Prospecto Definitivo da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da

QGEP Participações S.A.
Companhia Aberta de Capital Autorizado
CNPJ/MF nº 11.669.021/0001-10 – NIRE 33.300.292.896
Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte), Centro – CEP 20020-010 – Rio de Janeiro, RJ

69.340.017 Ações Ordinárias
Valor Total da Oferta: R$1.317.460.323,00
Código de Negociação das Ações na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros: "QGEP3"
Código ISIN: "BRQGEPACNOR8"

No contexto desta Oferta, conforme definida abaixo, o Preço por Ação é R$19,00.

A QGEP Participações S.A. ("Companhia"), o Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A. ("BofA Merrill Lynch"), o Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual") e o Banco Itaú BBA S.A. ("Coordenador Líder" e, em conjunto com o BofA Merrill Lynch e o BTG Pactual, "Coordenadores da Oferta") estão realizando uma oferta pública de distribuição primária de 69.340.017 ações ordinárias de emissão da Companhia ("Oferta"), todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações da Oferta Base" sendo que as Ações da Oferta Base em conjunto com as Ações do Lote Suplementar, conforme abaixo definidas, são definidas como "Ações").

A Oferta compreende a distribuição de Ações a ser realizada 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"), sob a coordenação dos Coordenadores da Oferta, e com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição ("Coordenadores Contratados") e instituições intermediárias autorizadas a operar na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros por eles convidadas ("Instituições Consorciadas" e "BM&FBOVESPA", respectivamente, sendo que as Instituições Consorciadas em conjunto com os Coordenadores da Oferta e os Coordenadores Contratados são definidos como "Instituições Participantes da Oferta"). Foram também realizados, esforços de colocação das Ações no exterior pelo Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, pelo BTG Pactual US Capital Corp., pelo Itau BBA USA Securities, Inc., pelo Jefferies & Company, Inc., pelo UBS Securities LLC e pelos agentes de determinados Coordenadores Contratados ("Agentes de Colocação Internacional") e por determinadas instituições financeiras contratadas, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act of 1933* dos Estados Unidos da América, conforme alterado ("Regra 144A" e "*Securities Act*", respectivamente), em operações isentas de registro previstas no *Securities Act*, e a investidores residentes nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act* ("Regulamento S"), observada a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor e, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("BACEN"), pela CVM e demais legislações brasileiras aplicáveis, nos termos do Contrato de Colocação Internacional (*Placement Facilitation Agreement*). Não foi e nem será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("SEC") ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil. As Ações não podem ser ofertadas ou vendidas nos Estados Unidos da América ou a pessoas consideradas *U.S. persons*, conforme definidos no Regulamento S, exceto de acordo com isenções de registro nos termos do *Securities Act*.

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações da Oferta Base poderá ser acrescida em até 15%, ou seja, em até 10.401.002 ações de emissão da Companhia, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base ("Ações do Lote Suplementar"), conforme opção para subscrição de tais Ações do Lote Suplementar outorgada pela Companhia ao BTG Pactual, as quais serão destinadas a atender um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta ("Opção de Lote Suplementar"). O BTG Pactual terá o direito exclusivo, a partir da data de assinatura do Contrato de Coordenação, Colocação e Garantia Firme de Liquidação de Ações Ordinárias de Emissão da QGEP Participações S.A. ("Contrato de Distribuição") e por um período de até 30 dias contados, inclusive, da data de início da negociação das Ações 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 da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento em que foi fixado o Preço por Ação (conforme abaixo definido) tenha sido tomada em comum acordo entre os Coordenadores da Oferta.

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações da Oferta Base poderia ter sido, mas não foi, a critério da Companhia e do Quantum – Fundo de Investimentos em Participações ("FIP Quantum"), em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, acrescida em até 20% das Ações da Oferta Base, ou seja, 13.868.003 ações de emissão da Companhia e de titularidade do FIP Quantum ("Ações Adicionais"), nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base, sendo que, nessa hipótese, as Ações Adicionais seriam alienadas nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base e alocadas integralmente a Investidores Institucionais e, portanto, os Investidores Não-Institucionais não participariam da eventual oferta secundária. A oferta secundária ocorreria se, e somente se, houvesse oferta das Ações Adicionais, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, não tendo havido tal oferta.

O preço de emissão por Ação ("Preço por Ação") foi fixado com base no resultado do processo de coleta de intenções de investimento ("Procedimento de *Bookbuilding*") conduzido pelos Coordenadores da Oferta junto aos Investidores Institucionais (conforme definidos neste Prospecto), em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400 e de acordo com o artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), refletindo a demanda e o valor pelo qual os Investidores Institucionais (conforme definidos neste Prospecto) apresentaram suas ordens de investimento no contexto da Oferta. Os Investidores Não-Institucionais (conforme definidos neste Prospecto) não participaram do Procedimento de *Bookbuilding*, e, portanto, não participaram da fixação do Preço por Ação.

	Preço (R$)	Comissões (R$)[1][3]	Recursos Líquidos (R$)[2]
Preço por Ação	R$19,00	R$0,57	R$18,43
Total	**R$1.317.460.323,00**	**R$39.523.809,69**	**R$1.277.936.513,31**

(1) Abrange as comissões a serem pagas aos Coordenadores da Oferta. Sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares.
(2) Sem dedução das despesas da Oferta.
(3) Para informações sobre remunerações recebidas pelos Coordenadores da Oferta, veja a seção "Relacionamento Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição", na página 60 deste Prospecto.

A realização da Oferta foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 26 de outubro de 2010, cuja ata foi publicada no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro ("DOERJ") e no jornal "Jornal do Commercio" em 22 de dezembro de 2010 e registrada na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro ("JUCERJA") em 29 de outubro de 2010. O efetivo aumento de capital da Companhia, com exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas na subscrição de Ações da Oferta Base, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações, bem como o Preço por Ação, foram aprovados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 07 de fevereiro de 2011, cuja ata será publicada no jornal acima indicado na data de publicação do anúncio de início da Oferta e no DOERJ no dia 09 de fevereiro de 2011.

Registro na CVM em 08 de fevereiro de 2011, sob o número CVM/SRE/REM/2011/006.

Este Prospecto não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de investimento nas Ações. Antes de investir nas Ações, os potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da Companhia, de seus negócios e suas atividades, de sua condição financeira e dos riscos decorrentes do investimento nas Ações. Este Prospecto foi preparado com base nas informações prestadas pela Companhia, sendo que o Coordenador Líder tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência, respondendo pela falta de diligência ou omissão, para assegurar que: (a) as informações prestadas pela Companhia sejam 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 de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro da Companhia que venham a integrar o Prospecto Definitivo, sejam suficientes, permitindo aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta.

Os investidores devem ler a seção "Fatores de Risco", nas páginas 35 a 37 deste Prospecto, que contém certos fatores de risco que devem ser considerados em relação à subscrição das Ações.

"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 no âmbito da Oferta."

"A(O) presente oferta pública (programa) foi elaborada(o) de acordo com as normas de Regulação e Melhores Práticas 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 da Oferta e *Joint Bookrunners*

Agente Estabilizador

Coordenador Líder

Coordenadores Contratados

Agentes de Colocação Internacional

A data deste Prospecto Definitivo é 07 de fevereiro de 2011.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

DOCUMENTOS E INFORMAÇÕES INCORPORADOS A ESTE PROSPECTO POR REFERÊNCIA 1
DEFINIÇÕES 2
Glossário de Termos Técnicos 9
CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PROJEÇÕES 13
Relatórios Independentes de Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos 14
INFORMAÇÕES CONTÁBEIS SELECIONADAS 15
Critérios de rateio para elaboração das Informações Financeiras Consolidadas *Carve Out* 16
Informações de Mercado 18
Arredondamento 18
Reorganização Societária 18
NOTA DE ADVERTÊNCIA AOS INVESTIDORES RELACIONADA A RECURSOS PROSPECTIVOS E RECURSOS CONTINGENTES 19
RECURSOS E RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL 20
Projeções 20
Fatores que Afetam Nossas Projeções 20
Reservas e Recursos de Petróleo e Gás Natural 21
Reservas 21
Recursos Contingentes 21
Recursos Prospectivos 22
SUMÁRIO DA COMPANHIA 23
Visão Geral 23
Nossa Administração 25
Nossas Operações 26
Reservas 28
Recursos Contingentes 29
Recursos Prospectivos 30
Nossos Pontos Fortes 31
Estratégia 33
Reorganização e Estrutura Societária 34
Fatores de Risco 35
Informações sobre a Companhia 37
RESUMO DOS RELATÓRIOS DE RESERVAS, RECURSOS CONTINGENTES E RECURSOS PROSPECTIVOS ELABORADOS POR CONSULTOR INDEPENDENTE 38
Relatórios da certificadora independente 38
Discussão Técnica 39
Qualificação 39
Escopo do Trabalho e Metodologia 39
Reservas 40
Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos 40
Avaliação Econômica 42
Reservas 42
Recursos Contingentes e Prospectivos 42
Conclusão 44
Resumo da Avaliação Econômica 44
Caso Alternativo de Óleo 45
Cenário de Integração do Desenvolvimento de Santos#2 e Santos#4 46
SUMÁRIO DA OFERTA 47

INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA 57
Composição Atual do Nosso Capital Social 57
Principais Acionistas e Membros da Administração 57
Descrição da Oferta 58
Preço por Ação 59
Quantidade, Valor e Recursos Líquidos 59
Custos de Distribuição 60
Reserva de Capital 61
Aprovações Societárias 61
Público-Alvo da Oferta 61
Cronograma da Oferta 62
Procedimentos da Oferta 63
Oferta de Varejo 63
Período de Reserva 63
Procedimento da Oferta de Varejo 63
Oferta Institucional 66
Violações de Normas 67
Prazo de Distribuição e Data de Liquidação 67
Inadequação de Investimento nas Ações 68
Contrato de Distribuição e *Placement Facilitation Agreement* 68
Garantia Firme de Liquidação 69
Restrições à Negociação das Ações (*Lock-up*) 69
Estabilização do Preço das Ações 71
Empréstimos de Ações para Estabilização 71
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações 71
Negociação das Ações na BM&FBOVESPA 71
Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação 71
Suspensão e Cancelamento da Oferta 72
Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta 73
Relacionamento entre a Companhia e o BofA Merrill Lynch 73
Relacionamento entre a Companhia e o BTG Pactual 73
Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder 74
Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores Contratados 74
Relacionamento entre a Companhia e o Santander 74
Relacionamento entre a Companhia e o BB Investimentos 75
Relacionamento entre a Companhia e o Citi 75
Relacionamento entre a Companhia e a Link 76
Relacionamento entre a Companhia e o BNP Paribas 76
Instituição Financeira Escrituradora das Ações 77
Informações Complementares da Oferta 77
Instituições Participantes da Oferta 77
Coordenadores da Oferta 77
Coordenador 77
Coordenador 78
Coordenador Líder 78
Coordenadores Contratados 78
Instituições Consorciadas 79
OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA 80
BofA Merrill Lynch 80
BTG Pactual 80
Coordenador Líder 81

APRESENTAÇÃO DOS COORDENADORES DA OFERTA E DOS COORDENADORES CONTRATADOS **83**
Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A. 83
Banco BTG Pactual S.A. 83
Banco Itaú BBA S.A. – Coordenador Líder 84
Banco Santander (Brasil) S.A. 86
BB-Banco de Investimento S.A. 87
Citigroup Global Markets Brasil Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A. 88
Link S.A. Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários 89
Banco BNP Paribas Brasil S.A. 90
INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA **91**
IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES COMPANHIA **92**
Companhia 92
Coordenadores da Oferta 92
Consultores Legais da Companhia 93
Consultores Legais dos Coordenadores da Oferta 93
Auditores Independentes da Companhia 93
FATORES DE RISCO RELATIVOS À OFERTA E ÀS AÇÕES **94**
DESTINAÇÃO DOS RECURSOS **99**
CAPITALIZAÇÃO **100**
Pagamento de Dividendos 100
Aumentos de Capital 101
Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos 101
Desdobramento de ações 101
DILUIÇÃO **102**
Plano de Outorga de Opções das Nossas Ações 102
PRINCIPAIS ACIONISTAS **103**
Principais Acionistas 103
BREVE DESCRIÇÃO DE NOSSOS PRINCIPAIS ACIONISTAS **104**
QGSA 104
QUANTUM – Fundo de Investimento em Participações 104

ANEXOS

Estatuto Social da Companhia 109
Ata da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia que autorizou a realização da Oferta 127
Ata da Reunião de Conselho de Administração da Companhia que autorizou a realização da Oferta 149
Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia que aprova o aumento de capital referente à Oferta e o Preço por Ação 177
Declarações da Companhia e do Coordenador Líder para fins do artigo 56 da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada 183
Declaração da Diretoria da Companhia, nos termos do artigo 25, V e VI, da Instrução CVM 480 189

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

Formulário de Referência 195

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 e respectivo parecer dos auditores independentes 491

Demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da Companhia relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes 533

As Demonstrações financeiras individuais da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes 571

As Demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes 589

RELATÓRIOS DOS ENGENHEIROS DE PETRÓLEO INDEPENDENTES

Avaliação da Companhia de Recursos de hidrocarbonetos e potencial econômico, na região *offshore* do Brasil em 31 de dezembro de 2009, elaborado pela GCA, datado de 28 de outubro de 2010 629

Relatório de Recursos e Reservas de hidrocarbonetos para determinadas propriedades no Brasil em 31 de dezembro de 2009, elaborado pela GCA, datado de 5 de outubro de 2010 695

DOCUMENTOS E INFORMAÇÕES INCORPORADOS A ESTE PROSPECTO POR REFERÊNCIA

Os seguintes documentos e as informações neles contidos ficam expressamente incorporados a este Prospecto como se dele constassem para todos os efeitos legais e regulamentares:

Documento	Endereço Eletrônico
Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 – IFRS	www.qgep.com.br/ri e www.cvm.gov.br
Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 – Legislação Societária	www.qgep.com.br/ri e www.cvm.gov.br
Formulário Cadastral datado de 19 de janeiro de 2011	www.qgep.com.br/ri e www.cvm.gov.br

DEFINIÇÕES

Neste Prospecto, utilizamos os termos "Companhia", "Nós", "nosso" e "nossa" para nos referirmos à QGEP Participações S.A., salvo se de outra forma indicado.

