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009, (2) nas informações financeiras históricas auditadas da Companhia para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, (3) nas demonstrações financeiras auditadas das Sociedades Australianas para o exercício findo em 30 de junho de 2010 e (4) nas informações financeiras não auditadas das Sociedades Australianas para o período de três meses findo em 30 de setembro de 2010, procuram demonstrar os efeitos das suposições da Companhia para as operações peruanas do Grupo Karoon por meio da reestruturação societária da Companhia, como se a reestruturação tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2009. Para informações adicionais sobre a reorganização societária da Companhia, vide Seção 6.5 - "Reestruturação Societária". Para riscos relacionados à reestruturação societária da Companhia, vide Seção 4.1 – "Fatores de Risco - Riscos Relacionados à Companhia - *A Companhia poderá enfrentar atrasos ou não ser capaz de finalizar sua reestruturação societária."*

A discussão a seguir contém considerações futuras que envolvem riscos e incertezas. Os resultados reais da Companhia podem diferir materialmente daqueles discutidos nessas previsões, como resultado de vários fatores, dentre eles os fatores de risco discriminados neste Formulário de Referência. A discussão a seguir deve ser lida em conjunto com as demonstrações financeiras da Companhia e as respectivas notas explicativas.

Reestruturação Societária

Além dos blocos exploratórios da Companhia no Brasil, na Bacia de Santos, após a conclusão bem sucedida da reestruturação societária da Companhia, a Companhia também assumirá as operações peruanas do Grupo Karoon. Na data deste Formulário de Referência, as operações localizadas no Peru do Grupo Karoon compreendem a exploração *offshore* do Bloco Z-38 na Bacia de Tumbes e a exploração *onshore* do Bloco 144 na Bacia Marañón.

A participação do Grupo Karoon no Bloco Z-38 e no Bloco 144 no Peru é atualmente detida pelas Sociedades Australianas, as quais são detidas diretamente pela Kei Ltd., que, por sua vez, é totalmente detida pela Karoon Austrália. A Companhia e a Kei Ltd. celebraram o Contrato de Opção de Compra de Ações, datado de 21 de outubro de 2010, por meio do qual a Kei Ltd. outorgou à Companhia a opção de adquirir 100% da participação societária nas Sociedades Australianas, que poderá ser exercida mediante a liquidação das ações objeto do IPO. Conforme o Bônus de Subscrição emitido pela Companhia nos termos do Contrato de Opção de Compra de Ações, a Kei Ltd. subscreverá 500.850 das ações a um preço total de emissão de R$1.286.359.250,00.

Para obter informações adicionais sobre a reestruturação societária da Companhia, vide "Reestruturação Societária (Ativos Peruanos)", na seção 6.5 deste Formulário de Referência. Para riscos relacionados à reestruturação societária da Companhia, vide "Fatores de Risco-Riscos Relacionados à Companhia - *A Companhia poderá enfrentar atrasos ou não ser capaz de finalizar sua reestruturação societária.*"

Ajustes *Pro Forma*

As informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas da Companhia foram desenvolvidas por meio da aplicação de ajustes *pro forma* às demonstrações financeiras históricas auditadas da Companhia de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil ("BR GAAP") e as demonstrações financeiras das Sociedades Australianas (que foram preparadas com base em um exercício social encerrado em 30 de junho de 2010 e no período de três meses findo em 30 de setembro de 2010) de acordo com o IFRS.

Informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 servem como base (i) à esperada aquisição das Sociedades Australianas, com base na reestruturação societária da Companhia; e (ii) ao IPO, como se a reestruturação societária tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2009.

As informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 consubstanciam: (i) a esperada aquisição das Sociedades Australianas como resultado da reestruturação societária da Companhia; (ii) o ajuste para coerência da política contábil para aplicar o método de esforços contábeis bem sucedidos para exploração e avaliação de despesas para as Sociedades Australianas, (iii) a subscrição de recebíveis *intercompany* nas Sociedades Australianas devidos à Kei Ltd. como capital social, antes da aquisição das Sociedades Australianas pela Companhia, no contexto da reestruturação societária, e o financiamento de garantias de execução, (iv) receitas provenientes do IPO, líquidas de comissões de subscrição e as despesas devidas pela Companhia, e (v) efeito de passivos fiscais diferidos sobre os ajustes *pro forma*, conforme aplicável caso a caso, como se tivesse ocorrido em 30 de setembro de 2010.

Bases de Apresentação

A reestruturação societária da Companhia será contabilizada como uma combinação de negócios utilizando o método contábil de aquisição. As informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas da Companhia, incluindo a alocação do preço de compra, são baseadas em uma avaliação independente a valor justo dos ativos e passivos das Sociedades Australianas a partir de 1º de outubro de 2010 (conforme definido na Tabela 6 do Relatório de Recursos Prospectivos preparado pela DeGolyer & MacNaughton, especialmente os ativos relacionados aos prospectos identificados como A, B, G, D (Peru Z-38) e B-144 (Peru 112)). A alocação do preço final de compra e a determinação final destes valores

10.11 - Outros fatores com influência relevante

justos refletirão as considerações da Companhia de informações relevantes, incluindo análises de fluxos de caixa descontados e as próprias estimativas da Companhia, tendo em conta mudanças significativas, se houver, em suposições para o longo prazo, desde a data da avaliação independente. Esta alocação do preço de compra final será baseada na atual rede de ativos tangíveis e intangíveis existentes na data de fechamento da reestruturação societária da Companhia. Qualquer ajuste final alterará a alocação do preço de aquisição, o que poderia afetar valor justo atribuído aos ativos e passivos das Sociedades Australianas e poderia resultar em uma mudança relevante nas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas, incluindo o ágio.

Os montantes atribuídos a ativos intangíveis como parte da alocação do preço de compra das Sociedades Australianas serão amortizados usando o método de unidade produzida. Nenhum ajuste foi refletido nas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas para a amortização dos ativos intangíveis no âmbito do método de unidade produzida para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 ou para os nove meses findos em 30 de setembro de 2010, uma vez que ainda não a Companhia ainda não iniciou sua produção.

Os ajustes *pro forma* não auditados refletidos nas informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas da Companhia são baseados em informações disponíveis e determinadas suposições feitas com base em fatos que a Companhia acredita sejam razoáveis dadas as circunstâncias. As informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas são apresentadas apenas para fins informativos e não pretendem representar os efetivos resultados operacionais ou as condições financeiras da Companhia que se representariam caso tivesse ocorrido a reestruturação societária nas datas indicadas, nem são indicativas dos resultados futuros operacionais ou condição financeira. Os ajustes *pro forma* e suas suposições subjacentes são descritos em maiores detalhes nas notas que acompanham as informações financeiras *pro forma* não auditadas, condensadas e consolidadas da Companhia apresentados a seguir.

Informações Financeiras *Pro Forma* Não Auditadas, Condensadas e Consolidadas

As tabelas apresentadas a seguir refletem os ajustes *pro forma* não auditados acima mencionados na demonstração de resultados da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 e no balanço patrimonial da Companhia de 30 de setembro de 2010.

Informações Financeiras *Pro Forma* Não Auditadas, Condensadas e Consolidadas

As notas explicativas na página a seguir são parte integrante, e devem ser lidas em conjunto com essas demonstrações financeiras.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009				
		Efeitos da Reestruturação Societária			
	Companhia Histórico[1]	Peru Z-38[2]	Peru 112[3]	Ajustes da Reestruturação	Companhia Pro forma
	(em milhares de R$, exceto se de outra forma indicado e valores por ação)				
(Despesas) receitas operacionais:					
Gastos exploratórios	(3.408)	—	—	(12.295) [4]	(15.703)
Despesas administrativas	(47)	(191)	(49)	—	(287)
Receitas financeiras, líquidas	1.701	(3)	(2)	—	1.696
Impostos e taxas	(39)	—	—	—	(39)
Serviços prestados por terceiros	(274)	—	—	—	(274)
	(2.067)	(194)	(51)	(12.295)	(14.607)
Outras receitas (despesas), líquidas	—	37	—	—	37
Prejuízo antes dos impostos sobre renda	(2.067)	(157)	(51)	(12.295)	(14.570)
Imposto diferido	—	—	—	— (4)	—
Prejuízo do exercício	(2.067)	(157)	(51)	(12.295)	(14.570)
Número de ações (em milhares)					2.957 [5]
Prejuízo por ação					(4,93) [6]

	Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010				
		Efeitos da Reestruturação Societária			
	Companhia Histórico[7]	Peru Z-38[8]	Peru 112[9]	Ajustes Reestruturação	Companhia Pro forma
	(em milhares de R$, exceto se de outra forma indicado e valores por ação)				
(Despesas) receitas operacionais:					
Gastos exploratórios	(29.922)	—	—	(23.461) [4]	(53.383)
Despesas com pessoal	(16)	—	—	—	(16)
Despesas administrativas	(303)	(369)	(47)	—	(719)
Receitas financeiras, líquidas	1.311	(6)	(2)	—	1.303
Impostos e taxas	(270)	—	—	—	(270)
Serviços prestados por terceiros	(377)	—	—	—	(377)
Outras despesas operacionais	(6)	—	—	—	(6)
	(29.583)	(375)	(49)	(23.461)	(53.468)
Outras despesas	—	(12)	—	—	(12)
Prejuízo antes dos impostos sobre renda	(29.583)	(387)	(49)	(23.461)	(53.480)
Imposto diferido	—	—	—	— [4]	—
Prejuízo do período	(29.583)	(387)	(49)	(23.461)	(53.480)
Número de ações (em milhares)					3.647 [5]
Prejuízo por ação					(14,66) [6]

Notas sobre as Demonstrações das Operações Pro Forma Não Auditadas, Condensadas e Consolidadas:

[1] Representa as informações financeiras históricas da Companhia em 2009, em conformidade com o BR GAAP.

[2] Dado que o ano fiscal da KEI (Peru Z-38) Pty Ltd encerra em 30 de junho, representa a soma de informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho de 2009 e no período de seis meses findo em 31 de dezembro 2009, de acordo com o IFRS.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

(3) Dado que o ano fiscal da KEI (Peru 112) Pty Ltd encerra 30 de junho, representa a soma de informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho, 2009 e no período de seis meses findo em 31 de dezembro de 2009, de acordo com o IFRS.

(4) Representa os ajustes feitos nas despesas de avaliação e exploração que foram capitalizados nas Sociedades Australianas e lançados nas informações financeiras pro forma não auditadas, condensadas e consolidadas em conformidade com os esforços bem-sucedidos da Companhia com o método de contabilização das despesas com exploração e avaliação. Um benefício fiscal de aproximadamente R$ 3.600 mil (em 2009) e de R$7.000 mil (para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010) sobre a parcela levada às despesas de exploração e avaliação não tenha sido reconhecido como um ativo fiscal diferido, devido à falta de histórico operacional, portanto, a companhia ainda não foi capaz de determinar a existência de prováveis futuros rendimentos tributáveis para garantir a realização das diferenças temporárias de impostos.

(5) Representa o número de ações, aos milhares, ajustado (i) pelo aumento de capital ocorrido em 5 de outubro de 2010 em 5.181.992; (ii) pelo grupamento das ações de emissão da Companhia realizado em 22 de outubro de 2010 à razão de 1:38,142915; (iii) pela subscrição de 500.850 ações ordinárias relativas ao Bônus de Subscrição ; e (iv) pela quantidade de 1.030.000 ações emitidas no âmbito do IPO.

(6) Representa o prejuízo por ação, levando em consideração o número ajustado de ações descritas no item (5) acima.

(7) Representa as informações financeiras históricas da Companhia no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 em conformidade com o BR GAAP.

(8) Dado que o ano fiscal da KEI (Peru Z-38) Pty Ltd encerra em 30 de junho de 2010, representa as informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho de 2010 e no período de três meses findo em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

(9) Dado que o ano fiscal da KEI (Peru 112) Pty Ltd encerra em 30 de junho de 2010, representa as informações financeiras históricas no período de seis meses findo em 30 de junho de 2010 e no período de três meses findo em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

Balanço Pro Forma Não Auditado, Consolidado e Condensado

As notas explicativas na página a seguir são parte integrante destas demonstrações financeiras e devem ser lidas em conjunto com estas.

	Em 30 de setembro de 2010						
		Efeitos da Reestruturação Societária					
	Companhia Histórico (1)	Peru Z-38(2)	Peru 112(3)	Ajustes Reestruturação	Ajustes Oferta	Outros ajustes pro forma	Companhia Pro forma
				(em milhares de R$)			
Ativo							
Ativo Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	430	1.210	97	—	979.342 (4)	(6.946) (9)	974.133
Adiantamento a fornecedores e outros recebíveis	1	3.794	46	—	—	—	3.841
	431	5.004	143	—	979.342	(6.946)	**977.974**
Ativo Não circulante							
Depósitos e cauções	44	—	—	—	—	—	44
Contas a receber	—	6	—	—	—	—	6
Aplicação financeira	18.557	—	—	—	—	6.946 (9)	25.503
Despesas com exploração e avaliação	—	33.855	1.236	(35.091) (5)	—	—	—
Gastos com emissão de ações	1.169	—					1.169
Imobilizado	197	18	—	—	—	—	215
Ágio	—	—	—	5.891 (10)	—	—	5.891
Avaliação de propriedades não comprovada	—	—	—	1.822.206 (6)	—	—	1.822.206
Intangível	30.078	—	—	—	—	—	30.078
Total do Ativo não circulante	50.045	33.879	1.236	1.793.006	—	6.946	**1.885.112**
Ativo Total	50.476	38.883	1.379	1.793.006	979.342	—	**2.863.086**
Passivo							
Passivo circulante							
Impostos e taxas a recolher	13	—	—	—	—	—	13
Contas a pagar	4.941	198	50	—	—	—	5.189
	4.954	198	50	—	—	—	**5.202**
Passivo não circulante							
Contas *intercompany* a pagar	—	43.257	1.473	(44.730) (7)	—	—	—
Impostos de renda diferidos	—	—	—	546.661(6) (8)	—	—	546.661
Total do passivo não circulante	—	43.257	1.473	501.931	—	—	**546.661**
Patrimônio líquido							
Capital social subscrito	78.700	—	—	1.286.359(6)	979.342 (4)	—	2.344.401
Capital a integralizar	(2.297)	—	—	—	—	—	(2.297)
Reserva de conversão de moeda estrangeira	—	(4.028)	(42)	4.070 (6)	—	—	—
Lucros (prejuízos) acumulados	(30.881)	(544)	(102)	646 (6)	—	—	(30.881)
	45.522	(4.572)	(144)	1.291.075	979.342	—	2.311.223
Passivo total e patrimônio líquido	**50.476**	**38.883**	**1.379**	**1.793.006**	**979.342**	**––**	**2.863.086**

Notas sobre o Balanço *Pro Forma* Não Auditado, Condensado e Consolidado

(1) Representa as informações financeiras históricas da Companhia em 30 de setembro de 2009, em conformidade com o BR GAAP.