Ação, Ações ou Ações Ordinárias	Ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de nossa emissão, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.
Acionista Controlador	Queiroz Galvão S.A.
AGE	Assembleia Geral Extraordinária.
Agente Estabilizador	O BTG Pactual é o agente autorizado para realização de operações de estabilização de preço das Ações no mercado brasileiro.
Agentes de Colocação Internacional	Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, BTG Pactual US Capital Corp, Itau BBA USA Securities, Inc, Jefferies & Company, Inc., UBS Securities LLC e os agentes de determinados Coordenadores Contratados.
ANBIMA	Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais.
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
Anúncio de Encerramento	Anúncio informando acerca do resultado final da Oferta, a ser publicado pelos Coordenadores e pela Companhia nos termos da Instrução CVM 400.
Anúncio de Início	Anúncio informando acerca do início do Período de Distribuição das Ações, a ser publicado pelos Coordenadores e pela Companhia nos termos da Instrução CVM 400.
Aviso ao Mercado	Aviso ao Mercado da Oferta, publicado na forma do artigo 53 da Instrução CVM 400.
Banco Central ou BACEN	Banco Central do Brasil.
BB Investimentos	BB-Banco de Investimentos S.A.
BG	BG Group Plc. e suas subsidiárias.
BNP Paribas	Banco BNP Paribas Brasil S.A.
BM&FBOVESPA	BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.
BofA Merrill Lynch	Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
BTG Pactual	Banco BTG Pactual S.A.
BTG Pactual CTVM	BTG Pactual Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
CENPES/PETROBRAS	Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, centro de tecnologia voltado a atender às demandas tecnológicas da Petrobras.

Citi	Citigroup Global Markets Brasil Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
Código ANBID	Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Colaboradores	São as pessoas físicas que, em 31 de dezembro de 2010, se encontravam no cargo de diretor, gerente, empregado ou colaborador das Sociedades do Grupo QG e que percebam uma remuneração mensal igual ou maior a R$15.000,00.
Companhia ou QGEPP	QGEP Participações S.A., salvo se de outra forma indicado.
Conselho de Administração	O Conselho de Administração da Companhia.
Contrato de Colocação Internacional	*Placement Facilitation Agreement*, que regula os esforços de colocação de Ações, celebrado entre a Companhia e os Agentes de Colocação Internacional.
Contrato de Distribuição	Instrumento Particular de Contrato de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da QGEP Participações S.A., celebrado entre a Companhia, os Coordenadores e a BM&FBOVESPA.
Coordenador Líder ou Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
Coordenadores ou Coordenadores da Oferta	O BofA Merrill Lynch, o BTG Pactual e o Coordenador Líder, considerados em conjunto.
Coordenadores Contratados	O BB Investimentos, o BNP, o Citi, a Link e o Santander, considerados em conjunto.
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Dólar norte-americano ou US$	Moeda oficial dos Estados Unidos da América.

EBITDA	Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de amortização. O EBITDA não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; IFRS; ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente de nós. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. O EBITDA é utilizado por nós como medida adicional de desempenho de nossas operações. Para a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA, ver "Discussão e Análise da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado das Operações – EBITDA", no item 10.1 do nosso Formulário de Referência.
EBITDAX	Calculamos o EBITDAX como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro, das despesas de amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDAX de maneira diferente de nós. O EBITDAX, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos, amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX é utilizado por nós como forma que melhor reflete a geração de caixa da atividade produtiva. Para a reconciliação do lucro líquido com o EBITDAX, ver "Discussão e Análise da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado das Operações – EBITDAX", no item 10.1 do nosso Formulário de Referência.
FIP Quantum	Quantum – Fundo de Investimentos em Participações.
Formulário de Referência	Formulário de Referência da Companhia na data deste Prospecto, conforme exigido pela Instrução CVM 480.
GCA	Gaffney, Cline & Associates, uma das líderes mundiais em consultoria na certificação de Reservas para a indústria de petróleo e gás, com mais de 50 anos de experiência.
Governo Federal	Governo da República Federativa do Brasil.
Grupo Queiroz Galvão	Grupo Queiroz Galvão, conglomerado industrial fundado em 1953.
IASB	*International Accounting Standards Board*, órgão responsável por desenvolver as normas contábeis internacionais.

IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil.
IESA	Iesa Óleo e Gás S.A.
IFRS	Normas Internacionais de Relatório Financeiro (*International Financial Reporting Standards*).
Instituições Consorciadas	Instituições intermediárias autorizadas a operar na BM&FBOVESPA que tenham aderido ao Contrato de Distribuição por meio da assinatura do Termo de Adesão ao Contrato de Distribuição, contratadas para efetuar esforços de colocação das Ações junto a Investidores Não-Institucionais.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores da Oferta, conjuntamente com os Coordenadores Contratados e as Instituições Consorciadas.
Instrução CVM 325	Instrução da CVM n° 325, de 27 de janeiro de 2000, e alterações posteriores.
Instrução CVM 384	Instrução da CVM n° 384, de 17 de março de 2003.
Instrução CVM 400	Instrução da CVM n° 400, de 29 de dezembro de 2003, e alterações posteriores.
Instrução CVM 480	Instrução CVM n° 480, de 7 de dezembro de 2009, e alterações posteriores.
Investidores Estrangeiros	(i) nos Estados Unidos da América, investidores institucionais qualificados (qualified institutional buyers), conforme definidos na Regra 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 (ii) nos demais países que não os Estados Unidos da América e o Brasil, *non U.S. Persons*, de acordo com a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor e com base na *Regulation S* no âmbito do *Securities Act*, editada pela SEC, em ambos os casos, desde que tais investidores sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Lei 4.131, da Resolução CMN 2.689 e da Instrução CVM 325.
Investidores Institucionais	Pessoas físicas e jurídicas residentes, domiciliados ou com sede no Brasil e clubes de investimento registrados na BM&FBOVESPA, cujas intenções específicas ou globais de investimento excedam R$300.000,00, além de fundos de investimentos, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo BACEN, condomínios destinados à aplicação em carteira de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização e investidores qualificados nos termos da regulamentação da CVM.

Investidores Não-Institucionais	Investidores pessoas físicas e jurídicas, e clubes de investimento registrados na BM&FBOVESPA, e os Colaboradores, em qualquer caso residentes e domiciliados no Brasil que realizaram Pedido de Reserva, para a subscrição das Ações da Oferta Base, observado o valor mínimo de investimento de R$3.000,00 e o valor máximo de investimento de R$300.000,00 por Investidor Não-Institucional, de acordo com os procedimentos previstos para a Oferta de Varejo.
IPO	Oferta pública inicial de ações.
JUCERJA	Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro.
Lei das Sociedades por Ações	Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Lei do Petróleo	Lei nº 9.478/97, de 6 de agosto de 1997, conforme alterada.
Lei nº 11.941/2009	Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009.
Link	Link S.A. Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem da BM&FBOVESPA com regras diferenciadas de governança corporativa.
Oferta	Oferta pública de distribuição de Ações no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, nos termos da Instrução CVM 400, mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em regime de garantia firme de liquidação de forma individual e não solidária para as Ações da Oferta Base, e com a participação dos Coordenadores Contratados e das Instituições Consorciadas, por eles convidadas. Foram também realizados esforços de colocação das Ações no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional e por determinadas instituições financeiras contratadas, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act*, em operações isentas de registro previstas no *Securities Act*, e a investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor e, em qualquer caso, por meio de mecanismos de investimento regulamentados pela legislação brasileira aplicável, especialmente pela CVM, pelo BACEN e pelo CMN. Não foi e nem será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil. As Ações não podem ser ofertadas ou vendidas nos Estados Unidos da América ou a pessoas consideradas *U.S. Persons*, conforme definido no Regulamento S, exceto de acordo com isenções de registro nos termos do Securities Act.

Oferta Base	É a oferta pública primária de 69.340.017 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, sem levar em conta as Ações do Lote Suplementar.
Oferta Primária	A oferta pública de distribuição primária das Ações da Oferta Base. Na emissão das Ações da Oferta Base haverá exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas na subscrição de Ações da Oferta Base, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei Sociedades por Ações.
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras.
PIB	Produto Interno Bruto.
PIS	Programa de Integração Social.
PJMR	Sócia no Estaleiro Atlântico Sul.
Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou BR GAAP	Princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil, emanadas da Lei das Sociedades por Ações, das normas e regulamentos da CVM e das normas de contabilidade adotadas pelo IBRACON e do CPC.
Preço por Ação	O Preço por Ação é de R$19,00 e foi definido após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*.
Prospecto Preliminar	Prospecto Preliminar de Oferta Pública de Distribuição Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da QGEP Participações S.A.
Prospecto ou Prospecto Definitivo	Este Prospecto Definitivo de Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da QGEP Participações S.A.
QGEP	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.
QGOG	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.
QGSA	Queiroz Galvão S.A.
QSMS	Qualidade, segurança, meio-ambiente e saúde.
QUIP	QUIP S.A., empresa especializada em implantar projetos sob a modalidade EPC (*engineering, procurement and production*).
Real, reais ou R$	Moeda corrente no Brasil.
Regra 144A	*Rule 144A* do *Securities Act*.

Regulamento de Arbitragem	Regulamento da Câmara de Arbitragem do Novo Mercado, inclusive suas posteriores modificações, que disciplina o procedimento de arbitragem ao qual serão submetidos todos os conflitos estabelecidos na cláusula compromissória inserida no Estatuto Social da Companhia e constante dos Termos de Anuência.
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 em segmento especial do mercado de ações da BM&FBOVESPA denominado Novo Mercado, estabelecendo regras diferenciadas de governança corporativa para essas companhias, seus administradores, seu conselho fiscal, se instalado, e seus acionistas controladores.
Regulamento S	*Regulation* S do *Securities Act*.
Relatórios da GCA	O "Relatório de Recursos e Reservas de hidrocarbonetos para determinadas propriedades no Brasil em 31 de dezembro de 2009", elaborado pela GCA, datado de 5 de outubro de 2010, e a "Avaliação por nós de Recursos de hidrocarbonetos e potencial econômico, na região *offshore* do Brasil em 31 de dezembro de 2009", elaborado pela GCA, datado de 28 de outubro de 2010, considerados conjuntamente.
Resolução CMN 2.689	Resolução do CMN n° 2.689, de 26 de janeiro de 2000, e alterações posteriores.
Santander	Banco Santander (Brasil) S.A.
SBM	SBM do Brasil Ltda., líder mundial no segmento de FPSO.
SEC	*Securities and Exchange Commission*, a comissão de valores mobiliários dos Estados Unidos da América.
Securities Act	*U.S. Securities Act* de 1933, legislação dos Estados Unidos da América que regula operações de mercado de capitais, conforme alterada.

Sociedades do Grupo QG	São as seguintes sociedades, pertencentes ao grupo econômico Queiroz Galvão: Queiroz Galvão S/A – CNPJ Nº 02.538.798/0001-55; Queiroz Galvão Desenvolvimento de Negócios S/A – CNPJ Nº 02.538.768/0001-49; Queiroz Galvão Alimentos S/A – CNPJ Nº 04.899.037/0001-54; Potiporã Alimentos S/A – CNPJ Nº 07.621.182/0001-67; Agropecuária Rio Arataú S/A – CNPJ Nº 05.078.415/0001-00; Guarany Siderurgia e Mineração S.A. – CNPJ Nº 10.426.518/0001-45; Companhia Siderúrgica Vale do Pindaré – CNPJ Nº 22.016.026/0001-60; COSIMA – Companhia Siderúrgica do Maranhão – CNPJ Nº 10.431.245/0001-27; Construtora Queiroz Galvão S/A – CNPJ Nº 33.412.792/0001-60; Queiroz Galvão Engenharia S/A – CNPJ Nº 03.852.459/0001-01; Queiroz Galvão Empreendimentos – CNPJ Nº 08.805.525/0001-06; Queiroz Galvão Serviços Especiais de Engenharia Ltda. – CNPJ 40.843.021/0001-93; LOCAV – Locadora Ltda. – CNPJ Nº 08.422.480/0001-90; Pedreira Guarany Ltda. – CNPJ Nº 11.502.366/0001-85; Queiroz Galvão Desenvolvimento Imobiliário S/A – CNPJ Nº 11.535.028/0001-40; Somah Participações Empresarias S/A – CNPJ 11.421.122/0001-78; SOMAG – Serviços de Operação e Manutenção de Ativos de Geração S/A – CNPJ Nº 11.156.543/0001-1; RG Sul Participações S/A – CNPJ Nº 07.211.749/0001-27; QUIP S/A – CNPJ Nº 07.211.747/0001-38; Ecourbis Ambiental S/A – CNPJ Nº 07.037.123/0001-46; Q. GALVÃO Importação E Exportação Ltda. – CNPJ Nº 04.408.681/0001-82; Queiroz Galvão Participações – Concessões S/A – CNPJ Nº 02.538.782/0001-42; Águas das Agulhas Negras S/A – CNPJ Nº 09.195.493/0001-37; RBF Geração de Energia S/A – CNPJ Nº 11.366.172/0001-08; Mucuripe Veículos – Comércio e Serviços Ltda. – CNPJ Nº 00.324.601/0001-50; Premiun Car Comércio e Serviços de Veículos Ltda;. – CNPJ Nº 07.901.589/0001-48; Queiroz Galvão Óleo e Gás S/A – CNPJ Nº 30.521.090/0001-27; BS-3 S.A. – CNPJ: 04.768.625/0001-59; MANATI S/A – CNPJ Nº 07.063.991/0001-09; – Queiroz Galvão Exploração e Produção S/A – CNPJ Nº 11.253.257/0001-71; e Vital Engenharia Ambiental S/A – CNPJ Nº 02.536.066/0001-26.
US GAAP	Princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos.
WPC	Conselho Mundial do Petróleo (*World Petroleum Council*).

Glossário de Termos Técnicos

2C	Estimativa de Recursos Contingentes com chances iguais (50%/50%) de serem alcançadas ou excedidas.
3C	Estimativa elevada de Recursos Contingentes, onde se considera apenas 10% de chance de ser alcançada ou excedida.
1P ou Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.
2P	É a soma das Reservas Provadas e Prováveis, que equivale ao cenário da melhor estimativa.
3P	É a soma das Reservas Provadas, Prováveis e Possíveis, que equivale ao cenário da estimativa mais alta.

AAPG	*American Association of Petroleum Geologists* (Associação Americana de Geólogos de Petróleo).
Águas Profundas	Lâmina D'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina D'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultraprofundas	Lâmina D'água com mais de 1.501 metros.
APIº	Forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Petróleos com grau API maior que 30 são considerados leves; entre 22 e 30 graus API, são médios; abaixo de 22 graus API, são pesados; com grau API igual ou inferior a 10, são petróleos extra pesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de óleo e/ou gás, associados ou não.
Barril de Óleo ou *bbl*	Um barril *stock tank*, medida-padrão de volume de petróleo correspondente a cerca de 159 litros.
***Bbl*/dia**	Barris por dia.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
***Boe* ou Barril de Óleo Equivalente**	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão onde, 1.000 m^3 de gás igual a 1 m^3 de óleo/condensado (equivalência energética) e 1 m^3 de óleo/condensado igual a 6,29 barris.
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
CCOS	Chance de sucesso comercial *(Commercial Chance of Success)*.
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.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos, minerais e, em termos gerais, Reservas minerais localizadas na concessão, independente da quantidade, qualidade ou comercialidade, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definição de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos em um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.

E&P	Exploração e Produção.
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*.
Formação	Conjunto de rochas ou minerais que tem características próprias, em relação à sua composição, idade, origem ou outras propriedades similares.
FPSO	*Floating Production Storage Offloading* (Produção, Armazenagem e Transferências Flutuantes).
GCOS	Chance de sucesso geológico *(Geological Chance of Success)*.
Joint Operating Agreement ou JOA	Contrato complementar ao contrato de consórcio, oponível apenas às partes, por meio do qual se estabelecem os termos e condições que permitirão às partes concretizar a união de recursos, partilha de despesas e a minimização dos riscos em um empreendimento, além de regular a condução das atividades do Operador. A maioria das operações similares no mundo atualmente utilizam o modelo padrão de JOA elaborado pela AIPN (*Association of Internacional Petroleum Negotiators*) para facilitar o processo de negociação.
Km²	Quilômetros quadrados.
Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
PRMS	*Petroleum Resources Management System* (Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos).
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde se estima probabilisticamente que exista uma acumulação comercial de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários (geração, migração, reservatório, selo e trapeamento) para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação será sub-comercial.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Contingentes Brutos	Representa a totalidade dos Recursos Contingentes.
Recursos Contingentes Líquidos	Representa a participação da Companhia dos Recursos Contingentes.
Recursos Contingentes 3C	Estimativa elevada de Recursos Contingentes, com somente 10% de chance de ser alcançada ou excedida.

Recursos Prospectivos Riscados	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Recursos Prospectivos Riscados Ajustados	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso comercial.
Recursos Prospectivos Líquidos Riscados	Representa a participação da companhia dos Recursos Prospectivos Riscados.
Recursos Prospectivos Não Riscados	São os Recursos Prospectivos sem aplicar a probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	São as quantidades de petróleo, que se antecipa, serem comercialmente recuperáveis através da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas Possíveis	São as reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.
Reservas Prováveis	São as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se que tenha a mesma chance (50%/ 50%) de serem atingidas ou excedidas.
Reservatório	Rochas sedimentares em sub-superfície com porosidade e permeabilidade suficientes para armazenar e permitir a mobilidade dos fluidos/hidrocarbonetos contidos nos seus poros.
SPE	*Society of Petroleum Engineers* (Sociedade dos Engenheiros de Petróleo).
SPEE	*Society of Petroleum Evaluation Engineers* (Sociedade dos Engenheiros de Avaliação de Petróleo).
Unitização	Processo de unificação de blocos, definido no art. 27 da Lei do Petróleo, relativo à individualização da produção, no caso de um local que possua uma jazida de petróleo ou gás natural e se estenda por dois ou mais blocos contíguos, cujos direitos de exploração e produção pertençam a concessionários diferentes.
VPL	Valor Presente Líquido.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PROJEÇÕES

Este Prospecto, principalmente na seção "Sumário da Companhia", assim como o Formulário de Referência incorporado por referência a este Prospecto, especialmente em suas seções 7 e 10, contém declarações prospectivas. As declarações que apresentem natureza hipotética, que dependam de acontecimentos ou condições futuras ou que a eles se refiram ou que incluam palavras como "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "acredita", "deverá", "antecipa", "estima", "projeta" e expressões similares são declarações prospectivas. Embora acreditemos que essas estimativas e declarações prospectivas sejam baseadas em pressupostos razoáveis, essas declarações estão sujeitas a vários riscos e incertezas e são elaboradas levando em conta as informações às quais temos acesso atualmente.

Além de outros itens discutidos em outras seções deste Prospecto, há uma série de fatores que podem fazer com que os nossos resultados reais sejam substancialmente diferentes daqueles contidos, expressa ou implicitamente, em tais estimativas e declarações, as quais, como consequência, podem vir a não ocorrer. Tais fatores incluem, entre outros, os seguintes:

- volatilidade nos preços do petróleo e gás natural;
- descoberta e desenvolvimento de fontes de petróleo e gás natural;
- incertezas inerentes às estimativas de nossos Recursos Prospectivos e Reservas;
- nossa habilidade em prospectar, adquirir e ter acesso a novos Recursos Prospectivos e a desenvolver, em conjunto com nossos parceiros, os nossos Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos;
- nossas projeções e estimativas de despesas de capital e outros custos, compromissos e receitas;
- decisões finais em investimentos programados com relação aos campos que detemos participação;
- regulamentação governamental, atual e futura, da indústria do petróleo e gás natural;
- mudanças na legislação ambiental e os efeitos decorrentes de sua implementação;
- término ou intervenção nas concessões e/ou autorizações outorgadas a nós e a nossos parceiros;
- término do consórcio ou dos *Joint Operating Agreements*;
- concorrência;
- disponibilidade de plataformas de perfuração, equipamentos de produção, fornecedores, mão-de-obra e serviços na indústria do petróleo e gás natural;
- falhas em equipamentos ou acidentes que acarretem na perda de hidrocarbonetos contaminados e outros materiais perigosos em sítios ou dutos operacionais;
- ações de nossos parceiros e dos operadores com relação aos blocos nos quais não atuamos como operadores;
- inflação, oscilações na taxa de câmbio do Real e na taxa de juros;
- desastres naturais, operações militares, atos terroristas, guerras ou embargos;
- nossa habilidade de obter financiamentos e acesso ao capital e ao mercado financeiro; nossa capacidade de cumprir com nossas obrigações financeiras e condições de financiamento;
- alterações em nossos custos e despesas, inclusive custos de serviços e custos operacionais;

- custo e disponibilidade de coberturas de seguro adequadas; e

- outros fatores identificados ou discutidos na Seção "Fatores de Risco Relativos à Oferta", nas páginas 94 a 98 deste Prospecto, na Seção 4 "Fatores de Risco" e na Seção 5 "Riscos de Mercado" do nosso Formulário de Referência.

O investidor deve estar ciente de que os fatores mencionados acima, além de outros discutidos neste Prospecto, poderão afetar nossos resultados futuros e poderão levar a resultados diferentes daqueles expressos nas estimativas e declarações prospectivas que fazemos neste Prospecto. Tais estimativas e declarações referem-se apenas à data em que foram expressas, sendo que nem nós, nem tampouco os Coordenadores assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer dessas estimativas em razão da ocorrência de nova informação, eventos futuros ou de quaisquer outros fatores.

Estimativas e declarações prospectivas envolvem riscos, incertezas e premissas, pois se referem a eventos futuros e, portanto, dependem de circunstâncias que podem ou não ocorrer. A condição futura da nossa situação financeira e de nossos resultados operacionais, nossa participação de mercado e posição competitiva no mercado, o ambiente do setor, os efeitos de regulamentação futura, nossas oportunidades de crescimento potenciais e nossos planos de financiamento poderão apresentar diferença significativa se comparados àquela expressa ou sugerida nas referidas estimativas e declarações prospectivas. Muitos dos fatores que determinarão esses resultados e valores estão além da nossa capacidade de controle ou previsão. Em vista dos riscos e incertezas envolvidos, nenhuma decisão de investimento deve ser tomada somente baseada nas estimativas e declarações futuras constantes deste Prospecto.

Os pareceres de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes aqui incluídos relacionam-se, exclusivamente, às nossas demonstrações financeiras. Os pareceres não se estendem às informações financeiras projetadas e não devem ser lidos de forma diferente.

Relatórios Independentes de Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos

Os Relatórios da GCA, anexos a este Prospecto, foram preparados de forma independente pela GCA. Nossa administração acredita que os Relatórios da GCA foram elaborados refletindo as melhores estimativas e julgamentos de nossa parte e da GCA disponíveis quando de suas elaborações, e apresentam, de acordo com o melhor conhecimento de opinião da nossa administração, a nossa expectativa operacional. Entretanto, como tais informações são altamente subjetivas, o investidor não deve se basear nas mesmas como sendo necessariamente indicativos de resultados futuros.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes não compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar os Relatórios da GCA nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma passou informações contidas nos Relatórios da GCA, e não assumem nenhuma responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

Nenhum outro auditor independente compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos sobre as informações financeiras projetadas usadas para preparar os Relatórios da GCA, nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma passou informações contidas nos Relatórios da GCA, e não assumem nenhuma responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

INFORMAÇÕES CONTÁBEIS SELECIONADAS

Fomos criados em 2010 no âmbito de uma reestruturação societária do Grupo Queiroz Galvão que segregou as atividades de petróleo e gás do grupo em dois segmentos de negócios, E&P e prestação de serviços, que até então eram concentradas na QGOG e em subsidiárias daquela companhia. Maiores informações sobre nossa reestruturação societária podem ser obtidas no item 6.3 do Formulário de Referência.