(2) Representa as informações financeiras históricas da KEI (Peru Z-38) Pty Ltd em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

(3) Representa as informações financeiras históricas da KEI (Peru 112) Pty Ltd em 30 de setembro de 2010, de acordo com o IFRS.

(4)Reflete os proventos do IPO, deduzidos das comissões e despesas do IPO, estimados em R$76.408 mil, com base no ponto mínimo da faixa indicativa do preço por ação do IPO, estimado em R$1.025,00 e a emissão de 1.030.000 ações ordinárias no âmbito do IPO.

(5) Representa os ajustes feitos nas despesas de avaliação e exploração que foram capitalizados nas Sociedades Australianas e lançados nas informações financeiras pro forma não auditadas, condensadas e consolidadas (este ajuste é incluído em "Lucros (prejuízos) acumulados" para o valor acumulado e em "Despesas de Exploração e Avaliação" para os valores ocorridos no período correspondente), em conformidade com os esforços bem-sucedidos da Companhia com o método de contabilização das despesas com exploração e avaliação. Um benefício fiscal de aproximadamente R$ 10.500 mil sobre a parcela levada às despesas de exploração e avaliação não tenha sido reconhecido como um ativo fiscal diferido, devido à falta de histórico operacional, portanto, a Companhia ainda não foi capaz de determinar a existência de prováveis futuros rendimentos tributáveis para garantir a realização das diferenças temporárias de impostos.

(6) Reflete o método contábil de aquisição com base em avaliação independente do valor justo dos ativos e passivos das Sociedades Australianas a partir de 1º de outubro de 2010 (conforme definido na Tabela 6 do Relatório Independente de Recursos Prospectivos preparado pela DeGolyer & MacNaughton, especialmente os ativos relacionados às perspectivas identificadas como A, B, G, D (Peru Z-38) e B-144 (Peru 112)). A alocação do preço final de compra e a determinação final destes

10.11 - Outros fatores com influência relevante

valores justos refletirão as considerações de informações relevantes da Companhia, incluindo fluxos de caixa descontados e análise de as próprias estimativas da Companhia e considerando as mudanças significativas, se houver, em suposições de longo prazo, desde a data de avaliação independente. Esta alocação do preço de compra final será baseada nos ativos líquidos tangíveis e intangíveis existentes na data de encerramento da reestruturação societária. Qualquer ajuste final alterará a alocação do preço de aquisição, o que pode afetar o valor justo atribuído aos ativos e passivos das Sociedades Australianas e poderia resultar em uma mudança material às informações financeiras *pro forma* não auditadas, consolidadas e condensadas, incluindo o ágio. Em futuros períodos de relatório, a valorização de imóveis sem comprovação será sujeito a testes de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O preço de compra das Sociedades Australianas, quando do exercício da opção de compra é de R$1.286.359.250,00, cujo montante corresponde às ações ordinárias que serão emitidas pela Companhia em decorrência do IPO. A diferença entre o preço de aquisição e o valor justo dos ativos e passivos das Sociedades Australianas é demonstrado abaixo:

	Peru Z-38	Peru 112	Outros Ajustes	Total
		(em milhares de R$)		
Ativo Circulante	5.004	143		5.147
Ativo não circulante	1.622.843	234.479	(35.091) [5]	1.822.230
Passivo Circulante	(198)	(50)		(248)
Passivo não circulante	(519.945)	(71.446)	44.730 [7]	(546.661)
Acervo Líquido				1.280.469
Preço de Compra (ações ordinárias a serem emitidas)				1.286.359
Ágio				5.891

Além disso, a reserva de conversão de moeda estrangeira e os lucros (prejuízos) acumulados das Companhias KEI foram eliminados para demonstrar o efeito da consolidação dessas empresas após a reestruturação societária da Companhia.

[7] Reflete a dívida para com a Karoon Energy International Ltd., que será subscrita como capital nas Companhias KEI, antes da aquisição pela Companhia das Companhias KEI relacionadas à reestruturação societária da Companhia.

[8] Reflete os impostos de renda diferidos originados no reconhecimento da valorização não comprovada de imóveis calculada com base em alíquota peruana de imposto de renda de 30%.

[9] Reflete a reclassificação de parte das receitas provenientes desta oferta para *cashbacking* de garantias de execução anteriormente dadas a terceiros pela Karoon Gas Australia Ltd como a empresa mãe do Grupo Karoon, em nome das filiais das Companhias KEI, que garante que assumirá (através de medidas adequadas) quando do exercício do contrato de opção.

[10] Reflete o ágio calculado pela diferença do preço de compra e o acervo liquido das Sociedades Australianas. Consideramos que não há divergências entre o tratamento fiscal e contábil e, portanto, não foi reconhecido nenhum imposto de renda diferido sobre este montante.

Demonstrações Financeiras Históricas, *Pro Forma*, Não Auditadas, Condensadas e Consolidadas

Abaixo estão as demonstrações de resultado históricas da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e 2008, e a demonstração de resultado *pro forma*, consolidada e condensada da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2009, bem como as demonstrações de resultado históricas para os períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009 e o balanço histórico em 30 de setembro de 2010 e 2009 e as demonstrações de resultado *pro forma* não auditados, consolidados e condensados da Companhia para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 e balanço *pro forma* não auditado em 30 de setembro de 2010.

Declaração das Operações	Para o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de			Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2010	2010	2009	2009	2009	2008(1)
	(pro forma)	(histórico)		(pro forma)	(histórico)	
			(em milhares de *R$*)			
Receita (despesa) operacional						
Gastos exploratórios	(53.383)	(29.922)	(2.534)	(15.703)	(3.408)	—
Despesas com pessoal	(16)	(16)	—	—	—	—
Despesas administrativas	(719)	(303)	(1)	(287)	(47)	—
Receitas financeiras, líquidas	1.303	1.311	1.250	1.696	1.701	1.315
Impostos e taxas	(270)	(270)	(31)	(39)	(39)	(168)
Serviços prestados por terceiros	(377)	(377)	(173)	(274)	(274)	(15)
Outras receitas (despesas), líquidas	(18)	(6)	—	□□□—	—	—
Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre renda	(53.480)	(29.583)	(1.489)	(14.570)	(2.067)	1.132
Contribuição social e Imposto de Renda	—	—	—	—	—	(363)
Lucro (prejuízo) líquido do período/exercício	(53.480)	(29.583)	(1.489)	(14.570)	(2.067)	769

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Balanço	Em 30 de setembro de		
	2010	2010	2009
	(pro forma)	(histórico)	
Ativo		(em milhares de *R$*)	
Ativo Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	974.133	430	93
Adiantamento a fornecedores	3.841	1	—
Ativo circulante total	977.974	431	93
Ativo não circulante			
Depósitos e cauções	44	44	—
Contas a receber	6	—	—
Aplicação financeira	25.503	18.557	16.651
Gastos com emissão de ações	1.169	1.169	
Ágio	5.891	—	—
Imobilizado	215	197	—
Avaliação de propriedades não comprovada	1.822.206	—	—
Intangíveis	30.078	30.078	30.065
Ativo não circulante total	1.885.112	50.045	46.716
Ativo Total	**2.863.086**	**50.476**	**46.809**
Passivos			
Passivo Circulante			
Impostos e taxas a pagar	13	13	12
Contas a pagar	5.189	4.941	—
Provisão para contribuição social	—	—	102
Provisão para imposto de renda	—	—	261
Passivo circulante total	5.202	4.954	375
Passivo não circulante			
Impostos de renda diferido	546.661	—	—
Passivo de longo prazo total	546.661	—	—
Patrimônio líquido			
Capital social subscrito	2.344.401	78.700	78.700
Capital a integralizar	(2.297)	(2.297)	(31.546)
Prejuízos acumulados	(30.881)	(30.881)	(720)
Patrimônio líquido total	**2.311.223**	**45.522**	**46.434**
Passivo total e patrimônio líquido	**2.863.086**	**50.476**	**46.809**

(1) A Companhia iniciou suas operações em fevereiro de 2008 e, consequentemente, não existem demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007. Além disso, as referências às demonstrações financeiras de 2008 correspondem ao período entre 07 de fevereiro de 2008 até 31 de dezembro de 2008.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas neste Formulário de Referência é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções e estimativas. Assim, tendo em vista que a Companhia não divulgou projeções e estimativas até o momento, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais e financeiras) relacionadas a ela ou a suas atividades.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

Não houve divulgação de projeção pela Companhia nos últimos três exercícios sociais.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

(a) atribuições de cada órgão e comitê

A Administração da Companhia é exercida por um Conselho de Administração e uma Diretoria, cujas respectivas competências encontram-se descritas abaixo. No Estatuto Social há ainda a previsão para instalação de Conselho Fiscal, o qual não possui caráter permanente na Companhia.

Conselho de Administração

Compete ao Conselho de Administração:

(i) estabelecer os objetivos, a política e a orientação geral dos negócios da Companhia;

(ii) convocar a Assembléia Geral Ordinária e, quando necessária, a Assembléia Geral Extraordinária;

(iii) nomear e destituir os Diretores da Companhia, fixando-lhes atribuições, de acordo com o Estatuto Social da Companhia;

(iv) manifestar-se previamente sobre o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as demonstrações financeiras do exercício;

(v) fiscalizar a gestão dos Diretores;

(vi) examinar atos, livros, documentos e contratos da Companhia;

(vii) deliberar sobre a emissão de bônus de subscrição, até o limite de capital autorizado previsto no Estatuto Social da Companhia;

(viii) deliberar sobre o aumento do capital social até o limite previsto no Estatuto Social da Companhia, fixando as condições de emissão e de colocação das ações;

(ix) deliberar a emissão de notas promissórias para subscrição pública, nos termos da Resolução nº 1.723/90, do Conselho Monetário Nacional;

(x) deliberar sobre a exclusão do direito de preferência dos acionistas à subscrição de novos valores mobiliários emitidos pela Companhia, nas hipóteses previstas pelos artigos 172, 227 e 252 da Lei das Sociedades por Ações;

(xi) submeter à Assembléia Geral o destino a ser dado ao lucro líquido do exercício;

(xii) escolher e destituir auditores independentes;

(xiii) autorizar a compra de ações da Companhia para sua permanência em tesouraria ou cancelamento, nos termos da lei e das disposições regulamentares em vigor;

(xiv) distribuir entre os Conselheiros e Diretores, individualmente, a remuneração anual total dos administradores estipulada pela Assembléia Geral;

(xv) aprovar ou prestar garantias pela Companhia, em benefício de qualquer terceiro, com exceção de garantias prestadas a obrigações assumidas por suas subsidiárias (as quais não requerem aprovação prévia do Conselho de Administração);

(xvi) contratar qualquer negócio com membro do Conselho de Administração, Diretor Executivo, membro do Conselho Fiscal, acionista controlador ou sociedade sob controle comum;

(xvii) aprovar qualquer das matérias previstas acima no que diz respeito a sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Companhia, em com relação ao exercício de direitos de voto nessas sociedades; e

(xviii) definir a lista tríplice de instituições ou empresas especializadas em avaliação econômica de empresas, para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado, na forma definida no artigo 31 do Estatuto Social da Companhia.

Diretoria

Compete à Diretoria:

(i) executar os trabalhos que lhe forem determinados pelo Conselho de Administração;

(ii) elaborar, anualmente, o relatório de administração, o demonstrativo econômico-financeiro do exercício, bem como balancetes, se solicitados pelo Conselho de Administração;

(iii) celebrar contratos, adquirir direitos e assumir obrigações de qualquer natureza, contrair empréstimos e outorgar garantias no interesse da Companhia e suas subsidiárias, abrir e movimentar contas bancárias, emitir e endossar cheques e notas promissórias; emitir e endossar duplicatas e letras de câmbio; endossar 'warrants', conhecimentos de depósito e conhecimentos de embarque; contratar e demitir funcionários; receber e dar quitação, transigir, renunciar direitos, desistir, assinar termos de responsabilidade; praticar todos os atos de gestão necessários à consecução dos objetivos sociais; manifestar o voto da Companhia nas assembléias gerais das empresas da qual

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a Companhia participe, de acordo com a orientação prévia do Conselho de Administração, conforme estabelecido no Artigo 12 do Estatuto Social da Companhia; registrar contabilmente todas as operações e transações da Companhia; segurar e manter segurados, adequadamente, por seguradora renomada, todos os ativos da Companhia passíveis de serem segurados;

(iv) elaborar, anualmente, o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as demonstrações financeiras do exercício, dentre elas aquelas informações periódicas e eventuais a serem prestadas conforme o Regulamento do Novo Mercado, bem como submeter, após o parecer do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, caso este último esteja instalado, as demonstrações financeiras exigidas por lei e a proposta para a destinação dos resultados do exercício;

(v) preparar anteprojetos de plano de expansão e modernização da Companhia;

(vi) submeter ao Conselho de Administração o orçamento geral e os especiais da Companhia, inclusive os reajustes conjunturais, no decurso dos exercícios anual e plurianual a que os membros se referirem; e

(vii) aprovar e modificar organogramas e regimentos internos.

b. data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

O Conselho Fiscal não funcionará em caráter permanente e somente será instalado mediante convocação dos acionistas. Até a data deste Formulário, o Conselho Fiscal da Companhia não havia sido instalado. A Companhia não possui comitês.

c. mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

A Companhia ainda não adota mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão da administração da Companhia ou de eventuais comitês que vierem a ser criados.

d. em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

A Diretoria é composta de, no mínimo, 2 (dois) e, no máximo, 10 (dez) membros, acionistas ou não, todos residentes no país, eleitos pelo Conselho de Administração da Companhia, sendo um Diretor-Presidente, um Diretor Financeiro, um Diretor de Relações com Investidores, e os demais Diretores com designação indicada pelo Conselho de Administração à época de sua eleição. Os Diretores da Companhia poderão acumular ou não funções específicas, determinadas pelo Conselho de Administração.Os diretores são eleitos pelo Conselho de Administração para cumprir mandato de 02 (dois) anos, permitida a reeleição. Os Diretores deverão permanecer em seus cargos até a eleição e posse de seus sucessores.

A Diretoria é responsável pela administração dos negócios em geral e pela prática de todos os atos necessários ou convenientes para tanto, ressalvados aqueles para os quais seja, por lei ou pelo Estatuto Social, atribuída competência à Assembleia Geral ou ao Conselho de Administração.

Os Diretores exercerão as funções a eles atribuídas pelo conselho de administração, sem prejuízo das seguintes atribuições:

(a) Cabe ao Diretor Presidente administrar e gerir os negócios da Companhia, especialmente: (i) fazer com que sejam observados o presente Estatuto Social e as deliberações do Conselho de Administração e da Assembléia Geral; (ii) submeter, anualmente, à apreciação do Conselho de Administração, o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, juntamente com o relatório dos auditores independentes, bem como a proposta para alocação dos lucros auferidos no exercício fiscal precedente; (iii) elaborar e propor, para o Conselho de Administração, o orçamento anual e plurianual, os planos estratégicos, projetos de expansão e programas de investimento; e (iv) conduzir e coordenar as atividades dos Diretores no âmbito dos deveres e atribuições estabelecidos para os respectivos Diretores pelo Conselho de Administração e pelo presente Estatuto Social, convocando e presidindo as reuniões da Diretoria, quando necessário.