As demonstrações financeiras auditadas da Companhia compreendem:

- Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007: as informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na controlada Manati, e as operações do campo de Coral da BS-3.

- Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009: as informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na controlada Manati, e as operações do campo de Coral da BS-3.

- Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010: a combinação das informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG para o período de 01 de janeiro de 2010 a 01 de julho de 2010, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na controlada Manati, e as operações do campo de Coral da BS-3, e os resultados históricos de operações, ativos e passivos da QGEPP para o período de 02 de julho a 30 de setembro de 2010. Estas informações financeiras foram combinadas considerando que as operações de E&P e as empresas estavam sob controle e administração comuns. Essas demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas a partir dos registros contábeis históricos individuais tendo sido eliminadas as operações existentes entre as empresas, com objetivo de demonstrar as operações como se fosse uma entidade única, conforme resultou da transferência de ativos realizada em 02 de julho de 2010. Por esse motivo, as demonstrações financeiras estão sendo denominadas consolidadas *carve out*.

- Para o período de 9 de março a 30 de setembro de 2010: as demonstrações financeiras individuais da Companhia.

- Para o período de 9 de março a 30 de setembro de 2010: as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Sendo assim, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* refletem a separação do segmento E&P da QGOG das demais operações que permaneceram naquela empresa, como se essas operações já estivessem segregadas em cada exercício social ou período apresentado. Dessa forma, essas demonstrações financeiras não consolidam os resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de serviço da QGOG que foi separado antes da data da emissão dessas demonstrações.

Nossas demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico contábil como base de valor.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* podem não ser indicativas do nosso desempenho futuro e não necessariamente refletem como teriam sido nossos resultados combinados de operações, posição financeira e fluxos de caixa, caso estivéssemos operado como uma empresa independente durante os exercícios e períodos apresentados.

Critérios de rateio para elaboração das Informações Financeiras Consolidadas *Carve Out*

Para a segregação dos ativos, passivos, receitas, despesas e fluxo de caixa relacionados ao segmento de E&P das outras atividades da QGOG – providências necessárias para a elaboração das nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* – utilizamo-nos das seguintes metodologias:

a) Os ativos do segmento E&P são compostos basicamente pelos registros oriundos das operações da controlada Manati e pelos gastos com desenvolvimento para produção de gás, das operações do Campo de Coral da BS-3 S.A., bônus de assinatura e gastos de exploração nos blocos em que a QGEP possui participação, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos e pelo investimento na controlada Manati;

b) Os passivos do segmento de E&P são basicamente os créditos a pagar a parceiros dos consórcios, referente aos gastos exploratórios, empréstimos e financiamentos adquiridos com instituições financeiras para financiar as atividades de E&P e saldos remanescentes de transações com partes relacionadas, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos;

c) A Receita Líquida, composta principalmente pelas operações de venda de gás do Campo de Manati e barris de óleo do Campo de Coral, ambos para a Petrobras, e os respectivos Custos Operacionais e, portanto os registros foram especificamente identificados;

d) As Despesas Operacionais são registradas e controladas em centros de custo específicos de E&P. Além disso, certas atividades corporativas, tais como administrativa, financeira e jurídico foram executadas de forma centralizada pela QGOG para todas as suas operações de negócio (Serviços e E&P) e foram segregadas e cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada uma das atividades; e

e) Os impostos federais, estaduais e municipais possuem identificação específica em centro de custo específico com base nos registros históricos.

As informações financeiras incluídas neste Prospecto derivam das:

- Demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, elaboradas pela Companhia de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que: (i) conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os exercícios apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem, nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios; (ii) as demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da oferta pública inicial da QGEP Participações S.A. Entretanto, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da QGOG para a QGEP, controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da ANP. Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo de Oferta, e (iii) as demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo anterior e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito.

- Demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da Companhia relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e de 2010, elaboradas pela Companhia de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que: (i) conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os períodos apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios; (ii) as demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da oferta pública inicial da QGEP Participações S.A. Entretanto, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da QGOG para a QGEP, controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da ANP. Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo de Oferta; e (iii) as demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo anterior e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito.

- As demonstrações financeiras individuais da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte três dias findo em 30 de setembro de 2010, elaboradas pela Companhia de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que: (i) Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras individuais, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da QGOG para a QGEP, controlada da Companhia ainda está sob avaliação para anuência da ANP. A Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo em andamento de Oferta Pública Inicial da Companhia; (ii) conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais, durante o ano de 2009, foram aprovados pela CVM diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), com vigência em 2010, que alteraram as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas alterações foram adotadas pela Companhia na preparação das suas demonstrações financeiras referente ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010; e (iii) conforme mencionada na Nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais, as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 foram preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB* que refletem as práticas contábeis adotadas no Brasil e estão sendo apresentadas separadamente.

- As demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010, elaboradas pela Companhia de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que: (i) a demonstração consolidada do valor adicionado (DVA) referente ao período de vinte e nove dias findo em 30 de setembro de 2010, foi preparada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e apresentada como demonstração financeira obrigatória, conforme requerido pela legislação societária brasileira para companhias abertas e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a DVA. Essa demonstração foi submetida aos procedimentos de auditoria e, na opinião da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto e (ii) conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da QGOG para a QGEP, controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da ANP. A Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo em andamento de Oferta Pública Inicial da Companhia.

Informações de Mercado

Alguns dos indicadores financeiros e dados referentes à indústria de petróleo e gás apresentados neste Prospecto foram obtidos com a ANP, Exxon Mobil, GCA, dentre outros. Tais indicadores 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.

Reorganização Societária

Visando à preparação para a Oferta, realizamos uma reestruturação no Grupo Queiroz Galvão para segregar atividades em diferentes empresas do grupo, a fim de obter maior eficiência e sinergia entre as empresas do grupo. Essa reorganização culminou com a constituição da Companhia, para a qual foram transferidos todos os ativos de E&P do Grupo Queiroz Galvão. Desta forma, em 12 de janeiro de 2011, obtivemos a anuência da ANP para transferência de parte das concessões relacionadas a E&P do Grupo Queiroz Galvão para o nosso portfólio.

NOTA DE ADVERTÊNCIA AOS INVESTIDORES RELACIONADA A RECURSOS PROSPECTIVOS E RECURSOS CONTINGENTES

Este Prospecto utiliza a expressão "Recursos Prospectivos" para descrever as quantidades de petróleo que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda por serem Descobertas. Devido à falta de perspectiva de comercialização ou de suficiente sondagem de prospecção, os Recursos Prospectivos não podem ser classificados como Recursos Contingentes ou Reservas.

Este Prospecto utiliza a expressão "Recursos Contingentes" para descrever as quantidades de petróleo, gás condensado e natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações já conhecidas, porém que não são atualmente consideradas como comercialmente recuperáveis devido à uma ou mais contingências. Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não existem atualmente mercados viáveis, ou em relação aos quais a recuperação comercial depende de tecnologias em desenvolvimento ou a avaliação da acumulação é insuficiente para permitir uma avaliação clara das perspectivas de comercialização.

Recursos Prospectivos e Recursos Contingentes carregam um alto grau de incerteza quanto à sua existência. Não existe qualquer certeza no sentido de que qualquer parcela (1) dos Recursos Prospectivos será descoberta e, se descoberta, se poderá ser economicamente desenvolvida e (2) dos Recursos Contingentes será comercialmente ou economicamente viável.

Sendo assim, os investidores são advertidos a não assumir que a totalidade ou qualquer parcela dos Recursos Prospectivos ou dos Recursos Contingentes da QGEP Participações S.A. existe, ou se poderá ser economicamente desenvolvida.

A precisão das estimativas de Recursos Prospectivos e Recursos Contingentes depende de uma série de fatores, premissas e variáveis. Consequentemente, mensurações de Recursos ou Reservas Potenciais ou Contingentes não são precisas e estão sujeitas à revisão. Além disso, o uso de diferentes premissas ou critérios no cálculo dessas estimativas pode levar a resultados distintos.

RECURSOS E RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

As informações sobre nossas Reservas, Recursos Contingentes, Prospecto Exploratórios identificados, Recursos Prospectivos e a probabilidade de sucesso geológico e comercial contidos neste Prospecto foram derivadas dos Relatórios da GCA, que não incluem todas as informações que podem ser importantes para uma decisão dos investimentos.

Projeções

Deve-se observar que as projeções contidas neste Prospecto refletem pareceres em relação ao preço do petróleo, petróleo condensado e do gás natural, nossas vendas potenciais, Recursos Prospectivos, probabilidades de sucesso, potenciais despesas de operação, custo potencial do capital e outros custos relacionados, com base em uma série de suposições, incluindo a suposição de que todas as atividades descritas nos Relatórios da GCA são realizadas por nós. Embora acreditemos que as suposições sejam coerentes, a coerência dessas suposições não foram verificadas independentemente, salvo a maneira indicada nos Relatórios da GCA. Muitas das suposições também estão relacionadas a fatores comerciais, políticos e econômicos que supomos serem prováveis, no futuro, no Brasil e em outra região produtora de petróleo e gás natural e seu impacto potencial nos nossos negócios. Nenhuma garantia de que essas suposições estejam corretas pode ser oferecida.

EMBORA ACREDITEMOS QUE AS PROJEÇÕES INCLUSAS NESTE PROSPECTO SEJAM BASEADAS EM SUPOSIÇÕES COERENTES, OS INVESTIDORES DEVEM ESTAR CIENTES DE QUE ESSAS PROJEÇÕES ESTÃO SUJEITAS A DIVERSOS RISCOS E INCERTEZAS E PODEM SER MATERIALMENTE DIFERENTES DOS RESULTADOS EFETIVOS.

Não esperamos atualizar ou revisar tais projeções para refletir circunstâncias existentes após a data deste Prospecto. Estas projeções não constituem a garantia do nosso futuro desempenho. Os Relatórios da GCA não compreendem todas as informações que possam ser importantes para uma decisão de investimento. Perante tais incertezas, os investidores não devem confiar somente nessas projeções para tomar uma decisão de investimento, devendo analisar cuidadosamente toda informação contida neste Prospecto, incluindo nossas demonstrações financeiras auditadas, anexas a este Prospecto.

Fatores que Afetam Nossas Projeções

Conforme declarado acima, as projeções inclusas neste Prospecto baseiam-se em determinadas suposições. Embora acreditemos que essas suposições são coerentes, a coerência de tais suposições não foram verificadas independentemente, salvo se indicado nos Relatórios da GCA. Nossa capacidade em obter esses resultados projetados depende, dentre outros fatores, da nossa capacidade em obter as autorizações, licenças e concessões requeridas; da exatidão das estimativas relacionadas aos Recursos Prospectivos em nossos blocos de exploração e suas respectivas operações; estimativas exatas em relação a produção de petróleo e gás natural.

Estimativas de Reservas, Recursos Contingentes ou Recursos Prospectivos devem ser consideradas apenas como estimativas que podem mudar conforme as informações adicionais sejam disponibilizadas. As quantidades que de fato podem ser recuperadas, caso descobertas e desenvolvidas, podem diferir significantemente das estimativas apresentadas neste Prospecto.

Diversas suposições também relacionadas a fatores econômicos que podem ocorrer, no futuro, no Brasil ou em outra região produtora de petróleo e gás natural e seu impacto nos nossos negócios, bem como em fatores econômicos que podem acontecer ou continuar acontecendo no mercado brasileiro de petróleo e gás ou em outras regiões produtoras de petróleo e gás. Não podemos garantir que tais suposições econômicas são exatas ou que refletem projeções futuras de forma precisa. O investidor deve conduzir as próprias investigações e realizar as próprias análises das projeções inclusas neste Prospecto.

Não podemos garantir que nossas operações futuras que envolvem exploração e produção de petróleo e gás natural não serão afetadas adversamente de forma material por questões políticas, ambientais ou outras, muitas das quais estão além do nosso controle. Nossas estimativas relacionadas a nossa capacidade de descobrir Reservas, bem como a quantidade e qualidade de petróleo e gás natural a serem descobertos em nossos Blocos, são incertas. Ao projetar essas futuras taxas potencias de produção de petróleo e gás natural, pode ser que tenhamos falhado ao considerar diversos fatores relevantes.

Reservas e Recursos de Petróleo e Gás Natural

As Reservas, estimativas de Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos apresentadas neste Prospecto e nos Relatórios da GCA foram preparadas de acordo com padrões dispostos no PRMS, aprovado em março de 2007 pela SEP, o WPC, a AAPG, e a SPEE.

Existem muitas incertezas inerentes ao estimar Reservas e Recursos Contingentes e ao projetar a produção, as despesas de desenvolvimento, as despesas operacionais e os fluxos de caixa. A engenharia de reserva de petróleo e gás natural e avaliação de recursos são um processo subjetivo de estimar acumulações subterrâneas de petróleo e gás natural que não podem ser medidos de forma exata. Estimativas de Reservas de petróleo e gás natural ou recursos preparados por outras partes podem diferir, talvez materialmente, daquelas contidas aqui. A precisão da estimativa de qualquer Reserva ou recurso é uma função da qualidade dos dados disponíveis e da engenharia e interpretação geológica. Resultados de perfuração, teste e produção que adiam a preparação das estimativas podem justificar revisões, algumas ou até mesmo todas das quais podem ser materiais. Assim, as estimativas de Reservas e recursos são frequentemente diferentes das quantidades de petróleo e gás natural que são por fim recuperadas, e o prazo e custo desses volumes que são recuperados podem variar do inicialmente assumido.

Reservas

Reservas são as quantidades de petróleo que se antecipa serem comercialmente recuperáveis através da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.

Reservas são classificadas em diferentes níveis de confiança, sendo o mais alto nível de confiança atribuído às Reservas Provadas (1P). Reservas também são referidas neste Prospecto com os seguintes graus de confiança: Provadas mais Prováveis (2P) e Provadas mais Prováveis mais Possíveis (3P). Geralmente considera-se que as Reservas estimadas em 2P têm a mesma chance (50% / 50%) de serem atingidas ou excedidas. Reservas 3P representam uma estimativa elevada do volume de hidrocarbonetos que poderão ser por fim recuperados, normalmente representando uma chance de 10% de que o volume 3P será atingido ou excedido.

Todas as nossas Reservas de hidrocarbonetos estão no Campo de Manati e, a não ser que de outro modo mencionado neste Prospecto, as Reservas citadas neste Prospecto apresentam uma estimativa 3P.

Recursos Contingentes

Recursos Contingentes são as quantidades de petróleo, estimadas a partir de uma data, a ser potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas pela aplicação de projetos em desenvolvimento, das quais, porém, não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.

Por conta da incerteza da comercialidade devido à falta de aprovação interna por nossa companhia ou por nossos parceiros em consórcios para compromentimento em produzir, falta de mercado para as quantidades de petróleo ou falta de delineação devida necessária para estabelecer o tamanho da acumulação para propósitos comerciais, as estimativas de Recursos Contingentes não podem ser classificadas como Reservas e não devem ser comparadas às Reservas.

Recursos Contingentes estão classificados em diferentes níveis de confiança, variando de alto para baixo e conhecidos como 1C, 2C e 3C. As estimativas 2C, geralmente, têm chances iguais (50%/50%) de serem alcançadas ou excedidas, enquanto a estimativa 3C é tipicamente considerada a possuir 10% de chance de ser alcançada ou excedida.

Possuímos Recursos Contingentes em quatro diferentes Descobertas, e, exceto quando indicado, os Recursos Contingentes citados neste Prospecto são todos 3C.

Recursos Prospectivos

Recursos Prospectivos são aquelas quantidades de petróleo estimadas, que a partir de uma determinada data, serão potencialmente exploradas, fruto de acumulações não descobertas.

Em razão dos hidrocarbonetos classificados como Recursos Prospectivos ainda não terem sido descobertos (comprovação por meio de perfuração), a estimativa do volume não pode ser classificada como Recursos Contingentes ou Reserva, não podendo ser diretamente comparadas, ou agregadas aos Recursos Contingentes ou Reservas.

Recursos Prospectivos estão classificados em diferentes níveis de confiança: "baixo", "melhor" e "elevado". O nível "melhor" geralmente tem chances iguais (50% / 50%) de ser alcançado ou excedido, enquanto o nível "elevado" é tipicamente considerado a ter somente 10% de chance de ser alcançado ou excedido. Estimativas são, frequentemente, relatadas como estimativas "médias", que consideram todo o intervalo de distribuição probabilística dos níveis de confiança "baixo", "melhor" e "elevado".

Possuímos Recursos Prospectivos em 12 Prospectos identificados e, exceto onde observado, Recursos Prospectivos mencionados neste Prospecto são uma estimativa média. Um Prospecto Exploratório é uma acumulação potencial que é suficientemente bem definida para ser um alvo de perfuração viável. Para um Prospecto Exploratório, existem dados e análises suficientes para identificar e quantificar as incertezas técnicas, para determinar variações razoáveis de fatores geológicos e de engenharia e parâmetros petrofísicos, e estimar Recursos Prospectivos.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

ESTE SUMÁRIO É APENAS UM RESUMO DAS INFORMAÇÕES DA EMISSORA. AS INFORMAÇÕES COMPLETAS SOBRE A EMISSORA ESTÃO NO FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA, LEIA-O ANTES DE ACEITAR A OFERTA.

Este sumário contém um resumo de nossas atividades e nossas informações financeiras e operacionais, não pretendendo ser completo nem substituir o restante desde Prospecto e do Formulário de Referência. Este sumário não contém todas as informações que o investidor deve considerar antes de investir em nossas Ações. Antes de tomar sua decisão em investir em nossas Ações, o investidor deve ler cuidadosamente e atenciosamente todo o Prospecto e o Formulário de Referência, incluindo as informações contidas nas seções "Considerações Sobre Estimativas e Declarações Futuras", "Nota de Advertência aos Investidores Relacionada a Recursos Contingentes e Prospectivos" e "Fatores de Risco" nas páginas 13, 18 e 35 deste Prospecto, nas seções "Informações Financeiras Selecionadas", "Fatores de Risco" e "Comentários dos Diretores", contidas nos itens "3", "4" e "10", respectivamente, do Formulário de Referência, bem como as nossas demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto. Ainda, atestamos que as informações constantes neste Sumário da Companhia são consistentes com o nosso Formulário de Referência, nos termos do inciso II, §3º, da Instrução CVM 400, anexo a este Prospecto.

Visão Geral

Somos a maior empresa de controle privado brasileiro no setor de E&P, em termos de produção diária em barris equivalentes de petróleo ("*boe*") no Brasil, segundo dados divulgados pela ANP em novembro de 2010, e a única empresa de controle privado brasileiro no setor de E&P qualificada pela ANP nas duas últimas rodadas de licitação, em 2007 e 2008, para atuar como Operador A em Águas Profundas e Ultraprofundas. Possuímos um diversificado portfolio de ativos que acreditamos ser de alta qualidade e potencial de exploração e produção composto por direitos de concessão sobre oito blocos exploratórios distribuídos na costa brasileira, incluindo os Reservatórios no pré-sal, localizados nas Bacias de Santos, Jequitinhonha e Camamu, cobrindo uma superfície total de 3.243 km². Adicionalmente, possuímos 45% de participação na concessão do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é o maior campo de gás natural não-associado em produção no Brasil de acordo com dados da ANP de novembro de 2010, cobrindo aproximadamente 76 km², o qual se encontra em operação desde 2007 e cuja capacidade de produção é de aproximadamente 50,3 mil *boe* por dia.

Nosso portfolio atual de E&P é composto por ativos que acreditamos ser de alta qualidade, balanceado e diversificado, e está direcionado para um significativo crescimento de curto prazo, sendo que três de nossos oito blocos (BM-J-2 na Bacia de Jequitinhonha e BM-S-12 e BM-S-76 na Bacia de Santos) encontram-se em estágio avançado de avaliação (*ready to drill*). Além disso, em razão da produção de gás natural no Campo de Manati, possuímos uma sólida posição financeira, com geração de um fluxo de caixa robusto indicado por um EBITDA consolidado de R$225,1 milhões para os primeiros nove meses de 2010, e temos um baixo nível de alavancagem (dívida líquida consolidada de R$99,1 milhões em 30 de setembro de 2010), viabilizando um forte investimento em nossos blocos exploratórios. Apresentamos um forte histórico de taxa de sucesso geológico, sendo que nossos Recursos Prospectivos Riscados indicados neste Prospecto refletem uma probabilidade média ponderada pelo volume de sucesso geológico de 33%, embora nossa taxa histórica de sucesso geológico, calculada pela média do número de acertos dividido pelo número de poços exploratórios pioneiros, tenha atingindo aproximadamente 44% até a data deste Prospecto.

Possuímos, como parte de nossos ativos, Reservas totais 3P de 80,8 milhões de *boe* (2P de 71,1 milhões de *boe*), Recursos Contingentes 3C de 42,4 milhões de *boe* (2C de Recursos Contingentes de 22,9 milhões de *boe*), Recursos Prospectivos Não Riscados estimados em 1.144,8 milhões de *boe* e Recursos Prospectivos Riscados médios estimados em 344,5 milhões de *boe*. A tabela a seguir foi elaborada por nós com base nos números indicados nos Relatórios da GCA, que se encontram em anexo a este Prospecto.

Sumário das Reservas, Recursos Contingentes 3C e Recursos Prospectivos da QGEP, datado de 31 de dezembro de 2009[1][2][3]

Bacia	Produção do exercício de 2009 (MM*boe*)	Reservas 3P (MM*boe*)[5]	Recursos Contingentes 3C (MM*boe*)[6]	Recursos Prospectivos Médios Não Riscados (MM*boe*)[7]	Recursos Prospectivos Médios Riscados (MM*boe*)[8]	Área total (km²)
Camamu	5,0	80,8	39,6	77,7	24,4	1.924
Santos	–	–	2,8	702,0	220,7	948
Jequitinhonha	–	–	–	365,1	99,4	371
TOTAL	**5,0[4]**	**80,8**	**42,4**	**1.144,8**	**344,5**	**3.243**

(1) As Reservas e Recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados por nós utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000m³ gás é igual a 1m³ de óleo ou condensado (equivalência energética) e 1 m³ de óleo ou condensado igual a 6,29 barris.

(2) Os Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos resumidos por Bacia e no total foram incluídos pela QGEP somente como referência.

(3) Deve ser notado que os volumes de hidrocarbonetos classificados como Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos são baseados em diferentes definições e padrões, e não são normalmente somados para efeitos comparativos.

(4) Inclui gás natural e condensado.

(5) A definição padrão associada com Reservas 3P significa que existe uma baixa probabilidade de que o volume de Reservas 3P venha a ser alcançado ou excedido.

(6) A estimativa de Recursos Contingentes 3C é considerada uma estimativa otimista (*upside*) e existe uma baixa probabilidade de que esses volumes efetivamente recuperados sejam alcançados ou excedidos, e se o volume em questão será desenvolvido. Não há nenhuma certeza de que o volume classificado como Recursos Contingentes será comercialmente viável ou que qualquer parcela desses Recursos Contingentes será efetivamente produzida.

(7) Os volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foram preparados por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório em cada uma das Bacias, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que os volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viável de produzi-los ou efetivamente extraí-los.

(8) Os volumes dos Recursos Prospectivos Riscados foram preparados por nós somando a multiplicação das estimativas médias dos Recursos Prospectivos de cada Prospecto Exploratório para cada uma das Bacias pelo GCOS, com base nos dados constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável produzi-los ou efetivamente extraí-los.

Participamos com sucesso de seis rodadas de licitações da ANP, bem como do processo promovido pela Petrobras entre os anos de 1998 e 2000 (*Round Zero*), no qual a Petrobras selecionou parceiros que reunissem rigorosas características técnicas para exploração conjunta de blocos. Planejamos continuar buscando oportunidades de crescimento, por meio da nossa participação em futuras rodadas de licitação da ANP, *joint ventures*, aquisições seletivas e celebração de contratos de *farm-in*, bem como investir simultaneamente na implementação do nosso programa exploratório e na captura de novas oportunidades de crescimento *offshore*.

A tabela a seguir relaciona determinados indicadores e informações financeiras para os períodos indicados, considerando os critérios de elaboração das demonstrações financeiras (*carve out* e combinação), conforme descrito no item 6.3 do nosso Formulário de Referência:

	Informações Financeiras Consolidadas *Carve Out*				
	Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de		**Exercício Financeiro Encerrado em 31 de dezembro de**		
	2010	**2009**	**2009**	**2008**	**2007[5]**
(em R$ milhões)	(Em milhões de reais)		(Em milhões de reais)		
Lucro líquido	136,4	24,9	65,9	79,8	127,5
Amortização	55,2	33,1	47,5	70,7	81,2
Resultado financeiro	6,9	(15,3)	(11,1)	46,6	31,3
Imposto de renda e contribuição social	26,6	7,5	15,3	21,9	40,7
EBITDA[1]	225,1	50,2	117,6	219,0	280,7
Custos Exploratórios para extração de petróleo e gás natural	2,6	136,0	148,9	54,5	66,7
EBITDAX[2]	227,7	186,2	266,5	273,5	347,4
Margem EBITDA[3]	79,9%	21,3%	35,6%	59,6%	103,7%
Margem EBITDAX[4]	80,8%	78,9%	80,7%	74,4%	128,4%

(1) Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de amortização. O EBITDA não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; Normas Internacionais de Relatório Financeiro, ou IFRS; ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente de nós. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. O EBITDA é utilizado por nós como medida adicional de desempenho de nossas operações. Para a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA, ver "Discussão e Análise da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado das Operações – EBITDA", no item 10.1 do nosso Formulário de Referência.