(b) Cabe ao Diretor Financeiro (i) auxiliar o Diretor Presidente em suas funções; (ii) coordenar e dirigir as atividades relativas às operações de natureza financeira da Companhia; (iii) coordenar e supervisionar o desempenho e os resultados das áreas de finanças; (iv) otimizar e gerir as informações e os resultados econômico-financeiros da Companhia; (v) administrar e aplicar os recursos financeiros,; (vi) controlar o cumprimento dos compromissos financeiros no que se refere aos requisitos legais, administrativos, orçamentários, fiscais e contratuais das operações, interagindo com os órgãos da Companhia e com as partes envolvidas; (vii) coordenar a implantação de sistemas financeiros e de informação gerencial; (viii) promover estudos e propor alternativas para o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia; (ix) preparar as demonstrações financeiras da Companhia; (x) responsabilizar-se pela contabilidade da Companhia para atendimento das determinações legais; e (xi) exercer outras funções ou atribuições que lhe forem, de tempos em tempos, determinadas pelo Diretor Presidente.

(c) Cabe ao Diretor de Relação com Investidores atuar como representante legal da Companhia perante o mercado de valores mobiliários, a Comissão de Valores Mobiliários – CVM e as Bolsas de Valores, nos termos da Lei das Sociedades por ação e das normas editadas pela CVM.

e. mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria

A Companhia não realiza avaliação de desempenho dos membros do seu Conselho de Administração e de sua Diretoria.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

a. prazos de convocação

Convocação

A assembleia geral reúne-se, ordinariamente, dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais o exigirem, sendo instalada e presidida pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, por qualquer administrador ou acionista escolhido por maioria de votos dos presentes à assembleia geral, devendo o Presidente da Assembleia indicar um dos presentes para secretariá-lo nos trabalhos.

As deliberações em assembleia geral serão tomadas por maioria de votos dos acionistas presentes, ressalvadas as exceções previstas na Lei das Sociedades por Ações e no Estatuto Social, só podendo a assembleia geral deliberar sobre assuntos da ordem do dia, constantes do respectivo edital de convocação, ressalvadas as exceções previstas na Lei das Sociedades por Ações.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as Assembleias Gerais da Companhia são convocadas mediante anúncio publicado por três vezes no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, bem como em outro jornal de grande circulação. A primeira convocação deve ser feita, no mínimo, 15 dias antes da realização da Assembleia Geral, e a segunda convocação deve ser feita com, no mínimo, 8 dias de antecedência. A CVM poderá, todavia, em determinadas circunstâncias e mediante o pedido de qualquer acionista requerer que a primeira convocação para suas assembleias gerais seja feita em até 30 dias antes da realização da respectiva assembleia geral. A CVM poderá ainda, a pedido de qualquer acionista, interromper, por até 15 dias, o curso do prazo de antecedência da convocação da assembleia geral extraordinária, a fim de conhecer e analisar as propostas a serem submetidas à assembleia. O edital de convocação de assembleia geral deverá conter, além do local, data e hora da assembleia, a ordem do dia e, no caso de reforma do Estatuto Social da Companhia, a indicação da matéria.

Quorum

Como regra geral, a Lei das Sociedades por Ações prevê que a assembleia geral é instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas que detenham, pelo menos, 25% do capital social com direito a voto e, em segunda convocação, com qualquer número de acionistas titulares de ações com direito a voto. Caso os acionistas tenham sido convocados para deliberar sobre a reforma do Estatuto Social, o quorum de instalação em primeira convocação será de, pelo menos, dois terços das ações com direito a voto e, em segunda convocação, de qualquer número de acionistas.

Em conformidade com o Regulamento do Novo Mercado, se a Companhia cancelar seu registro de companhia aberta perante a CVM e se a Companhia sair do Novo Mercado, seus acionistas terão o direito de selecionar uma empresa especializada para elaborar um laudo de avaliação das ações de emissão da Companhia. O quorum para a assembleia geral será de acionistas que representem pelo menos 20% das ações emitidas pela Companhia e em circulação em primeira convocação, e se tal quorum não for alcançado, qualquer percentagem em segunda convocação.

Os acionistas da Companhia podem ser representados na assembleia geral por procurador constituído há menos de um ano da data da assembleia geral. O procurador deverá ser acionista, administrador da Companhia, advogado ou ainda uma instituição financeira representada por seu administrador.

De modo geral, a aprovação de acionistas representando, no mínimo, a maioria das ações com direito a voto dos acionistas que compareceram pessoalmente ou por meio de procurador à assembleia geral, é necessária para a aprovação de qualquer matéria, sendo que os votos em branco e as abstenções não são levados em conta para efeito deste cálculo. No entanto, a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto é necessária para a adoção, dentre outras, das seguintes matérias:

- redução do dividendo obrigatório;
- mudança do objeto social da Companhia;
- fusão ou incorporação da Companhia em outra sociedade;
- a incorporação das ações da Companhia em outra sociedade;
- participação em um grupo de sociedades, conforme definido na Lei de Sociedades por Ações;
- cessação do estado de liquidação;
- cisão da Companhia; e
- dissolução da Companhia.

A CVM poderá autorizar a redução do percentual de votos necessários à aprovação das matérias acima mencionadas no caso de companhia aberta com a propriedade das ações dispersas no mercado e cujas três últimas assembleias gerais tenham sido realizadas com a presença de acionistas representando menos da metade de suas ações com direito a voto.

Competência para Convocar

Compete ao Conselho de Administração da Companhia convocar as assembleias gerais. Não obstante, as assembleias gerais da Companhia também poderão ser convocadas pelas seguintes pessoas ou órgãos:

- qualquer acionista, quando o Conselho de Administração retardar, por mais de 60 dias, a convocação contida em previsão legal ou estatutária;
- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social da Companhia, caso o Conselho de Administração da Companhia deixe de convocar, no prazo de oito dias, uma assembleia solicitada através de pedido que apresente as matérias a serem tratadas e esteja devidamente fundamentado;

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

- acionistas que representem 5%, no mínimo, do capital social da Companhia quando o Conselho de Administração da Companhia não atender, no prazo de oito dias, um pedido de convocação de assembleia que tenha como finalidade a instalação do Conselho Fiscal da Companhia; e
- o Conselho Fiscal, em relação à assembleia geral ordinária, caso o Conselho de Administração da Companhia retarde por mais de um mês, contado da data estabelecida na lei ou no Estatuto Social da Companhia, e, em relação à assembleia geral extraordinária, sempre que ocorrerem motivos graves ou urgentes.

b. competências

A assembleia geral tem competência para decidir sobre todos os assuntos de interesse da Companhia, à exceção dos que forem reservados à competência dos órgãos de administração (Conselho de Administração e Diretoria).

À assembleia geral ordinária competirá:

(i) tomar as contas dos administradores, discutir e votar as demonstrações financeiras;

(ii) eleger o Conselho de Administração nas épocas próprias e o Conselho Fiscal, quando for o caso;

(iii) deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício, se houver, e a distribuição de dividendos, quando for o caso;

(iv) fixar a remuneração global dos administradores e do Conselho Fiscal.

Sem prejuízo das demais matérias previstas em lei, compete ainda à assembleia geral aprovar a prática dos seguintes atos:

(i) o cancelamento do registro de Companhia aberta perante a CVM;

(ii) a saída da Companhia do Novo Mercado da BM&FBovespa;

(iii) a escolha da empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas no Estatuto Social da Companhia, dentre as empresas previamente apontadas pelo Conselho de Administração; e

(iv) os planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia, com exclusão do direito de preferência dos acionistas;

(v) aprovar qualquer fusão, dissolução, liquidação, encerramento, consolidação, reestruturação societária, cisão ou incorporação da Companhia ou de qualquer uma de suas subsidiárias, ou de qualquer Companhia na Companhia, e a incorporação de ações envolvendo a Companhia ou qualquer subsidiária;

(vi) aumentar o capital social acima do limite do capital autorizado, ou emitir valores mobiliários que confiram direitos patrimoniais, valores mobiliários conversíveis em ações ou opções, bônus de subscrição ou outros direitos de aquisição de ações da Companhia;

(vii) aprovar a apresentação voluntária de um pedido de encerramento, dissolução ou liquidação, autorizar qualquer pedido de falência ou pedido de recuperação judicial pela Companhia ou por qualquer subsidiária; e

(viii) aprovar o resgate, recompra ou amortização de valores mobiliários que confiram direitos patrimoniais ou de valores mobiliários conversíveis em ações da Companhia ou de qualquer subsidiária ou a redução do capital da Companhia ou de qualquer subsidiária.

c. endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

As assembleias gerais da Companhia são realizadas na sua sede, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Farme de Amoedo 56, 8º andar. A Lei das Sociedades por Ações permite, contudo, que as assembleias gerais sejam realizadas fora da sede da Companhia, nas hipóteses de força maior, desde que elas sejam realizadas na Cidade do Rio de Janeiro e a respectiva convocação contenha uma indicação expressa e inequívoca do local em que a assembleia geral deverá ocorrer.

Os documentos estarão disponíveis fisicamente na sede social da Companhia e, em formato eletrônico no endereço na Internet: www.karoonbrasil.com.br.

d. identificação e administração de conflitos de interesses

A Companhia informa que não possui qualquer mecanismo ou política de identificação e solução de conflitos de interesse além daqueles impostos por lei. A Companhia solucionará eventuais conflitos de interesse de maneira individualizada, conforme sua necessidade.

e. solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia admite o exercício do direito de voto por procuração desde que o representante outorgado esteja validamente constituído e que a procuração contenha o voto a ser proferido.

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

O acionista ou seu representante legal deverá comparecer à Assembleia Geral munido (i) de documentos hábeis à comprovação de sua identidade; e (ii) de 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. A Companhia ainda não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

g. manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A Companhia não mantém fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

h. transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

A Companhia não transmite ao vivo vídeo e/ou áudio das assembleias.

i. mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não há atualmente mecanismos destinados a permitir a inclusão de propostas formuladas por acionistas na ordem do dia.

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

O Conselho de Administração será composto por, no mínimo, cinco e, no máximo, 12 membros, todos acionistas da Companhia, eleitos pela Assembléia-Geral, com mandato unificado de dois anos, permitida a reeleição.

a. frequência das reuniões

O Estatuto Social da Companhia prevê que o Conselho de Administração da Companhia reunir-se-á, ordinariamente, trimestralmente, e, extraordinariamente, sempre que necessário, com metade de seus membros, no mínimo, convocado pelo seu Presidente, ou por solicitação da maioria de seus membros.

b. se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Não aplicável, uma vez que não há acordo de acionistas vigente em relação à Companhia.

c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses

De acordo com o disposto na Lei das Sociedades por Ações, é vedado ao conselheiro:

- praticar qualquer ato de liberalidade às custas da companhia, salvo por atos gratuitos razoáveis em benefício dos empregados ou da comunidade de que participe a companhia, tendo em vista suas responsabilidades sociais, os quais poderão ser autorizados pelo conselho de administração;
- receber, de terceiros, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida pela Assembleia Geral;
- sem prévia autorização da assembleia geral ou do conselho de administração, tomar por empréstimo recursos ou bens da companhia, ou usar, em proveito próprio, de terceiros ou de sociedade em que tenha interesse, os seus bens, serviços ou crédito;
- usar em benefício próprio ou de terceiros, com ou sem prejuízo para a companhia, oportunidades comerciais de que tenha conhecimento devido ao exercício do seu cargo;
- omitir-se no exercício ou proteção de direitos da companhia ou, visando à obtenção de vantagens, para si ou para outrem, deixar de aproveitar oportunidades de negócio de interesse da companhia;
- adquirir, para revender com lucro, bem ou direito que sabe necessário à companhia, ou que esta tencione adquirir;
- intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais administradores da companhia; e
- contratar com a Companhia em condições não razoáveis ou não equitativas, diferentes das que prevaleceriam se a Companhia contratasse no mercado ou com terceiros

A Lei das Sociedades por Ações não permite ainda que seja eleito para o Conselho de Administração, salvo dispensa pela Assembléia Geral, aquele que (i) ocupar cargo em sociedades consideradas concorrentes da Companhia; ou (ii) tiver interesse conflitante com a Companhia. Eventuais conflitos entre os acionistas que ocorram em sede do Conselho de Administração, e não consigam ser dirimidos entre as partes, deverão submetidos pelas partes à Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM.

Nos termos da lei, os conflitos de interesse são identificados e administrados pelos administradores, cumprindo-lhes cientificar aos demais administradores presentes à Reunião do Conselho de Administração ou da Diretoria o seu impedimento e fazendo consignar em ata a natureza e extensão do seu interesse. Não se admite o voto do acionista que tenha interesse conflitante com a matéria da ordem do dia, conforme vedação estabelecida na legislação brasileira.

A Companhia não possui mecanismos ou políticas para identificação e solução de conflito de interesse e caso estes se apresentem, eles são resolvidos individualmente, conforme a necessidade.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

A Companhia, seu acionistas, Administradores e membros do Conselho Fiscal, quando instalado, 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, pelas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem com nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

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				
Juliano Magalhães Macedo	54	Pertence apenas à Diretoria	01/09/2010	2 anos.
248.092.096-87	Geólogo	19 - Diretor Presidente, de Exploração e de Relações com Investidores	01/09/2010	Sim
Não há.				
Karen Motta Albuquerque	36	Pertence apenas à Diretoria	01/09/2010	2 anos.
028.261.977-11	Contadora	19 - Diretora Financeira	01/09/2010	Sim
Não há.				
Edward Christopher John Munks	49	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	2 anos.
000.000.000-00	Contador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/08/2010	Sim
Não há.				
Geoffrey Neville Atkins	62	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	2 anos
000.000.000-00	Engenheiro Marítimo	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/08/2010	Sim
Não há.				
Germán Jose Martin Barrios Fernandez Concha	46	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	2 anos.
000.000.000-00	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/08/2010	Sim
Não há.				
Jorge Marques de Toledo Camargo	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	2 anos.
114.400.151-04	Geofísico	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	31/08/2010	Não
Não há.				
Robert Michael Hosking	63	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	2 anos.
000.000.000-00	Executivo	20 - Presidente do Conselho de Administração	31/08/2010	Sim
Não há.				
Stephen Michael Power	50	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	2 anos.
000.000.000-00	Advogado	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/08/2010	Sim
Não há.				
Timothy Robert Hosking	35	Pertence apenas ao Conselho de Administração	31/08/2010	2 anos
700.097.201-70	Executivo	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	31/08/2010	Sim

O Sr. Timothy Robert Hosking foi indicado para ocupar o cargo de Diretor Presidente da Companhia, estando sua efetiva eleição e posse sujeitas à obtenção de visto permanente de residência no Brasil. Enquanto isso, o cargo é exercido pelo Sr. Juliano Magalhães Macedo, que acumula o cargo com os cargos de Diretor de Exploração e de Relações com Investidores.