(2) Calculamos o EBITDAX como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro, das despesas de amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDAX de maneira diferente de nós. O EBITDAX, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos, amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX é utilizado por nós como forma que melhor reflete a geração de caixa da atividade produtiva. Para a reconciliação do lucro líquido com o EBITDAX, ver "Discussão e Análise da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado das Operações – EBITDAX", no item 10.1 do nosso Formulário de Referência.

(3) EBITDA dividido pela receita líquida

(4) EBITDAX dividido pela receita líquida.

(5) Em 2007, realizamos a venda parcial (*farm-out*) de quatro blocos exploratórios.

Somos integrantes do Grupo Queiroz Galvão, conglomerado industrial fundado em 1953, com comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de importantes empreendimentos em diversos setores da economia, dentre eles: construção, rodovias, energia, empreendimentos imobiliários, agroindústria e siderurgia. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, o Grupo Queiroz Galvão auferiu uma receita líquida total de R$6.454,7 milhões.

Em 1981, o Grupo Queiroz Galvão iniciou sua atuação no setor de petróleo e gás natural com a prestação de serviços de perfuração de poços para exploração e produção de petróleo, e, a partir de 1996, o Grupo Queiroz Galvão iniciou atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, que desde setembro de 2010 estão todas concentradas na Companhia. Atualmente, o Grupo Queiroz Galvão atua em todas as etapas da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, incluindo exploração e produção, serviços e afretamento de plataformas de perfuração e navios de produção e projetos e construção de navios e plataformas, em operações no Brasil e, também, em outros países da América Latina e África, através da nossa empresa e das afiliadas, QGOG, prestadora de serviços de perfuração de poços de petróleo *onshore* e *offshore*; do Estaleiro Atlântico Sul, estaleiro que produz todos os tipos de navios cargueiros de até 500 mil toneladas de porte bruto (TPB), além de plataformas offshore dos tipos semi-submersível, FPSO, TLP e SPAR; e da QUIP, empresa especializada em implantar projetos sob a modalidade EPC (*engineering*, *procurement and construction*) e prestadora dos serviços de construção de plataformas.

Nossa Administração

Temos um corpo gerencial e técnico de reconhecida experiência no setor de petróleo e gás natural. Essa experiência foi adquirida através de longa atividade na Petrobras, onde nossos gerentes e técnicos ocuparam posições de destaque nas atividades de exploração, desenvolvimento da produção e comercialização de petróleo e gás natural. Nosso corpo técnico é formado por profissionais com especialização nas áreas de geologia, geofísica da engenharia de reservatório, produção e perfuração, bem como da área de meio ambiente. Esses profissionais, em sua maioria, participaram ativamente de significativas Descobertas nas Bacias brasileiras, tais como os Campos de Garoupa, Tubarão, Marlim, Albacora, Roncador, entre outros. Essa composição de nossa equipe gerencial e técnica nos permite conduzir nossas atividades com elevado padrão de desempenho.

Na nossa diretoria, contamos com José Augusto Fernandes Filho como diretor geral, com mais de 40 anos de experiência no setor, tendo trabalhado como geofísico em várias Bacias brasileiras e ocupado cargos de destaque no Brasil e no exterior. José Augusto foi superintendente do Distrito de Exploração da Bahia por cerca de nove anos, onde revitalizou a exploração da Bacia do Recôncavo. Atuou também como Gerente Geral da Petrobras na Colômbia, estando submetido a diversos cenários de E&P. A partir de 1996, José Augusto se juntou ao Grupo Queiroz Galvão tendo participado das negociações com a Petrobras que levaram a Descoberta do Campo de Manati. Atualmente é membro de outros conselhos em empresas do Grupo Queiroz Galvão.

Lincoln Rumenos Guardado tem mais de 35 anos na atividade de E&P como funcionário da Petrobras, tendo atuado em várias Bacias brasileiras como técnico e gerente. Nessa atividade, teve a oportunidade de atuar como Gerente Geral de Exploração das atividades domésticas, inclusive na época da mudança de regime institucional do Brasil conduzindo as negociações entre Petrobras e ANP pelos blocos exploratórios e tendo participado do grupo que realizou as Descobertas nos campos gigantes da Bacia de Campos. Sua experiência internacional como gerente de exploração, trabalhando na Líbia e posteriormente na Colômbia, permitiu a ele ter uma visão da indústria global, o que motivou sua indicação em 2006 como Gerente Geral de Exploração da Petrobras Internacional. Lincoln se juntou a equipe da Queiroz Galvão há dois anos e atua como Diretor de Exploração.

A nossa equipe técnica de exploração é constituída por profissionais de muita experiência nas atividades de E&P, onde atuaram como funcionários da Petrobras em diversas Bacias brasileiras e do exterior. Entre esses, destacamos o geólogo Roberto Porto, gerente de exploração do CENPES/PETROBRAS e Petrobras Noruega; o geofísico Makoto Saito, de grande prestígio na Petrobras e um dos descobridores dos primeiros campos das bacias de Campos e Santos (Garoupa e Tubarão); o geofísico José Ayrton Estrela Braga, de vasto conhecimento das Bacias cretáceas com ênfase no Recôncavo e Camamu, responsável pela descoberta de Manati; o geofísico Felipe Barbuto Dias, com mais de 10 anos de experiência no setor e passagem pela Cia Brasileira de Petróleo Ipiranga e com oito anos de Queiroz Galvão trabalhando nas Bacias do Recôncavo e Camamu, além de outros técnicos com formação especializada e experiência comprovada.

Nossa Diretora Financeira e de Relações com Investidores, Paula Costa, possui 12 anos de experiência na área financeira de empresas do setor de petróleo. Entre elas, destacam-se Cia Brasileira de Petróleo Ipiranga e San Antonio Internacional. Na Queiroz Galvão, onde trabalha há sete anos, Paula participou ativamente da estruturação financeira dos seguintes empreendimentos: Campo de Manati (na modalidade *project finance*) e dos projetos de construção das plataformas Lone Star, Gold Star e Olinda Star e *upgrade* da Atlantic Star, com valores totais da ordem de US$1,5 bilhão.

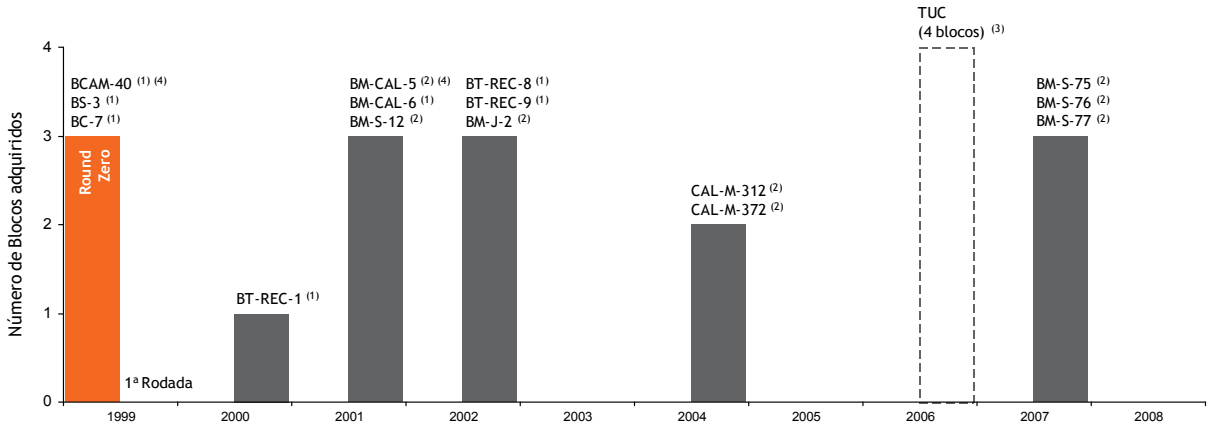
O representante da Queiroz Galvão durante os estudos e implantação do projeto de desenvolvimento do Campo de Manati é nosso Diretor de Produção, Danilo Oliveira, possui 30 anos de experiência na Petrobras, atuando na área de completação de poços submarinos na Bacia de Campos, tendo sido responsável pela área de desenvolvimento de tecnologia submarina no CENPES/PETROBRAS. Mais recentemente, Danilo foi chefe da área de compras de equipamento de produção da Petrobras, tendo inclusive desempenhado a função de assistente de diretor de exploração e produção em duas administrações.

Ainda na área de perfuração e produção, citam-se os engenheiros Delly Oliveira, com notório conhecimento das atividades de perfuração na plataforma continental brasileira, tendo atuado também na Bolívia pela Petrobras Internacional; e Walter Formosinho, mestre em engenharia de reservatórios pela Universidade do Texas, com passagem expressiva nos quadros técnicos e gerenciais da Petrobras, onde foi Superintendente de Produção.

Além disso, destacamos que o presidente do nosso Conselho de Administração, o Sr. Antonio Augusto de Queiroz Galvão, atuou como Diretor geral da QGOG desde 1985, tendo extensa experiência como engenheiro de campo, gerente técnico e diretor desta companhia, tendo atuado ainda como engenheiro na Construtora Queiroz Galvão. O Sr. Antonio Augusto possui especialização em vários ramos da engenharia da exploração e produção de petróleo com destaque para curso na Universidade do Texas e vários cursos de aperfeiçoamento na NL Industries.

Nossas Operações

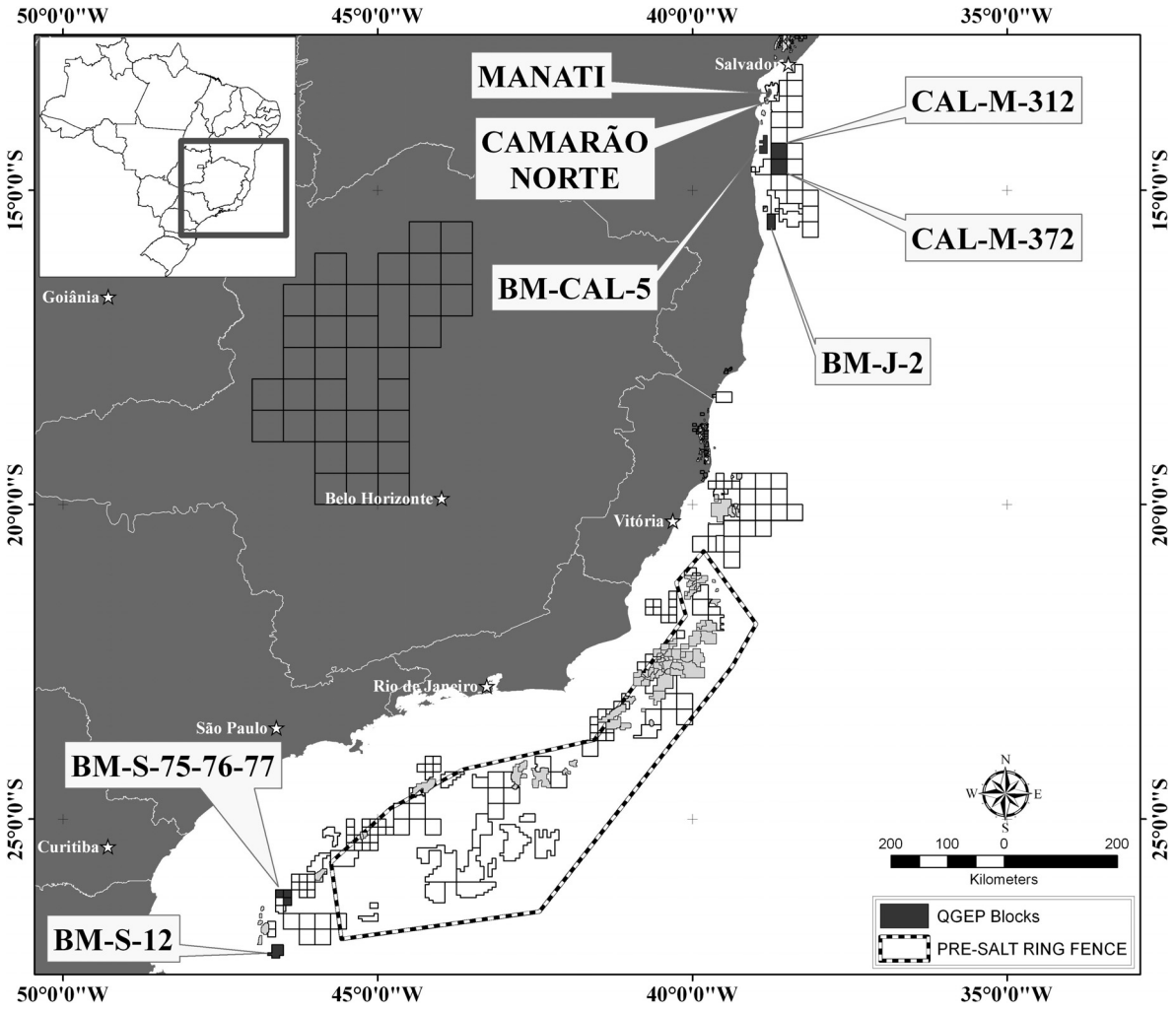
As atividades de E&P da Companhia iniciaram-se através de um processo de *farm-in* realizado pela Petrobras entre os anos de 1998 e 2000, denominado *Round Zero*. Neste processo, participamos nos blocos BC-7, no qual fomos operadores para a Petrobras, BCAM-40 (onde foram descobertos os Campos de Manati e Camarão Norte) e BS-3 (onde descobrimos o Campo de Cavalo Marinho, posteriormente vendido, e onde participamos do desenvolvimento de óleo no Campo de Coral). A partir da rodada inicial da ANP em 1999, participamos de todas as rodadas adicionais de licitações realizadas, adquirindo concessões em seis das dez rodadas realizadas até a presente data. A linha do tempo abaixo sintetiza a formação do nosso *portfolio*:



(1) Devolvidos.
(2) Em exploração.
(3) Suspensos.
(4) Retenção área Descoberta.

Atualmente, nossas operações estão localizadas nas Bacias de Camamu, Santos e Jequitinhonha englobando campos com Reservas Provadas, bem como Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos. Na data deste Prospecto, os blocos em que detemos participação possuem 12 Prospectos Exploratórios identificados e quatro Descobertas.

Abaixo, vemos a distribuição geográfica dos nossos ativos:



A Bacia de Camamu está situada na porção central do litoral do Estado da Bahia, totalizando uma área de 12.929 km². Nessa Bacia, temos participação nos Campos de Manati e Camarão Norte, bem como em três blocos exploratórios adquiridos em rodadas de licitação da ANP: BM-CAL-5, CAL-M-372 e CAL-M-312 (estes dois últimos formam o BM-CAL-12), os quais cobrem uma área total superior a 1.890 km². Detemos 45% de participação no Campo de Manati, que se encontra em produção, o que nos confere Reservas 3P de 12,8 Bm^3 de gás natural (80,8 milhões de *boe* de gás natural e condensado). O Campo de Camarão Norte, declarado comercial em 2009, prolonga-se para a área adjacente operada pela El Paso e denominada de Camarão. As acumulações de Camarão Norte e Camarão estão em processo de Unitização para posterior definição do plano de desenvolvimento. No bloco BM-CAL-5 foram perfurados dois poços que estão atualmente em fase de avaliação (Copaíba e Jequitibá). A taxa de sucesso geológico nesta Bacia é de 31%, conforme cálculo baseado em informações da ANP. Algumas das demais empresas com investimentos nessa Bacia são Petrobras, Statoil, Devon, ENI e El Paso.

A Bacia de Jequitinhonha está localizada no Estado da Bahia e possui aproximadamente 10.000 km^2. A estratigrafia desta Bacia apresenta semelhanças com Bacias da região sudeste do país, notadamente Campos e Espírito Santo. O estágio exploratório é emergente Atualmente possuímos 100% de participação em um bloco exploratório nessa Bacia, o bloco BM-J-2, de lâminas d'água de até 300 metros, adquirido em 2002 na quarta rodada de licitação da ANP, cobrindo uma área total de 370 km². Em 2003 foi realizado um estudo de modelagem de Bacia, definindo-se um promissor potencial petrolífero da área do bloco e suas adjacências. Como decorrência, foi contratado um levantamento sísmico 3D com cerca de 646 km² realizado no início de 2005 e, posteriormente, foram delineados os Prospectos Exploratórios e selecionado onde será perfurado o primeiro poço. O projeto já obteve licença prévia do IBAMA, o que assegura a sua viabilidade ambiental, e nossa expectativa é de que a perfuração seja iniciada no primeiro semestre de 2011. Algumas das demais empresas com investimentos nessa Bacia são Petrobras e Statoil que anunciaram recentemente a Descoberta em um bloco próximo ao BM-J-2.

A Bacia de Santos, localizada na região sudeste da costa brasileira, possui aproximadamente 350.000 km² e é considerada hoje a área de E&P mais promissora do Brasil, em função das últimas Descobertas realizadas no pré-sal. Conforme divulgado pela Petrobras, o Campo de Tupi (recentemente renomeado Lula), recém descoberto nessa Bacia, possui, individualmente, estimativa de volume recuperável de cinco a oito bilhões *boe* de óleo leve, além de volumes significativos em outras Descobertas relevantes, como os Campos Guará, Carioca, Jupiter e Iguaçu.

Atualmente possuímos direitos sobre quatro blocos exploratórios na Bacia de Santos, que cobrem uma área total de 948 km². O bloco BM-S-12 foi adquirido em 2001 na terceira rodada de licitação da ANP e situa-se no extremo Sul da Bacia de Santos. Nesse bloco, totalmente coberto por sísmica 3D, já foram perfurados dois poços exploratórios para testar o *trend* carbonático dos Campos de Tubarão que se estende por Coral e Cavalo Marinho até o Campo de Caravelas. Participamos do desenvolvimento do Campo de Coral e da descoberta do Campo Cavalo Marinho na posição de consorciado. Em fevereiro de 2007, vendemos nossa participação no Campo de Cavalo Marinho. Um terceiro poço exploratório (SCS-13) começou a ser perfurado em 2008 objetivando reservatórios mais profundos (situados no pré-sal), porém devido à presença de altas pressões, a perfuração foi interrompida. Apesar dos problemas operacionais, foi constatada a forte presença de indícios de hidrocarbonetos, levando o consórcio a estabelecer uma área de retenção e submeter um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) à ANP. O plano consiste na perfuração de um poço adicional que poderá confirmar o potencial das Descobertas já realizadas e testará outras duas novas oportunidades, incluindo a camada do pré-sal.

Os blocos BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77 foram adquiridos em 2008 na nona rodada de licitação da ANP, situando-se também no extremo Sul da Bacia de Santos. É uma área de alto potencial para gás e óleo leve comprovada pelas recentes Descobertas nos Campos de Tiro, Sidon e Piracucá. Já foi realizado o levantamento 3D para dar suporte à perfuração de quatro poços distribuídos nos três blocos. Estes blocos encontram-se no grande *trend* estrutural dos Campos de gás de Mexilhão e Merluza e de recentes Descobertas. Algumas das demais empresas com investimentos nessa Bacia são Petrobras, Exxon, Hess, Shell, Repsol e BG. A região da camada do pré-sal da Bacia de Santos possui uma elevada taxa de sucesso geológico e é considerada hoje a mais nova província petrolífera mundial.

O sucesso observado nos últimos anos nesta Bacia se deve, sobretudo, a presença de reservatórios carbonáticos chamados de "biolititos", com extensa área de ocorrência (de Santos ao Espírito Santo) e excelentes características de porosidade, que permitiram a acumulação de grandes quantidades de óleo de alta qualidade (alto grau API). Tais rochas se formaram pela deposição contínua de "tapetes algálicos" e bioconstrução a partir de colônias desses organismos em um ambiente de mar raso e ultra salino. A vasta ocorrência em área, sobretudo na Bacia de Santos, tem permitido uma alta taxa de sucesso exploratório para esses reservatórios, suplantando qualquer histórico no Brasil e com Descobertas que se pode classificar de *super giants* – campos gigantes – que modificaram o panorama da exploração e produção no Brasil.

Reservas

Em 31 de dezembro de 2009, possuímos Reservas de 3P de 80,8 milhões de *boe* (Reservas 2P de 71,1 milhões *boe*) no Campo de Manati, localizado no litoral do Estado da Bahia, na Bacia de Camamu, no qual detemos 45% de participação, sendo o restante detido por outros três sócios. Em 2009, o Campo de Manati produziu uma média diária de aproximadamente 5,1 milhões de m³ de gás natural (equivalente a 32.415 *boe*/dia) e 550 *bbl* de condensado na Formação Sergi, sendo atualmente o maior campo produtor de gás natural não-associado do Brasil de acordo com relatórios mensais da ANP. O Campo de Manati está em operação desde janeiro de 2007, e em 2010 produziu, em média, 6 milhões de m³ de gás por dia (equivalente a 37.800 *boe*/dia) e 600 *bbl* de condensado. Desde o dia 30 de dezembro de 2010, dois poços do Campo de Manati entraram em manutenção, reduzindo a capacidade de produção do campo para um total de 5,5 milhões de m^3 por dia. Apesar da diminuição temporária da capacidade de produção, o consórcio continua atendendo à demanda de gás atual estipulada no contrato de venda de gás com a Petrobras. Nossa expectativa é de que essa manutenção dure cerca de 90 dias.

Com seis poços interligados por linhas submarinas para a produção da plataforma PMNT-1, o Campo de Manati já recebeu investimentos de seus sócios em montante superior a US$700,0 milhões para o seu desenvolvimento. A plataforma PMNT-1 é uma unidade fixa de produção instalada numa profundidade de 35 metros, localizada a 10 km da costa. Essa plataforma foi originalmente construída para operar remotamente. Entretanto, para garantir uma melhor segurança na operação, foi instalado um módulo de acomodação na plataforma que, atualmente, é tripulada por oito pessoas. Da plataforma, o gás flui por mar e por terra por um gasoduto de 125 km até a estação

de processamento de gás Geofísico Vandemir Ferreira, na Cidade de São Francisco do Conde. O gás de Manati é comprado pela Petrobras para um volume de 23 Bm³ no período contratual de aproximadamente 25 anos. Após ser processado na estação de tratamento, o produto vai para o abastecimento das instalações da Petrobras (refinaria, termelétrica e fábrica de fertilizantes de nitrogênio) ou é revendido a Bahiagás pela Petrobras. Estamos finalizando as tratativas para celebrarmos um novo contrato de venda de gás natural com a Petrobras, com volumes adicionais de Manati, o que esperamos que irá aumentar as Reservas Brutas Provadas, passando de 115,1 milhões de *boe* para 136,2 milhões de *boe* de gás natural e condensado. Dado que à época da elaboração dos Relatórios da GCA já haviam sido iniciadas as tratativas para tal contrato, a GCA reconhecia que, quando da assinatura do contrato, haveria a reclassificação do volume adicional contratado, passando de Reservas Prováveis para Reservas Provadas.

A tabela a seguir, elaborada por nós com base nos números indicados nos Relatórios da GCA, consolida as informações de Reservas do Campo de Manati:

Reservas (MM*boe*)[1][2]

			Reservas Brutas		Reservas Líquidas	
Campo	**Participação QGEP**	**Lâmina D'água (m)**	**2P (MM*boe*)**	**3P (MM*boe*)**	**2P (MM*boe*)**	**3P (MM*boe*)**
Manati	45%	35	158,0	179,7	71,1	80,8

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) Reservas de gás e condensado.

Recursos Contingentes

Em 31 de dezembro de 2009, conforme Relatórios da GCA, nossos Recursos Contingentes 3C Líquidos totais eram de 42,4 milhões de *boe* (Recursos Contingentes 2C de 22,9 milhões de *boe)*, distribuídos em quatro Descobertas. Duas dessas Descobertas (Copaíba e Jequitibá) estão localizadas no BM-CAL-5, na Bacia de Camamu. A terceira Descoberta foi feita no bloco BM-S-12, localizado na Bacia de Santos. Nessas três Descobertas foi verificada a existência de hidrocarbonetos nas zonas perfuradas, fundamentando um possível desenvolvimento destas áreas. Considerando que nós e nossos parceiros dos consórcios ainda não estabelecemos planos específicos para o desenvolvimento dessas Descobertas, os volumes recuperáveis estimados estão classificados como Recursos Contingentes.

A quarta descoberta, o Campo de Camarão Norte localizado no bloco BCAM-40, na Bacia de Camamu, está em processo de Unitização, com o bloco contíguo de BM-CAL-04 ao sul, onde a El Paso é operadora e possui participação de 100%, sendo os reservatórios produtores os mesmos do Campo de Manati. Diversas opções estão sendo consideradas para o seu desenvolvimento, que deverá ser iniciado tão logo seja concluída o processo de Unitização. Uma vez este processo concluído, os Recursos Contingentes passarão a categoria de Reservas.