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

Juliano Magalhães Macedo - 248.092.096-87

Depois de 16 anos trabalhando na Petrobras, o Sr. Macedo trabalhou como gerente de exploração da Aurizônia Petróleo AS e formou uma consultoria privada para a indústria de petróleo e gás, Insight Sistemas Petrolíferos Ltda.

Durante sua gestão na Petrobras, o Sr. Macedo fez parte do grupo de exploração da Bacia de Santos, onde suas principais atribuições foram caracterizar os sistemas petrolíferos, identificar e quantificar o potencial de exploração desta bacia. Muitas das descobertas da Petrobras na Bacia de Santos resultaram do trabalho de sua equipe, incluindo o reconhecimento das grandes perspectivas de escala do pré-sal, tal qual o campo petrolífero Tupi. Em seus últimos dois anos na Petrobras, o Sr. Macedo passou a ser o gestor da Sessão de Exploração de Tecnologia no Centro de Pesquisas (SETEX-CENPES), na qual sua principal missão foi o desenvolvimento de projetos de caráter técnico, alinhados com o Departamento de Exploração.

Depois de passar pela Petrobras, de 2000 a 2006 o Sr. Macedo atuou no setor de serviços, onde ele forneceu inúmeras avaliações quantitativas de sistemas de petróleo em grandes bacias sedimentárias no Brasil, assim como em um projeto de larga escala cobrindo todas as bacias do México. De 2007 a 2008, ele trabalhou como Gerente de Exploração da Odebrecht Óleo e Gás Ltda., enquanto de 2008 a 2009, ele trabalhou na Rich Minerals Corporation como Presidente. O Sr. Macedo também é fundador de uma firma de consultoria, Insight Sistemas Petrolíferos Ltda., a qual assessora empresas na indústria brasileira de petróleo e gás. Desde setembro é Diretor Presidente, de Exploração e de Relações com Investidores da Companhia.

Karen Motta Albuquerque - 028.261.977-11

A Sra. Albuquerque tem mais de 18 anos experiência em contabilidade. Ela trabalhou como auditora para a PricewaterhouseCoopers por nove anos (de julho de 1992 a setembro de 2001). Após sua experiência na PricewaterhouseCoopers, a Sra. Karen trabalhou por oito anos (de setembro de 2001 a abril de 2009) na El Paso Energia do Brasil Ltda., onde atuou como Senior Controller do departamento de finanças de Energia e Gasodutos na América do Sul e se reportava diretamente ao Diretor Financeiro nos Estados Unidos. De abril de 2009 a maio de 2010, foi Diretora Financeira responsável pelas operações no Brasil da ICAP Corretora de Títulos e Valores Mobiliários, se reportando ao CFO em Nova Iorque. Antes de ingressar na Companhia em setembro de 2010, trabalhou por dois meses (de julho de 2010 a agosto de 2010) na Mills Estruturas e Serviços de Engenharia S.A., uma grande companhia brasileira de serviços de engenharia (participante do Novo Mercado), como executiva responsável pelos departamentos contábil, fiscal, contas a pagar, faturamento, reporte a órgãos reguladores, legal e tecnologia da informação.

Edward Christopher John Munks - 000.000.000-00

O Sr. Munks é um dos conselheiros fundadores da Karoon Austrália e foi fundamental na aquisição da carteira de exploração do Grupo Karoon na América do Sul. O Sr. Munks tem experiência internacional administrativa e financeira de 28 anos, em uma série de empresas industriais e de recursos naturais. Ele teve uma vasta experiência em questões financeiras e comerciais, no desenvolvimento de negócios, comercialização de gás, ofertas de dívida e ações e reestruturações societárias. O Sr. Munks ocupou cargos sênior de gerência em uma ampla variedade de setores e empresas: na Brambles Limited, uma multinacional listada na Australian Stock Exchange, na Nexus Energy, na Anzoil, na Arrow Petroleum, no Grupo Barrick, na Discovery Petroleum, no grupo Baker Atlas e na Home Energy Company Limited. O Sr. Munks é um consultor financeiro e comercial da Karoon Australia.

O Sr. Munks, nos últimos cinco anos, atuou nas seguintes companhias: (i) De dezembro de 2003 a 2005, atuou como Conselheiro e Secretário da Karoon Austraia; (ii) de 2004 até a data deste Formulário de Referência, como Conselheiro e Secretário de diversas das subsidiárias da Karoon Australia; (iii) de 2006 até a data deste Formulário de Referência, como Conselheiro da Kei Ltd.; (iv) de 2002 a 2006 atou como Diretor Financeiro e gerente comercial da Nexus Energy Ltd. (companhia listada na Austrália); e (v) em 2002 atuou como gerente local de Victoria e Nova Zelândia da Brambles (companhia listada na Austrália).

Geoffrey Neville Atkins - 000.000.000-00

O Sr. Atkins tem mais de 40 anos de experiência em pesquisa, planejamento, documentação e gerenciamento de inúmeros relevantes projetos marítimos e portuários, incluindo terminais de contêineres, jetties de gás natural liquefeito (GNL), terminais de cargas pesadas e bases navais, tais como de cimento, carvão, bauxita, minério de ferro e outros´, terminais de granéis e bases navais.

Ele adquiriu grande experiência no exterior concluindo projetos marítimos na Indonésia, Malásia, Tailândia, Vietnã, Sri Lanka, Índia, África do Sul, Namíbia, Nova Zelândia e Reino Unido. O Sr. Atkins participou do projeto de jetty de GNL da Woodside Petroleum Ltd.; o inovador projeto da ConocoPhillips Darwin de jetty de GNL; e projetos conceituais para jetty de GNL da Sunrise, na Austrália. O Sr. Atkins também se envolveu em investigações de possíveis terminais marítimos de GNL em Taiwan, Irã e Israel para a BHP Petroleum e as plataformas de perfuração de petróleo de West Kingfish e Cobia para a Esso/BHP no Estreito de Bass, na Austrália.

De agosto de 2000 a agosto de 2008, o Sr. Atkins foi diretor de engenharia marítima na Sinclair Knight Merz, uma grande firma multinacional de consultoria onde ele era responsável pela gestão de pessoas e pelas análises comparativas dos principais projetos marítimos, incluindo projetos portuários no sudeste asiático e gerenciamento de projetos para a concepção de grandes terminais de exportação de minério de ferro na Austrália Ocidental. Desde 2008, o Sr. Atkins presta serviços especializados de consultoria em engenharia marítima através de sua empresa, a Atkins Maritime Engineering Pty Ltd.

Germán Jose Martin Barrios Fernandez Concha - 000.000.000-00

O Sr. Barrios é sócio do escritório de advocacia Barrios Fuentes Abogados, localizado na Cidade de Lima, no Peru, e especialista em direito empresarial, petróleo e gás, privatizações, fusões e aquisições e direito ambiental.

Graduado pela Universidad de Lima no ano de 1989, Germán fez um curso de especialização em negócios na Harvard University de três meses de duração, de junho a agosto de 1992; logo em seguida passou os meses de setembro a dezembro daquele ano trabalhando na área de direito societário e financeiro do escritório de advocacia Sidley Austin LLP, em Nova Iorque. No ano de 1995, voltou aos Estados Unidos, onde cursou a Academy of American and International Law (Southwestern Legal Foundation) localizada na Cidade de Dallas, Texas. Após esse período, em 1997, ele adquiriu o grau de Mestre em Direito Empresarial pela Universidad de Lima, encerrando sua carreira acadêmica após dois anos de estudos (1999 – 2000) na Southern Methodist University, também no Texas, onde adquiriu o grau de Mestre em Direito Comparado e Internacional com a Fulbright Scholarship.

O Sr. Barrios assessora diversas empresas de petróleo e gás na celebração de contratos de licenciamento para a exploração de hidrocarbonetos. Ele também atua como assessor jurídico na negociação de contratos de diferentes serviços necessários à empresas de petróleo para a exploração e produção de hidrocarbonetos

Germán foi Diretor da Câmara Americana de Comércio do Peru (AMCHAM) de 2003 à março de 2009; gestor da Rocky Mountain Mineral Law Foundation de 2003 à 2006; membro da Associação dos Advogados de Lima; membro da Academy Alumni Association of the American and International Law, de Dallas, Texas; membro da Association of International Petroleum Negotiators (AIPN), Rocky Mountain Mineral Law Foundation.

Nos últimos cinco anos atua como sócio no escritório de advocacia Barrios Fuentes, é procurador de diversas empresas nacionais de petróleo e gás no Peru e não exerce qualquer função em companhias de capital aberto.

Jorge Marques de Toledo Camargo - 114.400.151-04

O Sr. Camargo tem 34 anos de experiência na indústria de petróleo e gás. É formado em geologia pela Universidade de Brasília, com Mestrado em Geofísica pela Universidade do Texas. Trabalhou 27 anos para a Petrobras, no Brasil e no exterior, em posições como superintendente de exploração no Ceará e Potiguar; gerente geral da Petrobras UK, diretor de E&P e depois presidente da Braspetro, membro da diretoria executiva da Petrobras, responsável pela área internacional. Posteriormente, ele trabalhou por sete anos na Statoil, inicialmente como vice-presidente sênior de novos negócios, em sua sede em Stavanger, e nos últimos cinco anos como presidente da Statoil no Brasil. Em agosto de 2009, ele deixou a presidência da Statoil no Brasil para realizar projetos pessoais e redirecionou suas atividades profissionais para consultoria, fundos de private equity e conselhos de administração de empresas.

Atualmente, ele ocupa os seguintes cargos:

Statoil Brasil – Consultor Sênior
Iposeira O&G Fund – Sócio-gerente
Deepflex – Membro do Conselho de Administração
Energy Ventures – Membro do Conselho Consultivo
Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) – Membro do Conselho de Administração

---

Robert Michael Hosking - 000.000.000-00

O Sr. Hosking é o Diretor fundador do Grupo Karoon e tem mais de 30 anos de experiência comercial na administração de diversas companhias. O Sr. Hosking atua no setor de petróleo e gás há 17 anos e foi administrador e acionista fundador da Karoon Austrália e da Nexus Energy.

O Sr. Hosking tem também mais de 15 anos de experiência comercial na área da siderurgia. Ele foi, ao mesmo tempo, proprietário e administrador de uma empresa multinacional de abastecimento, logística e distribuição de produtos relacionados ao aço, com experiência adquirida particularmente nos mercados da Europa e da costa da Ásia/Pacífico.

Nos últimos 5 anos, o Sr. Hosking trabalhou para a Karoon Austrália, e não exerce qualquer função em outras companhias de capital aberto.

Stephen Michael Power - 000.000.000-00

O Sr. Power é advogado e passou cerca de 25 anos assessorando participantes da indústria de recursos na Austrália e no exterior. O Sr. Power trabalhou originalmente na Philips Fox, um escritório de advocacia australiano. O Sr. Power também trabalhou em Londres, com escritório de advocacia internacional Herbert Smith. Ao retornar à Austrália em 1990, o Sr. Power se juntou ao Salter Power, um escritório-boutique de advocacia, onde ele permaneceu sócio até 2008. Ele então fundou o Napier Legal, onde continua a prestar assessoria jurídica a sua base de clientes que são preponderantemente companhias de capital aberto. Sr. Power tem vasta experiência em todas as facetas do direito societário e direito sobre recursos naturais, incluindo o setor de petróleo e gás, tanto na Austrália como no exterior. O Sr. Power regularmente presta assessoria em acordos de farm-in, joint ventures, acordos de produção e outras operações comerciais ligadas à área de recursos naturais. Além de sua experiência ora mencionada, ele tem significativa prática na assessoria em captação de recursos financeiros, incluindo a elaboração de prospectos, subscrições e trabalhos relacionados, assim como na assessoria em listagens de companhias e no planejamento e concretização de operações de fusão e aquisição.

O Sr. Power trabalhou para a Salter Power e depois para a Napier Legal nos últimos 5 anos, atuando como sócio em referidos escritórios. Não atua em quaisquer outras companhias de capital aberto.

Timothy Robert Hosking - 700.097.201-70

O Sr. Hosking é especialista em administração e fazia parte da equipe que foi fundamental na aquisição da carteira de exploração do Grupo Karoon na América do Sul, primeiro como consultor e, em seguida, como parte da equipe de desenvolvimento de negócios, trabalhando para construir relacionamentos com as entidades governamentais, incluindo a Petrobras. O Sr. Hosking trabalhou também nas operações de campo assessorando a Karoon Australia no programa de aquisição de dados sísmicos e em operações onground servindo de ligação entre o Grupo Karoon e as comunidades em que seus blocos de exploração estão localizados.

Nos últimos cinco anos, o Sr. Timothy atuou nas seguintes empresas: (i) de julho de 2006 a julho de 2007, foi consultor da Karoon Austrália, assessorando-a na entrada no setor de petróleo e gás na América do Sul e iniciando os negócios da Kei Ltd. no Brasil e no Peru; (ii) de julho de 2007 a julho de 2009 foi funcionário em tempo integral da Karoon Austrália, como diretor de desenvolvimento de negócios responsável pelo dia-a-dia das operações, pelo desenvolvimento de relacionamento com autoridades governamentais, empresas locais de petróleo e acionistas e pela contratação de funcionários e consultores para a América do Sul; (iii) desde julho de 2009 até a data deste Formulário de Referência é diretor geral da Karoon Austrália para a América do Sul, supervisionando todas as atividades do continente; e (iv) desde setembro de 2010 é membro do Conselho de Administração da Companhia.

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores

Nome	CPF	Nome empresarial do emissor, controlada ou controlador	CNPJ	Tipo de parentesco com o administrador do emissor ou controlada
Cargo				
Administrador do emissor ou controlada				
Timothy Robert Hosking	700.097.201-70	Karoon Petróleo & Gás S.A.	09.347.916/0001-97	Filho ou Filha (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração e indicado para o cargo de Diretor Presidente, conforme mencionado no item 12.6 deste Formulário de Referência.				
Pessoa relacionada				
Robert Michael Hosking		Karoon Petróleo & Gás S.A.	09.347.916/0001-97	
Presidente do Conselho de Administração				
Observação				
Timothy Hosking, membro do Conselho de Administração da Companhia e Diretor Presidente indicado, é filho de Robert Hosking, acionista relevante da Karoon Austrália, controladora indireta 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

Stephen Michael Power — Prestação de serviço — Controlador Indireto

Conselheiro

Pessoa Relacionada

Karoon Gas Australia Ltd

Prestador de serviços jurídicos

Observação

Administrador do Emissor

Germán Jose Martin Barrios Fernandez Concha — Prestação de serviço — Controlador Indireto

Conselheiro

Pessoa Relacionada

Karoon Gas Australia Ltd

Prestador de serviços jurídicos

Observação

Administrador do Emissor

Edward Christopher John Munks — Prestação de serviço — Controlador Indireto

Conselheiro

Pessoa Relacionada

Karoon Gas Australia Ltd

Prestador de serviços de assessoria comercial e financeira.

Observação

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

A Karoon Australia pretende contratar apólice de Seguro de Responsabilidade Civil de Diretores e Administradores ("D&O"), cujo limite global de indenização corresponderá a US$30 milhões. Este seguro se estenderá a membros do Conselho de Administração e aos executivos estratégicos da Companhia e de suas subsidiárias. O seguro terá por objeto o pagamento de custos, despesas ou prejuízos decorrentes de atos ou ações cometidos no exercício das respectivas funções como conselheiros ou diretores das companhia do grupo, conforme aplicável. A cobertura estará sujeita aos termos e condições da apólice. Devido a exigências de confidencialidade, os limites exatos de responsabilidade, franquias aplicáveis, ou outros termos específicos não poderão ser divulgados. A cobertura deverá incluir: sanções e multas civis, investigações, extradição, bens e liberdade, despesas oriundas de relações públicas, responsabilidades estatutárias e extensão a novas subsidiárias.

Estimamos que o seguro será contratado com seguradoras que mantém classificação de risco (*rating*) de pagamento por sinistro em nível "A", segundo a classificação da *Standard and Poor's*, ou outra classificação equivalente. A política será aprovada para especificamente eliminar as exclusões ou limitações padrão nesse tipo de apólice, relacionadas às ações ajuizadas nos Estados Unidos ou reivindicações previstas na *Rule 144A* do *Securities Act*.

12.12 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

A política de remuneração da Administração da Companhia é composta por uma remuneração fixa, estabelecida anualmente pela Assembleia Geral, somada a um componente baseado em ações, por meio da outorga de opções de subscrição de ações de emissão da Companhia, além de benefícios diretos e indiretos, tais como assistência médica e alimentação.

Há opções de subscrição ou compra de ações da Companhia outorgadas aos membros do seu Conselho de Administração, aos Diretores, gerentes, consultores e empregados, inclusive de outras sociedades que estejam ou venham a estar sob o controle direto ou indireto da Companhia. Maiores detalhes acerca da remuneração baseada em ações conferida pela Companhia estão incluídos no itens 13.4 e 13.6 deste Formulário de Referencia.

a. objetivos da política ou prática de remuneração

O objetivo do Plano de Opção de Subscrição de ações de emissão da Companhia é incentivar seus Administradores e principais empregados e colaboradores a conduzir com êxito os negócios da Companhia, estimulando a cultura empreendedora e orientada para resultados, alinhando os interesses da Administração da Companhia com os dos seus acionistas.

b. composição da remuneração:

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

A remuneração dos Administradores é composta de uma parcela fixa somada a um componente baseado em ações, sendo este por meio de opções de compra outorgadas pela Companhia, além de benefícios diretos e indiretos, tais como assistência médica, alimentação e seguros. Todos esses elementos da remuneração têm como objetivo promover o desempenho das equipes, além de atrair e reter profissionais de grande qualificação na Administração da Companhia.

(ii) qual a proporção de cada elemento na remuneração total

A proporção de cada elemento na remuneração total varia de ano para ano de acordo com a performance do administrador e da Companhia. Um pacote mínimo de remuneração fixa e benefícios é acordado com o administrador e as opções de compra de ações são outorgadas em adição a ele.

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

Os componentes da remuneração dos Administradores seguem as melhores práticas do mercado e foram definidos em Assembleia Geral, não havendo metodologia de reajuste pré-definida. Os valores praticados no mercado são constantemente monitorados para garantir que um pacote de remuneração competitivo seja mantido.

(iv) razões que justificam a composição da remuneração

Por meio da outorga de opção de compra de ações, a Companhia visa a alinhar os interesses entre seus Administradores e acionistas.

c. principais indicadores de desempenho levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A Administração da Companhia recebe da Companhia opções de compra de ações da Companhia, compondo parte substancial de sua remuneração. Neste sentido, a maior parte da remuneração dos Administradores está relacionada com o desempenho das ações da Companhia.

Não obstante, cabe ressaltar que não há indicadores de desempenho específicos estabelecidos para o exercício das opções de compra de ações da Companhia, assim como para a remuneração fixa e benefícios diretos e indiretos, elementos que compõem a remuneração dos Administradores. De toda forma, a Companhia sempre leva em consideração o escopo de atuação de cada administrador, o tempo de serviço na Companhia, as habilidades individuais, a experiência do profissional, o tamanho e a complexidade dos negócios da Companhia, visando sempre a recompensar a realização das metas individuais e a melhora do desempenho da Companhia.

O desempenho é verificado quando demonstrada contribuição para a obtenção de resultados satisfatórios para a Companhia e quando são atingidas ou superadas metas individuais pré-acordadas para um ciclo de desempenho. Essas metas estão alinhadas com os objetivos globais de negócio da Companhia.

d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

Vide item anterior.

e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;

A remuneração baseada em ações confere aos seus beneficiários a possibilidade de se tornarem acionistas da Companhia, estimulando-os a trabalhar na otimização de todos os aspectos que possam valorizar a Companhia de modo sustentável.

f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há qualquer remuneração direta ou indireta à administração da Companhia suportada por subsidiárias, controladas ou

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

controladores.

g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia

O Plano de Opção de Compra de Ações de emissão da Companhia permite que as opções sejam exercidas antecipadamente em caso de alienação do controle acionário da Companhia.

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	2,00	1,67		3,67
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	93.520,00	388.066,67		481.586,67
Benefícios direto e indireto	0,00	21.000,00		21.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00		0,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	0,00		0,00
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações	0,00	0,00		0,00
Total da remuneração	93.520,00	409.066,67		502.586,67

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2009 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros		1,00		1,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore		7.180,71		7.180,71
Benefícios direto e indireto		0,00		0,00
Participações em comitês		0,00		0,00
Outros		0,00		0,00
Remuneração variável				
Bônus		0,00		0,00
Participação de resultados		0,00		0,00
Participação em reuniões		0,00		0,00
Comissões		0,00		0,00
Outros		0,00		0,00
Pós-emprego		0,00		0,00
Cessação do cargo		0,00		0,00
Baseada em ações		0,00		0,00
Total da remuneração		7.180,71		7.180,71

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Não houve pagamento de remuneração variável aos administradores da Companhia nos exercícios anteriores, nem tampouco há previsão de pagamento deste tipo de remuneração no exercício corrente.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

a. termos e condições gerais

O Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia ("Plano") foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 21 de outubro de 2010, o qual estabelece as condições gerais para a emissão de opções ("Opções") de compra de ações ordinárias emitidas pela Companhia ("Ações") para seus administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob o controle da Companhia.

b. principais objetivos do plano

O Plano visa estabelecer as regras e condições sob as quais administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob o controle da Companhia podem adquirir ações ordinárias emitidas pela Companhia, conforme as condições estabelecidas no próprio Plano e decisões do Conselho de Administração, tudo com o objetivo de estimular e promover a expansão, o êxito e a realização dos objetivos sociais da Companhia e alinhar os interesses dos diretores (estatutários) e conselheiros com os interesses dos acionistas.

c. forma como o plano contribui para esses objetivos

O Plano confere aos seus beneficiários a possibilidade de se tornarem acionistas da Companhia, estimulando-os a trabalhar na otimização de todos os aspectos que possam valorizar a Companhia de modo sustentável.

d. como o plano se insere na política de remuneração do emissor

A Companhia possui uma política de valorização do mérito individual dos administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob o controle da Companhia, com base na obtenção de metas operacionais e financeiras e no desempenho individual. Os planos constituem instrumentos incentivadores do bom desempenho individual e do comprometimento com os objetivos da Companhia.

e. como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo

O Plano prevê o exercício das Opções nos termos e condições a serem estabelecidos pelo Conselho de Administração da Companhia, com um prazo máximo para exercício de até seis anos. Com o gerenciamento pelo Conselho de Administração dos ganhos dos administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob o controle da Companhia vis-à-vis o valor de mercado da Companhia no curto, médio e longo prazos, alinham-se os interesses de administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob o controle da Companhia e principais colaboradores, Companhia e acionistas.

f. número máximo de ações abrangidas

O número máximo de ações separadas para fins de emissão sob os termos do Plano para quaisquer dos beneficiários não deverá exceder 10% das ações de emissão da Companhia existentes na data de sua concessão, acrescidas das ações que existiriam caso todas as opções concedidas nos termos do Plano fossem exercidas, e desde que o número total de ações emitidas ou passíveis de serem emitidas nos termos do Plano estejam sempre dentro do limite do capital autorizado da Companhia.

g. número máximo de opções a serem outorgadas

O Conselho de Administração deverá decidir de tempos em tempos o número de Opções e o número de ações representadas por referidas Opções que poderão ser emitidas, assim como o seu preço de exercício, condições de pagamento e outros termos relacionados às Opções.

h. condições de aquisição de ações // i critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício // j critérios para fixação do prazo de exercício

Os administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob o controle da Companhia da Companhia poderão ser elegíveis a beneficiários das Opções emitidas conforme o Plano, ficando sujeitos à seleção e aprovação pelo Conselho de Administração.

O Conselho de Administração deverá determinar os beneficiários a quem as Opções serão concedidas e a lista de beneficiários deverá ser aprovada pela maioria simples dos membros do Conselho de Administração.

Ao exercer a sua autoridade para implementar o Plano, o Conselho de Administração poderá oferecer diferentes condições para os administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou a sociedade sob o controle da Companhia que se encontrem em posições semelhantes, e o Conselho de Administração de modo algum estará obrigado ou vinculado a qualquer regra de igualdade ou matérias semelhantes para estender a todas as pessoas as condições que considere aplicáveis a certos diretores (estatutários) e conselheiros.

O Contrato de Opção de Ações pode ser elaborado individualmente para cada beneficiário ou ser baseado em um formulário padrão e, a seu critério, o Conselho de Administração poderá estabelecer normas e condições diferentes para cada Contrato de Opção de Ações emitidos a outros beneficiários.

O Conselho de Administração deve estabelecer o preço de exercício de Opções emitidas em conformidade com o Plano, que será determinado levando em consideração: (i) o preço médio para o mesmo tipo e classe de ações da Companhia durante os 90 dias de negociação na BM&FBovespa imediatamente anteriores à data estabelecida pelo Conselho de Administração, ponderado pelo volume de negociação, corrigido monetariamente nos termos do IPCA/IBGE nos meses em questão, ou em conformidade com qualquer outro índice estabelecido pelo Conselho de Administração, antes da data em que as opções sejam exercidas; e (ii) acrescido de um prêmio ou menos um desconto.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

k. forma de liquidação

Opções emitidas de acordo com o Plano somente poderão ser exercidas, total ou parcialmente, quando cumpridos todos os termos e condições estabelecidos pelo Conselho de Administração na emissão de tais Opções e sujeito a quaisquer dos termos e condições estabelecidos no respectivo Contrato de Opção de Compra de Ações.

Beneficiários que desejem exercer suas Opções, respeitadas as condições acima, deverão encaminhar notificação por escrito para a Companhia, em uma Notificação de Exercício endereçada para a Companhia, evidenciando a sua intenção de exercer a Opção e indicando o número de ações que o beneficiário deseja adquirir.

Dentro de um período de 02 (dois) dias úteis a contar do recebimento da Notificação de Exercício referida acima, a Companhia deverá informar o beneficiário do preço de exercício pagável, bem como as condições de pagamento, baseado no número de ações sobre as quais o beneficiário exercerá a Opção. A administração da Companhia será responsável por tomar todas as providências necessárias para que se finalize a aquisição das ações de acordo com a Opção exercida.

l. restrições à transferência das ações

O Conselho de Administração deve especificar as condições e/ou condições prévias para o exercício de qualquer opção e deve impor restrições à transferência das ações que tenham sido adquiridas quando do exercício das Opções, podendo também reserva o direito da Companhia de recompra de Opções ou o seu direito de preferência, se tais ações são vendidas pelo beneficiário antes do término do prazo e/ou cumprimento das condições especificadas.

m. critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano // n. efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

Se o beneficiário se afasta da Companhia, com ou sem justa causa, os direitos a ele concedidos podem expirar ou ser modificados, da seguinte forma:

Se em algum momento durante o plano, o beneficiário:

(a) decida deixar a Companhia a seu critério: (i) quaisquer direitos ainda não exercidos na data de sua renúncia expirará automaticamente, independentemente de notificação ou indenização, e (ii) os direitos específicos que podem ser exercidos na data de sua saída poderão ser exercidos dentro de 90 dias dessa data, após o que tais direitos cessarão automaticamente, independentemente de notificação ou indenização;

(b) seja demitido da Companhia, com a rescisão do seu contrato de trabalho por justa causa ou a retirada de sua posição por violação de direitos e privilégios, todos os direitos que possam ser exercidos ou que ainda não possam ser exercidas cessarão automaticamente, independentemente de aviso prévio ou indenização;

(c) seja demitido pela Companhia sem violação de direitos ou privilégios: (i) quaisquer direitos ainda não exercidos na data de sua renúncia expirarão automaticamente, independentemente de notificação ou indenização, e (ii) os direitos específicos que podem ser exercidos na data de sua saída poderão ser exercidos dentro de 90 dias dessa data, após o que tais direitos cessarão automaticamente, independentemente de notificação ou indenização;

(d) deixe a Companhia para se aposentar ou por invalidez permanente: (i) o Conselho de Administração da Companhia deliberará sobre a possibilidade do beneficiário ter automaticamente o direito de exercer quaisquer direitos que não possam ainda ser exercidos na data de sua saída, reduzindo o respectivo período de espera, ou expiração de tais direitos, em total conformidade com a lei, independentemente de notificação ou indenização, e (ii) os direitos podem ser exercidos em conformidade com o respectivo contrato de opção na data da saída poderão ser exercidos dentro do prazo de um ano. Decorrido referido prazo, tais direitos cessarão automaticamente, independente de aviso prévio ou indenização;

(e) faleça: (i) o Conselho de Administração da companhia deliberará sobre a possibilidade de os herdeiros legais do beneficiário e seus sucessores poderem automaticamente exercer quaisquer direitos que não possam ainda ser exercidos na data da morte do beneficiário, reduzindo o respectivo período de espera, desde que o façam no prazo de um ano a contar da data da morte. Decorrido mencionado prazo, os direitos cessarão automaticamente, independente de notificação, e (ii) os direitos que podem ser exercidos em conformidade com o respectivo contrato na data da morte do beneficiário poderão ser exercidos pelos herdeiros legais do beneficiário e seus sucessores, desde que o façam no prazo de um ano a contar da data da morte. Decorrido mencionado prazo, os direitos cessarão automaticamente em plena conformidade com a lei, independente de aviso prévio ou indenização.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

Valores mobiliários emitidos pela Companhia:

Órgão	Ações Ordinárias	% Capital Social
Conselho de Administração	7	0,01%
Diretoria	0	0

Valores mobiliários emitidos por controladores diretos e indiretos:

Empresa	Conselho de Administração	Diretoria
Karoon Austrália	2.435.768(1)	0

(1) Além dessas, são detidas mais 10.742.735 ações de emissão da Karoon Austrália pelos familiares dos membros do Conselho de Administração

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Não houve remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos três últimos exercícios sociais. Em 22 de outubro de 2010, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a outorga de 110.400 opções de compra de ações ao Conselho de Administração e 21.100 opções de compra de ações à Diretoria da Companhia, totalizando 131.500 de opções, conforme descrito abaixo.

Conselho de Administração	Número de opções
Robert Hosking	21.000
Edward Munks	21.000
Timothy Hosking	16.000
Stephen Power	13.100
Geoffrey Atkins	13.100
Jorge Camargo	13.100
Germán Barrios	13.100
Diretoria	
Juliano Macedo	13.100
Karen Albuquerque	8.000
	131.500

Cada opção dá direito à subscrição de uma ação, ao preço por ação fixado no IPO + 33%.

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

Não aplicável. 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 aplicável. Não foram exercidas opções e não foram entregues ações relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais.

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

O valor justo das opções de compra de ações outorgadas pela Companhia será estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo de precificação de opções Black- Scholes.

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

As ações do Plano de Opção são independentemente precificadas.

c. método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados do exercício antecipado

Não houve exercício antecipado até o momento.

d. forma de determinação da volatilidade esperada

Uma vez que as ações da Companhia nunca foram listadas em bolsa, o cálculo da volatilidade do preço da ação baseia-se em uma aproximação através de dados comparativos do setor econômico no qual a Companhia atua. A partir do momento em que a Companhia for listada em bolsa, a volatilidade esperada será calculada tomando-se por base uma amostra estatisticamente satisfatória de cotações das ações.

Mais especificamente, a volatilidade histórica é calculada aplicando-se o cálculo do desvio-padrão amostral aos retornos contínuos dos preços diários das ações da Companhia.

e. outra característica da opção incorporada na mensuração de seu valor justo

Nada além do exposto acima foi incorporado na mensuração do valor justo.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Não aplicável. Não há planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos diretores estatutários da Companhia.

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

Valores anuais

	Diretoria Estatutária	
	31/12/2009	31/12/2008
Nº de membros	1,00	1,00
Valor da maior remuneração(Reais)	7.180,71	5.549,70
Valor da menor remuneração(Reais)	7.180,71	5.549,70
Valor médio da remuneração(Reais)	7.180,71	5.549,70

Observação

	Diretoria Estatutária
31/12/2009	O membro da Diretoria com essa remuneração anual exerceu suas funções por 12 meses.
31/12/2008	O membro da Diretoria com essa remuneração anual exerceu suas funções por 12 meses.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

Não há arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

Não aplicável, pois até o momento não houve quaisquer valores referentes a remuneração de administradores que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, reconhecidos no resultado da Companhia.

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Não aplicável, uma vez que os administradores da Companhia, uma vez contratados para seus cargos, não receberam quaisquer valores por qualquer razão que não a função que ocupam.

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

Não aplicável, não houve valores reconhecidos no resultado dos três últimos exercícios sociais de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia.

13.16 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a. número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia não contratou empregados nos exercícios sociais anteriores.

No exercício atual, a Companhia contratou apenas uma secretária, que desempenha suas atividades na sede da Companhia.

b. número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia possui atualmente cinco prestadores de serviços terceirizados no Rio de Janeiro e em Santos (consultores administrativos, engenheiros, consultores ambientais, geólogos e consultor de saúde e segurança). No Peru, as Sociedades Australianas possuem sete prestadores de serviços terceirizados (geólogo e sociólogos e antropólogos que visitam as comunidades locais). A Companhia também utiliza em sua área técnica funcionários terceirizados do Grupo AGR, renomado grupo internacional de fornecimento de serviços de exploração.

c. índice de rotatividade

Não aplicável, pois a Companhia, que encontra-se em fase pré-operacional possui apenas uma secretária recém-contratada, não tendo possuído outros empregados desde sua constituição, em 2008.

d. exposição da Companhia a passivos e contingências trabalhistas

A Companhia não possui passivos e contingências trabalhistas.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

Não houve alterações relevantes nos números divulgados no item 14.1 acima.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

a. política de salários e remuneração variável

A Companhia busca compensar adequadamente a competência e a responsabilidade de seus empregados, por meio da adoção de uma política de remuneração que prevê o pagamento de salários compatíveis com os praticados no mercado, além de fornecer remuneração baseada em ações através de outorga por um Plano de Opções.

A política da Companhia está em linha com as melhores práticas de governança corporativa, visando a atrair e reter os melhores profissionais do mercado, sendo composta por salário base e, dependendo do cargo, elegibilidade ao Plano de Opção de Compra de Ações dos empregados. Além disso, a Companhia considera sua política de recursos humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial. Por isso, pratica uma administração de recursos humanos transparente, na qual o foco principal é a constante valorização e desenvolvimento de talentos.

b. política de benefícios

Todos os colaboradores da Companhia possuem como benefícios plano de saúde.

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores

i. grupos de beneficiários

Funcionários, consultores e empreiteiros.

ii. condições para exercício

Opções emitidas em conformidade com o plano só poderão ser exercidas, no todo ou em parte, com o cumprimento de todos os termos e condições estabelecidos pelo Conselho de Administração com relação à emissão de tais opções e sujeito aos termos e condições estabelecidos nos respectivos acordos.

iii. preços de exercício

O Conselho de Administração deve estabelecer o preço de exercício de opções emitidas em conformidade com o Plano, que será determinado levando em consideração: (i) o preço médio para o mesmo tipo e classe de ações da Companhia durante os 90 dias de negociação na BM&FBOVESPA imediatamente anteriores à data estabelecida pelo Conselho de Administração, ponderado pelo volume de negociação, corrigido monetariamente nos termos do IPCA/IBGE, ou em conformidade com qualquer outro índice estabelecido pelo Conselho de Administração, antes da data em que as opções sejam exercidas, e (ii) acrescido de um prêmio ou menos um desconto.

iv. prazos de exercício

O período máximo para o exercício das Opções será determinado pelo Conselho de Administração. No entanto, sob nenhuma circunstância deverá o período de exercício ser superior a seis anos a contar da data em que tais Opções são exercidas.

v. quantidade de ações comprometidas pelo plano

O número máximo de ações separadas para fins de emissão sob os termos do Plano para quaisquer dos beneficiários não deverá exceder 10% das ações emitidas e em circulação no mercado.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

Não aplicável.

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 %**			
KAROON ENERGY INTERNATIONAL LTD					
09.312.161/0001-95	Australiana	Não	Não	28/01/2008	
1	0,000001%	0	0,000000%	1	0,000001%
KEI (BRAZIL SANTOS) PTY LTD					
09.317.443/0001-85	Australiana	Não	Sim	22/10/2010	
2.199.142	99,999998%	0	0,000000%	2.199.142	99,999998%
OUTROS					
7	0,000001%	0	0,000000%	7	0,000001%
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
2.199.150	100,000000%	0	0,000000%	2.199.150	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
KAROON ENERGY INTERNATIONAL LTD				**09.312.161/0001-95**	
Karoon Gas Australia Ltd.					
	Australiana	Não	Sim	11/11/2003	
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	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
KEI (BRAZIL SANTOS) PTY LTD				**09.317.443/0001-85**	
KAROON ENERGY INTERNATIONAL LTD.					
09.312.161/0001-95	Australiana	Não	Sim	10/04/2007	
2	100,000000	0	0,000000	2	100,000000

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

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembléia	01/01/0001
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	7
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	2
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

Item facultativo. A Companhia optou por não apresentá-lo.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

Não existem acordos de acionistas arquivados na sede da Companhia ou do qual o acionista controlador da Companhia seja parte regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações da Companhia**.**

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

Não ocorreram alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle da Companhia e Administradores desde a constituição da Companhia, em 2008.

15.7 - Outras informações relevantes

A Karoon Austrália é uma companhia listada na Australian Securities Exchange – ASX que possui controle acionário pulverizado. Em 31 de dezembro de 2009, os maiores acionistas da Karoon Austrália eram os fundos de private equity Talbot Group Holdings Pty Ltd. (cujo proprietário era o Sr. Ken Talbor, e agora o seu espólio, com 14,82% do seu capital total) e Wellington Management Group, LLP (13,02%) e o Sr. Robert Hosking (6,82%), sendo estes os únicos acionistas que detém mais de 5% de participação acionária na Karoon Austrália.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

Em linhas gerais, todos os termos e condições de contratos celebrados com partes relacionadas estão de acordo com os termos e condições usuais de mercado e, portanto, não geram qualquer benefício ou prejuízo à Companhia ou quaisquer outras partes.

A Lei das Sociedades por Ações proíbe 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 por meio de Assembléia 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.

As transações com partes relacionadas à Companhia são sempre realizadas com a observância dos preços e condições usuais de mercado. Além disso, as operações realizadas pela Companhia, inclusive aquelas contratadas com partes relacionadas, são sempre amparadas pelas devidas análises prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização. Nesse sentido, a Companhia negocia individualmente os contratos a serem celebrados com partes relacionadas, analisando seus termos em relação às condições praticadas no mercado, bem como as particularidades de cada operação, tais como prazos, valores, atendimento a padrões de qualidade etc.).

Quando necessário, o procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos da Lei das Sociedades por Ações, que determina 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 Companhia ainda não possui nenhuma política interna formal que trate sobre relações com partes relacionadas em adição às disposições legais.

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
Karoon Gas Australia Ltd. e determinadas afiliadas.	21/10/2010	0,00	Não aplicável.	Não é possível aferir.	O contrato passa a ser vigente a partir de da data de sua assinatura para as partes que originalmente o celebraram, ou, para partes que aderiram posteriormente ao contrato, da data da respectiva adesão, pelo período em que a Karoon Austrália detiver, direta ou indiretamente, o poder de interferir na condução dos assuntos da administração da Companhia pelo exercício do seu direito de voto nas assembleias gerais da Companhia.	NÃO	0,000000

Relação com o emissor	A Karoon Gas Australia Ltd. é controladora indireta da Companhia.
Objeto contrato	Contrato global que regula as condições gerais da prestação de serviços com bases de mercado os quais incluem, mas não se limitam a serviços de consultoria e auxílio na realização explorações, serviços técnicos e comerciais, apoio administrativo, uso de licenças e patentes e propriedade intelectual e industrial, sendo certo que os serviços sob o contrato não implicarão em qualquer transferência de tecnologia. A partir da data de assinatura do Contrato de prestação de Serviços e o que ocorrer por ultimo entre (i) o término da vigência do Contrato de Prestação de Serviços; e (ii) o período de cinco anos contados da assinatura do Contrato de Prestação de Serviços, a Karoon Austrália assumiu diretamente e por suas afiliadas a obrigação de não realizar atividades exploratórias de petróleo e gás na América do Sul exceto por meio de investimentos na Companhia.
Garantia e seguros	Não há.
Rescisão ou extinção	Rescisão por justa causa em caso de (i) falência ou insolvência; e (ii) descumprimento de obrigações pecuniárias não sanado em 90 dias.
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
Kei Ltd	21/10/2010	1.286.359.250,00	Não aplicável.	R$1.286.359.250,00.	Entre a data de outorga do Bônus de Subscrição e o seu exercício, esperado para ocorrer após a liquidação das ações do IPO.	NÃO	0,000000

Relação com o emissor	A Kei Ltd é controladora indireta da Companhia.
Objeto contrato	Direito de aquisição, pela Companhia, da totalidade das ações de emissão das Sociedades Australianas. Após o exercício da opção de compra de ações prevista no Contrato de Opção de Compra de Ações e do Bônus de Subscrição, as Sociedades Australianas tornar-se-ão subsidiárias da Companhia e a Kei Ltd. aumentará sua participação no capital social da Companhia.
Garantia e seguros	Não há.
Rescisão ou extinção	Não há previsão contratual.
Natureza e razão para a operação	

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Kei Ltd	21/10/2010	1.286.359.250,00	Não aplicável.	R$1.286.359.250,00.	Entre a data de assinatura e o exercício da opção, esperado para ocorrer após a liquidação das ações do IPO	NÃO	0,000000

Relação com o emissor	A Kei Ltd é controladora indireta da Companhia.
Objeto contrato	Emissão privada de Bônus de Subscrição em favor da Kei Ltd., contemplando o direito de subscrição e integralização de aproximadamente 500.850 ações ordinárias de emissão da Companhia. O exercício do Bônus de Subscrição, que ficará condicionado ao exercício da opção de compra de ações outorgada no Contrato de Opção de Compra de Ações permitirá a futura emissão de aproximadamente 500.850 ações ordinárias da Companhia para a Kei Ltd., que serão dadas em troca da totalidade das ações das Sociedades Australianas. Após o exercício da opção de compra de ações prevista no Contrato de Opção de Compra de Ações e do Bônus de Subscrição, as Sociedades Australianas tornar-se-ão subsidiárias da Companhia e a Kei Ltd. aumentará sua participação no capital social da Companhia.
Garantia e seguros	Não há.
Rescisão ou extinção	Não há previsão contratual.
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

A Companhia adota práticas exigidas por legislação e regulamentação. A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação do Conselho de Administração da Companhia, conforme regras previstas no Estatuto Social da Companhia.

As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas, previstas no item 16.2, seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

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**				
05/10/2010	83.881.992,00		2.199.150	0	2.199.150
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
05/10/2010	83.881.992,00		2.199.150	0	2.199.150
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
05/10/2010	83.881.992,00		2.199.150	0	2.199.150
Tipo de capital	**Capital Autorizado**				
31/08/2010	10.000.000.000,00		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
21/02/2008	Reunião de Sócios	21/02/2008	44.267.441,00	Subscrição particular	44.267.441	0	44.267.441	4.426,74410000	1,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
08/01/2009	Reunião de Sócios	08/01/2009	1.222.559,00	Subscrição particular	1.222.559	0	1.222.559	0,02761133	1,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
08/04/2009	Reunião de Sócios	08/04/2009	1.500.000,00	Subscrição particular	1.500.000	0	1.500.000	0,03296703	1,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
24/08/2009	Reunião de Sócios	24/08/2009	31.700.000,00	Subscrição particular	31.700.000	0	31.700.000	0,67446809	1,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										
05/10/2010	Conselho de Administração	05/10/2010	5.181.992,00	Subscrição particular	5.181.992	0	5.181.992	0,06584488	1,00	R$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão										
Forma de integralização										

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
Grupamento						
22/10/2010	83.881.992	0	83.881.992	2.199.150	0	2.199.150

17.5 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	De acordo com o Estatuto Social da Companhia, os acionistas têm direito ao dividendo mínimo obrigatório, em cada exercício social, equivalente a 0,001% do lucro líquido do respectivo exercício.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	SIm
Descrição das características do reembolso de capital	Direito de Recesso: Qualquer acionista dissidente de determinadas deliberações tomadas em assembléia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor patrimonial de suas ações. Resgate: De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as ações da Companhia podem ser resgatadas mediante determinação dos acionistas em assembleia geral extraordinária que representem, no mínimo, 50% do capital social da Companhia. O resgate das ações deverá ser pago com os lucros acumulados, reserva de lucros ou reserva de capital da Companhia. Na hipótese de o resgate não abranger a totalidade das ações de emissão da Companhia, será feito mediante sorteio. Liquidação da Companhia: No caso de liquidação da Companhia, os acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso do capital, na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as obrigações da Companhia.
Restrição a circulação	SIm
Descrição da restrição	A Companhia está sujeita às regras estabelecidas na Instrução Instrução CVM 358. Além disso, durante o prazo de 180 dias contados da data de publicação do anúncio de início do IPO, a Companhia e os seus administradores, observadas determinadas exceções, estarão obrigados a não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, onerar, emprestar, outorgar qualquer opção de compra, vender a descoberto ou de outra forma dispor ou outorgar qualquer direito, ou protocolar ou fazer com que seja protocolado, qualquer pedido de registro, nos termos do Securities Act ou da legislação brasileira, ou realizar qualquer operação de derivativos, com relação a quaisquer ações de emissão da Companhia ou quaisquer valores mobiliários conversíveis, permutáveis ou exercíveis em ações de emissão da Companhia de que sejam titulares. Adicionalmente, os Acionistas Controladores e Administradores estão sujeitos à vedação de negociação prevista no art. 3.4 do Regulamento do Novo Mercado.
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Não há requisitos no estatuto social adicionais aos existentes em lei para que sejam alterados os direitos assegurados pelos valores mobiliários emitidos pela Companhia.
Outras características relevantes	Não há outras características relevantes relativas aos valores mobiliários de emissão da Companhia.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

Não há regras no Estatuto Social da Companhia que limitem o direito de voto de acionistas significativos. Em relação à obrigatoriedade de que os acionistas realizem oferta pública, as seguintes hipóteses são previstas:

(i) caso haja o cancelamento do registro de companhia aberta;

(ii) caso os acionistas reunidos em Assembleia Geral Extraordinária deliberem pela saída do Novo Mercado; e

(iii) na hipótese em que a Companhia passe por um processo de reorganização societária e a companhia resultante não seja admitida para negociação no Novo Mercado, exceto se a referida companhia resultante tiver assinado o Contrato de Participação no Novo Mercado da BM&FBovespa.

Cancelamento do Registro de Companhia Aberta

O cancelamento do registro de companhia aberta por decisão do acionista controlador ou do grupo de acionistas controladores só pode ocorrer caso o acionista controlador, o grupo de acionistas controladores ou a própria companhia efetive uma OPA de todas as ações em circulação, de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações e observadas as normas da CVM e o Regulamento do Novo Mercado que, entre outros requisitos, exigem que o preço ofertado seja justo e que os acionistas titulares de mais de dois terços das ações em circulação tenham concordado expressamente com o cancelamento do registro ou aceitado a oferta pública, sendo que, para esse fim específico, considera-se ações em circulação apenas aquelas ações cujos titulares tiverem concordado expressamente com o cancelamento do registro ou tiverem se habilitado para o leilão da OPA. O preço mínimo oferecido pelas ações na OPA corresponderá, obrigatoriamente, ao valor econômico dessas ações, conforme determinado por laudo elaborado por empresa especializada.

O laudo de avaliação será elaborado por empresa especializada, de renome, a qual será escolhida em assembleia geral a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração e pelos acionistas representando a maioria do capital social da Companhia, sem incluir votos em branco, pelas ações ordinárias dos acionistas controladores, seus sócios e quaisquer dependentes incluídos na declaração do imposto de renda, ações em tesouraria, ações detidas por subsidiárias ou companhias associadas, ou que fazem parte do grupo econômico da Companhia. A assembleia geral que escolher a empresa responsável pela elaboração do laudo deverá, se instalada em primeira convocação, contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% do total das ações em circulação, ou se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação. A deliberação será tomada por maioria absoluta de votos das ações em circulação, não se computando os votos em branco. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo ofertante.

É assegurada a revisão do valor da oferta, no caso de titulares de no mínimo 10% das ações em circulação no mercado requererem aos administradores da Companhia que convoquem assembleia especial dos acionistas titulares de ações em circulação para deliberar sobre a realização de nova avaliação pelo mesmo ou por outro critério, para efeito de determinação do valor de avaliação da Companhia. Tal requerimento deverá ser apresentado no prazo de 15 dias da divulgação do valor das ações da OPA, devidamente fundamentado. Os acionistas que requisitarem a realização de nova avaliação, bem como aqueles que votarem a seu favor, deverão nos ressarcir pelos custos incorridos, caso o novo valor seja inferior ou igual ao valor inicial da OPA. No entanto, caso o valor apurado na segunda avaliação seja maior, a OPA deverá obrigatoriamente adotar esse maior valor ou ser cancelada, devendo tal decisão ser divulgada ao mercado. Para os fins deste parágrafo, conforme previsto no Regulamento do Novo Mercado, ações em circulação significam todas as ações ordinárias de emissão da Companhia, excetuadas as ações ordinárias de emissão da Companhia de titularidade dos acionistas controladores, de pessoas a estes vinculadas e/ou de membros da administração da Companhia e as ações ordinárias de emissão da Companhia mantidas em tesouraria.

Saída do Novo Mercado

A Companhia pode, a qualquer momento, requerer o cancelamento de sua listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em assembleia geral por acionistas titulares da maioria das ações de emissão da Companhia, e desde que a BM&FBovespa seja informada por escrito com no mínimo 30 dias de antecedência. Tal deliberação deverá especificar se a saída ocorre porque os valores mobiliários pela Companhia emitidos passarão a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou se em razão do cancelamento do registro da Companhia de companhia aberta. A saída da Companhia do Novo Mercado não implicará a perda da sua condição de companhia aberta registrada na BM&FBovespa.

Quando a saída do Novo Mercado ocorrer (i) para que as ações passem a ter registro de negociação fora do Novo Mercado, ou (ii) em razão da reorganização societária da qual as ações da companhia resultante não seja listada no Novo Mercado, o acionista controlador ou o grupo de acionistas controladores deverá efetivar OPA das ações pertencentes aos demais acionistas, observados os termos e condições prescritos na regulamentação. Nos termos do Regulamento do Novo Mercado e do Estatuto Social da Companhia, o preço mínimo das ações na OPA a ser efetuada nesses casos deverá corresponder, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis, ao valor econômico, assim entendido como o valor da Companhia e o valor das ações ordinárias de emissão da Companhia, apurado mediante a utilização de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela CVM, em laudo de avaliação elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia e ao poder de decisão dos administradores e/ou dos acionistas controladores da Companhia, que será escolhida pela assembleia geral a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração da Companhia, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada pela maioria dos votos presentes naquela assembleia geral, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% do total de ações em circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação. Para os fins deste parágrafo, conforme previsto no Regulamento do Novo Mercado, ações em circulação significam todas as ações ordinárias de emissão da Companhia, excetuadas as ações ordinárias de emissão da Companhia de titularidade dos acionistas controladores da Companhia, de pessoas a estes vinculadas e/ou de

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

membros da administração da Companhia e as ações ordinárias de emissão da Companhia mantidas em tesouraria. Os custos de elaboração do laudo de avaliação deverão ser assumidos integralmente pelo ofertante.

A notícia da realização da OPA deverá ser comunicada à BM&FBovespa e divulgada ao mercado imediatamente após o recebimento pela Companhia do comunicado de rescisão do Contrato de Participação no Novo Mercado.

Nos termos do Regulamento do Novo Mercado, caso o controle da Companhia seja alienado nos 12 meses subsequentes à saída da Companhia do Novo Mercado, o acionista controlador alienante e o comprador deverão oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo acionista controlador alienante, devidamente atualizado. Ademais, se o preço obtido pelo acionista controlador alienante na alienação de suas próprias ações for superior ao valor da OPA de saída do Novo Mercado realizada, o acionista controlador alienante e o adquirente ficarão conjunta e solidariamente obrigados a pagar a diferença de valor apurado aos aceitantes da respectiva OPA.

Após uma eventual saída do Novo Mercado, a Companhia não poderá solicitar a listagem de valores mobiliários de emissão da Companhia no Novo Mercado pelo período de dois anos subsequentes ao cancelamento, a menos que ocorra uma alienação do controle da Companhia após a sua saída do Novo Mercado.

Aquisição de Participação Relevante

O Estatuto Social da Companhia prevê obrigação de realizar oferta pública de aquisição de ações quando qualquer acionista adquirir ou se tornar titular de ações de emissão da Companhia, ou de outros direitos, inclusive usufruto ou fideicomisso, sobre as ações de emissão da Companhia, em quantidade igual ou superior a 30% do total das ações de emissão da Companhia. Nesta hipótese, o acionista adquirente deverá solicitar o registro e realizar oferta pública de aquisição da totalidade das ações de emissão da Companhia em até 60 dias a contar da data de aquisição ou do evento que resultou na titularidade de 30% ou mais das ações de emissão da Companhia. Neste caso, o preço a ser ofertado pelas ações de emissão da Companhia não poderá ser inferior ao maior valor entre: (i) o valor econômico apurado em laudo de avaliação; (ii) 120% do preço de emissão das ações em qualquer aumento de capital realizado mediante distribuição pública ocorrida no período de 24 meses que antecedem a data em que se tornar obrigatória a realização da OPA, devidamente atualizado pelo IPCA até o momento do pagamento; e (iii) 120% da cotação média das ações de emissão da Companhia na BM&FBOVESPA, apurada entre as cotações de fechamento dos 90 dias anteriores à realização da OPA.. Esta obrigação de realizar oferta pública de aquisição não se aplica quando um acionista se torne titular de direitos e/ou ações de emissão da Companhia em quantidade superior a 30% em decorrência de: (i) de sucessão legal, sob a condição de que o acionista aliene o excesso de ações em até 60 dias contados do atingimento da participação relevante; (ii) da incorporação de uma outra sociedade pela Companhia, (iii) da incorporação de ações de uma outra sociedade pela Companhia, ou (iv) da subscrição de ações da Companhia, realizada em uma única emissão primária para colocação privada, que tenha sido aprovada pelo órgão societário competente da Companhia, 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-financeira da Companhia realizada por empresa especializada com experiência comprovada em avaliação de companhias abertas.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há exceções e/ou cláusulas suspensivas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no Estatuto Social da Companhia.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

A Companhia está solicitando a admissão de suas ações à listagem na BM&FBovespa.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

Não aplicável.

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 houve.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

Não houve.

18.10 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

19.4 - Outras informações relevantes

Operações de Compra de Ações de Emissão da Própria Companhia

O Estatuto Social da Companhia autoriza o Conselho de Administração a aprovar a compra de ações de emissão da Companhia para manutenção em tesouraria e/ou posterior cancelamento ou alienação. A decisão de comprar ações de emissão da própria Companhia para manutenção em tesouraria e/ou posterior cancelamento ou alienação não pode, dentre outros:

- resultar na redução do capital social;
- requerer a utilização de recursos superiores ao saldo de lucros ou reservas disponíveis constantes do último balanço;
- criar, por ação ou omissão, direta ou indiretamente, condições artificiais de demanda, oferta ou de preço das ações, ou utilizar-se de qualquer prática não equitativa;
- ser conduzida paralelamente a uma OPA de ações de emissão da Companhia; ou
- ser utilizada para a compra de ações não integralizadas ou detidas pelos acionistas controladores da Companhia.

A Companhia não pode manter em tesouraria mais do que 10% da totalidade das ações de emissão da Companhia em circulação no mercado, excluídas as ações de titularidade dos acionistas controladores da Companhia e incluídas as ações detidas por suas controladas e coligadas.

Qualquer compra de ações de emissão da própria Companhia deverá ser realizada em bolsa, exceto se as ações somente estiverem admitidas à negociação em mercado de balcão, e não pode ser feita por meio de operações privadas, ou por preço igual ou inferior ao valor de mercado, exceto se previamente aprovada pela CVM. A Companhia pode também comprar ações de sua própria emissão na hipótese em que deixar de ser uma companhia aberta.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**01/09/2010**
Cargo e/ou função	Companhia, seus acionistas controladores, diretos ou indiretos, membros do Conselho de Administração, diretores, membros do Conselho Fiscal, membros dos comitês ou de quaisquer órgãos com funções técnicas e consultivas, criados por disposição estatutária, empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a Informações Relevantes, quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos Acionistas Controladores, nas sociedades controladas e nas sociedades coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes, prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Negociação.

Principais características

A Cia. adota as regras estabelecidas na Instrução CVM 358 quanto à negociação de Valores Mobiliários (“VMs”) de sua emissão. Sendo assim, as pessoas vinculadas elencadas no item “b” acima são vedados de negociar VMs de emissão da Cia., incluindo operações com derivativos que envolvam VMs de emissão da Cia., nos períodos e condições descritos no item “d” a seguir. A Política de Negociação de VMs da Cia. tem por finalidade registrar e esclarecer os critérios e procedimentos a serem empregados pelas pessoas vinculadas para evitar que os VMs sejam por elas negociados mediante a utilização de informação privilegiada, prevenindo, assim, a ocorrência da prática de insider trading, isto é, a utilização de informação privilegiada de que a pessoa vinculada tenha conhecimento e da qual deva manter sigilo, por força do disposto no artigo 155, §§ 1º a 4º, da Lei das Sociedades por Ações e na Instrução CVM 358, capaz de propiciar, para si ou para outrem, vantagem indevida, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiros, com VMs. A referida política foi elaborada nos termos da legislação aplicável, sendo o Diretor de Relações com Investidores o responsável pelo seu acompanhamento e execução, competindo-lhe o dever de informar às pessoas vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os Períodos de Vedação à Negociação de VMs.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	A Cia. e as pessoas vinculadas não podem negociar, direta ou indiretamente, com VMs de emissão da Cia.: no período de 1 mês que antecede o encerramento do exercício social, até a publicação do anúncio que colocar à disposição dos acionistas as DFs anuais da Cia. e demais documentos relacionados no artigo 133 da Lei das Sociedades por Ações; durante o período de 15 dias anterior à divulgação das informações financeiras trimestrais; se estiver em curso a aquisição ou alienação, pela Cia., de ações de sua própria emissão; se houver intenção de promover fusão, incorporação, cisão total ou parcial, transformação ou reorganização societária envolvendo a Cia.; quando tiverem conhecimento de informação relevante ainda não divulgada ao mercado, até o momento em que tal divulgação for efetivada; nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela CVM; e/ou nos demais períodos declarados pelo Diretor de Relações com Investidores (“DRI”) como Períodos Especiais de Vedação à Negociação. Os administradores que se afastarem da administração da Cia. antes da divulgação pública de ato ou fato iniciado durante seu período de gestão não poderão negociar com VMs de emissão da Cia. até a divulgação de tal ato ou fato relevante ao mercado e mesmo após a divulgação do ato ou fato relevante ao mercado, caso a negociação por parte dos administradores possa interferir nas condições do referido ato ou fato, em prejuízo dos acionistas da Cia. ou dela própria. Para fiscalizar a negociação nos períodos acima elencados pelas pessoas vinculadas, a Cia. adota o seguinte procedimento de comunicação de informações sobre as negociações por administradores e acionistas controladores: Os administradores, os conselheiros fiscais e os membros de órgãos criados por disposição estatutária com funções técnicas ou consultivas deverão informar a titularidade de VMs de emissão da Cia., de acionista controlador, de sociedades controladas e de sociedades coligadas, desde que se trate de companhias abertas, bem como as alterações nessas posições. Essa comunicação deverá ser encaminhada ao DRI da Cia. e, por este, à CVM e à Bolsa de Valores, em formulário cujo modelo encontra-se no Anexo II da Política de Negociação da Cia. A comunicação à Cia. deve ser feita: (i) no 1º dia útil após a sua investidura no cargo; e (ii) no prazo de 5 dias após a realização de cada negócio. A comunicação à CVM e à Bolsa de Valores deverá ser efetuada: imediatamente após a investidura no cargo; e no prazo máximo de 10 dias após o término do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição detida no período.

20.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

Devemos atender às exigências relativas à divulgação de informações previstas na Lei das Sociedades por Ações e nos normativos expedidos pela CVM.

Nos termos da legislação brasileira sobre valores mobiliários, a Companhia deve divulgar qualquer acontecimento relevante relacionado aos seus negócios à CVM e aos respectivos mercados organizados de valores mobiliários. A Companhia deve ainda publicar na imprensa aviso de tais acontecimentos relevantes. Um fato será havido por relevante se puder causar impacto ponderável sobre o preço dos valores mobiliários da Companhia, a decisão dos investidores de negociar valores mobiliários da Companhia ou a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer dos valores mobiliários da Companhia. Em circunstâncias especiais de proteção de interesse legítimo da Companhia, a mesma poderá apresentar à CVM pedido de tratamento confidencial dos fatos relevantes.

Divulgação de Informações Eventuais e Periódicas

De acordo com a regulamentação aplicável, devemos fornecer à CVM e aos respectivos mercados organizados de valores mobiliários determinadas informações (i) periódicas, que incluem este Formulário de Referência, o Formulário Cadastral, as informações trimestrais, os relatórios trimestrais da administração e dos auditores independentes, editais de convocação e atas de Assembléias Gerais Ordinárias e (ii) eventuais, tais como aviso aos acionistas, editais de convocação e atas de Assembléias Gerais Extraordinárias, fatos relevantes, acordos de acionistas, entre outros.

Normas, regimentos e procedimentos internos

A Companhia ainda não constituiu outros mecanismos internos referentes a divulgação de informações além de sua Política de Divulgação (conforme abaixo definida).

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 Companhia possui uma Política de Divulgação de Informações Relevantes e Manutenção de Sigilo de Informações Relevantes ("Política de Divulgação"), nos termos da Instrução CVM 358. A política da Companhia, aprovada em Reunião do Conselho de Administração realizada em 1º de setembro de 2010, é destinada aos seus acionistas controladores, administradores, membros do Conselho Fiscal, membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a Informações Relevantes, a quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos acionistas controladores, nas sociedades controladas e nas sociedades coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes, prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Divulgação (as "Pessoas Vinculadas"). Essa política estabelece regras de sigilo e confidencialidade, procedimentos relativos à manutenção de sigilo, bem como atribui responsabilidade direta e subsidiária pela divulgação de fato relevante ao Diretor de Relações com Investidores e aos destinatários que tenham conhecimento pessoal de fato relevante, respectivamente.

A Política de Divulgação da Companhia tem por finalidade registrar e esclarecer os critérios e procedimentos a serem empregados pelo Diretor de Relações com Investidores e demais Pessoas Vinculadas no relacionamento com investidores, no que tange à divulgação de informações relevantes e a manutenção do sigilo de informações privilegiadas, de forma a desenvolver um fluxo contínuo de informações e manter realistas as expectativas dos investidores, através da imediata divulgação das informações relevantes dentro da mais ampla base possível. A Política de Divulgação da Companhia foi elaborada nos termos da legislação aplicável. Através dela, a Companhia assume o compromisso de divulgar informações de maneira oportuna, consistente e confiável, em consonância com as exigências legais, visando à melhor performance de seus valores mobiliários no mercado. É importante que esse procedimento tenha continuidade e uniformidade e que todos s segmentos da comunidade investidora tenham acesso equânime às informações relevantes da Companhia.

As Pessoas Vinculadas devem aderir à Política de Divulgação da Companhia mediante a assinatura do termo de adesão, sendo que a Companhia manterá em sua sede social a relação das pessoas vinculadas e suas respectivas qualificações, indicando cargo ou função exercida, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas ou Jurídicas, conforme o caso. A relação será sempre mantida à disposição da CVM.

As Pessoas Vinculadas têm a obrigação de comunicar imediatamente à Companhia, por escrito, a alteração de qualquer de seus dados cadastrais. Mediante o recebimento de referida comunicação, a Companhia deverá imediatamente proceder à atualização do cadastro da Pessoa Vinculada.

Caso a Companhia, no curso de qualquer negociação ou discussão de assuntos a ela relacionados, mantenha contato e dê conhecimento de informações relevantes não divulgadas a terceiros que não sejam considerados Pessoas Vinculadas, poderá exigir de tais terceiros a assinatura de um termo de confidencialidade, nos termos da Política de Divulgação.

A Pessoa Vinculada que tiver conhecimento de informação relevante deverá, sempre que verificar a omissão na sua divulgação, relatar a irregularidade, por escrito, ao Diretor de Relações com Investidores. Na hipótese de, decorridos 5 (cinco) dias úteis da data em que foi realizada a referida comunicação e não se configurando a decisão de manter sigilo, tomada na forma do artigo 6º da Instrução da CVM 358, a Pessoa Vinculada constatar a omissão do Diretor de Relações com Investidores no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, a pessoa vinculada somente se eximirá de responsabilidade pela omissão de divulgação de informação relevante caso a comunique, imediatamente, à CVM.

A comunicação de informações relevantes à CVM e aos respectivos mercados organizados de valores mobiliários pelo Diretor de Relações com Investidores deve ser feita imediatamente por meio de documento escrito, descrevendo detalhadamente a informação relevante, de forma clara e precisa, em linguagem acessível ao público investidor, indicando, ainda, sempre que possível, os valores envolvidos e outros esclarecimentos que a Companhia entender necessários.

A informação relevante deve ser divulgada ao público por meio de anúncio publicado nos jornais utilizados regularmente para tal fim pela Companhia, podendo o anúncio conter a descrição resumida da informação relevante, desde que indique endereço na Internet onde esteja disponível a descrição completa da informação relevante, em teor, no mínimo, idêntico ao texto enviado à CVM e aos respectivos mercados organizados de valores mobiliários.

Sempre que for veiculada informação relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa ou em reunião de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no País ou no exterior, a informação relevante será divulgada simultaneamente à CVM, aos respectivos mercados organizados de valores mobiliários e ao público investidor em geral.

A Companhia, seus empregados, administradores e quaisquer outras Pessoas Vinculadas, à exceção do Diretor de Relações com Investidores, não comentarão sobre rumores. Quando forem questionados sobre qualquer atividade ou boato envolvendo a Companhia que possa ser considerado informação relevante, tais pessoas deverão dirigir os referidos questionamentos à área de Relações com Investidores.

A informação relevante deverá ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nos respectivos mercados organizados de valores mobiliários. Caso os respectivos mercados organizados de valores mobiliários não operem simultaneamente, a divulgação será feita observando o horário de funcionamento dos respectivos mercados organizados de valores mobiliários localizadas no território brasileiro.

Caso seja imperativo que a divulgação de ato ou fato relevante ocorra durante o horário de negociação, o Diretor de Relações com Investidores poderá, ao comunicar o ato ou fato relevante, solicitar, simultaneamente, aos respectivos mercados organizados de valores mobiliários a suspensão da negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia, pelo tempo necessário à adequada disseminação da informação relevante.

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 informação relevante somente poderá deixar de ser divulgada em caso excepcional, se o Diretor de Relações com Investidores e os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia (conforme o caso), concluírem, de forma justificada, que sua divulgação pode colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

Além disso, caso a informação relevante esteja ligada a operações envolvendo diretamente os Acionistas Controladores e estes decidam por sua não divulgação, deverão informar o Diretor de Relações com Investidores da Companhia.

Nos demais casos, quando a informação relevante estiver ligada a operações envolvendo a Companhia, caberá aos Administradores decidir pela divulgação ou não da informação relevante e informar o Diretor de Relações com Investidores da Companhia.

Os Acionistas Controladores e os Administradores, por meio do Diretor de Relações com Investidores da Companhia, poderão decidir por submeter à apreciação da CVM questão acerca da divulgação ao público de informação relevante que possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia. O requerimento deverá ser dirigido ao Presidente da CVM, em envelope lacrado, no qual deverá constar a palavra "Confidencial".

Os Acionistas Controladores e os Administradores ficam obrigados a, diretamente ou através do Diretor de Relações com Investidores, divulgar imediatamente a informação relevante, na hipótese de esta escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

As Pessoas Vinculadas devem guardar sigilo acerca de informações relevantes às quais tenham acesso até que tais informações relevantes sejam divulgadas ao mercado, bem como zelar para que seus subordinados e terceiros de sua confiança também o façam. Devem, ainda, abster-se de discutir informações relevantes em lugares públicos. Da mesma forma, somente deverão tratar de assuntos relacionados à Informação Relevante com aqueles que dela tenham necessidade de ter conhecimento.

Para assegurar a manutenção do sigilo das informações relevantes, devem ser adotadas, entre outras, as seguintes práticas:

(i) manter todos os memorandos, correspondências e outros documentos que contenham informações relacionadas à Companhia em local seguro, do qual somente a Pessoa Vinculada em questão possua a chave (armário, gaveteiro etc.);

(ii) evitar discussões a respeito de assuntos confidenciais da Companhia em locais em que a conversa possa ser ouvida por pessoas às quais o assunto não está endereçado (elevadores, restaurantes, etc.);

(iii) não fazer quaisquer comentários sobre informações confidenciais da Companhia com familiares, colegas e conhecidos;

(iv) não fornecer seu login e senha do computador profissional para outra pessoa, em hipótese alguma.

Em caso de dúvidas sobre o caráter relevante da informação recebida a respeito da Companhia, a Pessoa Vinculada deve: (i) evitar negociar com valores mobiliários e dar dicas de negociação a outrem até que se confirme que a informação em questão não é relevante ou venha a se tornar pública; e (ii) consultar a área de Relações com Investidores da Companhia antes de negociar com valores mobiliários e dar dicas de negociação a outrem.

Caso qualquer Pessoa Vinculada verifique que (a) uma informação relevante ainda não divulgada ao público tornou-se do conhecimento de pessoas diversas das que (i) tiveram originalmente conhecimento ou (ii) decidiram manter sigilosa a informação relevante; e/ou (b) ocorreu oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários, tal Pessoa Vinculada deverá comunicar imediatamente tais fatos ao Diretor de Relações com Investidores.

Todo e qualquer funcionário da Companhia deve seguir os seguintes procedimentos:

(i) não falar por telefone ou fazer qualquer tipo de contato com áreas de pesquisa ou venda de ações de bancos ou investidores de modo geral;

(ii) caso seja abordado pelo público externo, redirecionar o contato para a Diretoria de Relações com Investidores; e

(iii) antes de conceder entrevistas para a imprensa que abordem cenários futuros, consultar a Diretoria de Relações com Investidores para alinhar o discurso com a informação divulgada ao mercado.

É obrigatória a presença de um funcionário da Diretoria de Relações com Investidores em todas as entrevistas que contemplem ou possam contemplar cenários futuros da Companhia.

A Diretoria de Relações com Investidores poderá revisar modelos financeiros ou minutas de projeções e relatórios de analistas, unicamente com o objetivo de identificar premissas e parâmetros que contemplem dados de conhecimento público incorretos e que, por conseguinte, levem a conclusões irrealistas.

No período entre o término de cada trimestre e a data de divulgação dos respectivos resultados da Companhia, os funcionários da Diretoria de Relações com Investidores observarão um "período de silêncio", durante o qual não farão qualquer comentário, nem a respeito das estimativas dos analistas nem com relação às próprias previsões e/ou estimativas futuras de desempenho.

Quando questionada pelos analistas sobre as estimativas e projeções de resultados da Companhia, a Diretoria de Relações com Investidores: não ratificará nem rejeitará o resultado estimado ou projetado, e, excetuado o período de silêncio, poderá questionar ao analista se as premissas de sua projeção estão em linha com as projeções do mercado, ou apontar algum

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

dado conhecido que tenha sido omitido ou erro específico em fato histórico que o analista tenha utilizado em sua estimativa de resultado.

Em razão de circunstâncias extraordinárias, a Diretoria de Relações com Investidores poderá entender cabível pronunciar-se sobre esses relatórios e, nesse caso, fará essa indicação através de ampla divulgação ao mercado, na forma prevista no artigo 3º da Instrução CVM 358.

As Pessoas Vinculadas responsáveis pelo descumprimento de qualquer disposição constante da Política de Divulgação da Companhia se obrigam a ressarcir a Companhia e/ou outras Pessoas Vinculadas e terceiros, de todos os prejuízos que venham a ser causados em decorrência, direta ou indireta, de tal violação.

A violação às regras estabelecidas na Política de Divulgação da Companhia, na Instrução CVM 358 e nos demais dispositivos legais e regulamentares aplicáveis poderá sujeitar o infrator a responder processo administrativo sancionador para aplicação, pela CVM, das penalidades previstas no artigo 11 da Lei das Sociedades por Ações, bem como a processo criminal pelo crime previsto no art. 27-D da Lei 6.385/76. A violação às disposições da Política de Divulgação da Companhia sujeitará a Pessoa Vinculada a responder a procedimento interno de caráter disciplinar, o qual poderá resultar, inclusive, na perda do emprego ou no término da relação de prestação de serviços à Companhia.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

Diretor de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Não houve operações de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve contratos relevantes celebrados pela Companhia não diretamente relacionados com suas atividades operacionais. A Companhia não possui controladas.

22.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.