A tabela abaixo consolida os volumes de Recursos Contingentes 2C e 3C que calculamos baseados nas estimativas contidas nos Relatórios da GCA:

Recursos Contingentes em 31 de dezembro de 2009[1]

			Recursos Contingentes Brutos		Recursos Contingentes Líquidos	
			2C[2]	**3C[3]**	**2C[2]**	**3C[3]**
Campo / Área	**Participação QGEP**	**Lâmina D'água (m)**	**Óleo Equivalente (MM*boe*)**		**Óleo Equivalente (MM*boe*)**	
Camarão Norte .	45,0%	50	7,8	10,1	3,5	4,5
Copaiba	22,5%	500	42,2	79,7	9,5	17,9
Jequitiba	27,5%	860	31,0	62,4	8,5	17,2
Santos#01.....	30,0%	470	4,5	9,3	1,4	2,8
TOTAL.....			**85,6**	**161,5**	**22,9**	**42,4**

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados por nós utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1.000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) As estimativas 2C são consideradas as melhores estimativas havendo uma probabilidade de 50% de que o volume que será efetivamente recuperado seja igual ou superior a esta estimativa, caso este recurso seja efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Contingentes serão comercialmente viáveis ou que parte desses Recursos Contingentes serão efetivamente produzidos.

(3) As estimativas 3C são consideradas uma estimativa otimista (*upside*) e há uma baixa probabilidade de que o volume que será efetivamente recuperado seja igual ou superior a esta estimativa, caso este recurso seja efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Contingentes serão comercialmente viáveis ou que parte desses Recursos Contingentes serão efetivamente produzidos.

Recursos Prospectivos

Em 31 de dezembro de 2009, nós estimamos que possuímos um total 344 milhões de *boe* de Recursos Prospectivos. Esta estimativa foi elaborada com base nos Relatórios da GCA, multiplicando Recursos Prospectivos estimados para cada Prospecto Exploratório pelo GCOS e, em seguida, somando o total.

Atualmente, possuímos participação em três blocos exploratórios (BM-CAL-5, CAL-M-312 e CAL-M-372) na Bacia de Camamu. Além disso, somos o operador de um bloco exploratório na Bacia de Jequitinhonha (BM-J-12), no qual temos 100% de participação, e possuímos direitos de concessão em quatro blocos exploratórios na Bacia de Santos (BM-S-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77).

A GCA analisou 12 de nossos Prospectos Exploratórios nos oito blocos. Um está localizado na Bacia de Camamu, dois estão na Bacia de Jequitinhonha e nove na Bacia de Santos.

A tabela abaixo consolida os volumes de Recursos Prospectivos e o GCOS associado, preparado pela GCA e totalizados por nós:

			Recursos Prospectivos Médios (MM*boe*)[1]					
			Recursos Prospectivos Não Riscados[2]			**Recursos Prospectivos Riscados[4]**		
Bacias / Prospectos	**Participação QGEP**	**Lâmina D'água (m)**	**Brutos**	**Líquidos**	**Chance de Sucesso Geológico (GCOS)[3]**	**Brutos**	**Líquidos**	**Fluido Principal**
			MM*boe*			**MM*boe***		
Camamu								
CAM#1	20%	1.600	388,5	77,7	31%	121,8	24,4	Óleo
Jequitinhonha								
JEQ#1	100%	50	221,0	221,0	29%	64,4	64,4	Gás
JEQ#2	100%	50	144,1	144,1	24%	35	35	Gás
Santos								
Santos#1	30%	470	82,5	24,8	30%	25	7,5	Gás
Santos#2	30%	470	445,5	133,7	39%	174,7	52,4	Óleo
Santos#3	30%	470	156,3	46,9	19%	30,4	9,1	Óleo
Santos#4	30%	470	984,7	295,4	40%	390,8	117,2	Gás
Santos#5	20%	250	523,3	104,7	18%	92,3	18,5	Óleo
Santos#6	20%	300	80,7	16,1	18%	14,2	2,8	Óleo
Santos#7	20%	250	217,4	43,5	11%	24,7	4,9	Gás
Santos#8	20%	200	128,4	25,7	23%	29,6	5,9	Óleo
Santos#9	20%	300	56,7	11,3	20%	11,4	2,3	Óleo
TOTAL			**3.429,2**	**1.144,8**		**1.014,3**	**344,5**	

(1) Os recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) O total de volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foram preparados por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que os volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável produzi-los ou efetivamente extraí-los.

(3) GCOS constante nos Relatórios da GCA, anexos a este Prospecto.

(4) Os Recursos Prospectivos Médios Riscados, foram calculados pela QGEP somando o produto dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo GCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

Embora os volumes apresentados na seção "Visão Geral" deste sumário considerem a existência de acumulações de gás nos Prospectos Exploratórios JEQ#1 e JEQ#2 da Bacia de Jequitinhonha e no Prospecto Exploratório Santos#4 da Bacia de Santos, estudos técnicos realizados pelos operadores dos blocos em que estes Prospectos Exploratórios se encontram apontam para uma chance de que o hidrocarboneto encontrado seja óleo. Estes estudos estão suportados por modelagens geológicas de evolução de bacia, sobretudo geoquímica, e por outros campos e acumulações encontradas na área.

No caso da Bacia de Jequitinhonha, além dos estudos geoquímicos mencionados acima, existe um poço (BAS-37) que produziu cerca de 850 mil barris de óleo em um teste de longa duração nos mesmos reservatórios que serão alvos de exploração JEQ#1 e JEQ#2. Entretanto, também são constatadas ocorrências de gás em poços na região, bem como indicação direta de hidrocarboneto, representadas por "chaminés de gás" em seção sísmica que podem denotar presença de capa de gás em uma acumulação de óleo ou mesmo uma acumulação de gás livre.

Com referência ao Prospecto Exploratório Santos#4 da Bacia de Santos, cujos reservatórios encontram-se na camada do pré-sal, concluiu-se pela possibilidade de ocorrência de acumulação de óleo e/ou gás em função dos seguintes elementos: (i) análise da modelagem geoquímica regional demonstra a geração precoce de óleo ao longo da evolução geológica e, do Cretáceo superior até o presente, a geração de gás, demonstrando a possibilidade de jazidas dos dois tipos de fluidos; (ii) observa-se que os campos da camada do pré-sal já conhecidos na Bacia de Campos são quase que exclusivamente representados por acumulações de óleo, não havendo descobertas de gás nestes reservatórios, ainda que toda a geração de hidrocarbonetos tenha origem nessa mesma seção sedimentar; (iii) soma-se a isso o fato de que os vários campos "super gigantes" recentemente descobertos no pré-sal na Bacia de Santos são representados quase em sua totalidade por descobertas de óleo, sendo somente Júpiter uma descoberta de gás conhecida até o momento. Acrescente-se a essa vocação por hidrocarbonetos líquidos o grande volume potencial de dezenas de bilhões de barris de óleo nessas jazidas. Existe, portanto, a possibilidade de ocorrência de óleo na seção pré-sal neste Prospecto Exploratório. Entretanto, o Prospecto Exploratório Santos#4 já foi perfurado para objetivos mais rasos, pós-sal, onde encontrou altas pressões de gás. Devido a limitações de equipamentos e da plataforma de perfuração, as operações foram suspensas antes de atingir a camada de sal. Apesar da presença de gás identificada durante a perfuração não ser conclusiva, ela poderia indicar a presença de gás nas formações do pré-sal. Por outro lado, é totalmente possível que óleo também possa ser encontrado ao invés de gás natural, ou até mesmo conjuntamente ao gás natural.

Segue abaixo a tabela contendo os Recursos Prospectivos para o caso de somente óleo ser encontrado e o GCOS associado com base nos Relatórios da GCA, assumindo uma descoberta de óleo ao invés de gás natural. O total de 147 milhões de *boe* é comparável com o total de 217 milhões de *boe* para os mesmos três Prospectos Exploratórios na tabela acima (assumindo que as três descobertas sejam de gás natural).

Recursos Prospectivos Médios (MM de *boe*)[1]

Bacias / Prospectos	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	Recursos Prospectivos Não Riscados[2]		Chance de Sucesso Geológico[3]	Recursos Prospectivos Riscados[4]		Fluido Principal
			Brutos	Líquidos		Brutos	Líquidos	
			milhões de *boe*			milhões de *boe*		
Jequitinhonha								
JEQ#1	100%	50	203,2	203,2	29%	59,2	59,2	Óleo
JEQ#2	100%	50	122	122	24%	29,7	29,7	Óleo
Santos								
Santos#4	30%	470	491	147,3	40%	194,9	58,5	Óleo
TOTAL			**816,2**	**472,5**		**283,8**	**147,4**	

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados por nós utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) O total de volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foram preparados por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que quaisquer volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável, produzí-los ou extraí-los.

(3) GCOS constante nos Relatórios da GCA, anexos a este Prospecto.

(4) Os Recursos Prospectivos Médios Riscados, foram calculados por nós somando o produto dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo GCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

Nossos Pontos Fortes

Possuímos um portfolio que acreditamos ser de alta qualidade, balanceado e diversificado, com projetos em estágio avançado para perfuração (*ready to drill*).

Possuímos um portfolio que acreditamos ser de alta qualidade, balanceado e diversificado, contendo campos em produção e blocos exploratórios, que englobam Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos, resultando em uma base de ativos geradores de caixa e um banco de projetos exploratórios altamente promissor. Destaca-se nesse aspecto, para a Bacia de Santos, as expectativas de consideráveis volumes de óleo leve para as Descobertas em blocos que acompanham o trend de campos em Águas Rasas. No que se refere às Bacias emergentes, a Companhia detém interesse em áreas onde se esperam grandes volumes de óleo ou gás com uma relação bastante atrativa no que se refere à relação risco / retorno.

Atualmente, possuímos direitos de concessão sobre oito blocos exploratórios localizados nas Bacias de Camamu, Jequitinhonha e Santos, os quais têm um alto potencial de exploração, com Recursos Prospectivos médios não riscados de 1.144,8 milhões *boe* e Recursos Prospectivos médios riscados de 344 milhões de *boe*. Três dos oito blocos de exploração estão em estágio de avaliação avançado (*ready to drill*) e deverão ser perfurados três poços nos próximos 12 meses. Possuímos ainda, Recursos Contingentes 3C de 42,4 milhões de *boe* (Recursos Contingentes 2C de 22.9 milhões de *boe*) fruto de quatro Descobertas atualmente em estágio de avaliação, sendo três na Bacia de Camamu e uma na Bacia de Santos.

Somos a única companhia de controle privado brasileiro do setor de E&P habilitada a operar em Águas Profundas e Ultraprofundas como Operador A, o que indica nossa experiência de perfuração* onshore *e* offshore*.

Em 2007, recebemos a qualificação da ANP para ser Operador A, classificação esta que nos permite operar em Águas Profundas e Ultraprofundas. Isto foi um importante reconhecimento de nossa excelência técnica, tornando-nos o primeiro e único operador de controle privado brasileiro qualificado para operar nessas regiões. Assim, acreditamos estar em posição privilegiada para explorarmos oportunidades no setor, dentre as quais destacamos as seguintes: (i) podemos participar das novas rodadas de licitação da ANP sem limitações, ou seja, de forma independente e sem a necessidade de associação com outras empresas para operação em Águas Profundas e Ultraprofundas, (ii) podemos fortalecer nosso relacionamento com a Petrobras para atuarmos em conjunto na exploração e produção de novos blocos exploratórios, e (iii) podemos firmar parcerias com outras companhias, especialmente as que não detêm essa qualificação, na forma de consórcios para investimento em novas rodadas de licitação de blocos exploratórios da ANP.

Em 2008, a QGOG, enquanto concessionária dos nossos ativos de E&P, recebeu a tríplice certificação nas normas ISO 9001 (Qualidade), ISO 14001 (Meio Ambiente) e OHSAS 18001 (Saúde e Segurança), sendo uma das poucas empresas a possuir certificação nas três normas de gestão. Controlamos nossa performance em QSMS por meio de indicadores de desempenho, os quais vêm demonstrando os resultados positivos obtidos nos últimos anos. Estes resultados demonstram o comprometimento da empresa na qualidade de seus produtos e serviços, na preservação do meio ambiente, e na segurança e saúde de seus colaboradores. Qualidade, meio ambiente, segurança e saúde são valores que norteiam as atividades da nossa Companhia.

Temos um excelente relacionamento como sócio na exploração e produção com a Petrobras.

Somos sócios da Petrobras em sete dos nossos oito blocos exploratórios, e, no passado, operamos o bloco BC-7, selecionado no Round Zero também em sociedade com a Petrobras. Além disso, o Grupo Queiroz Galvão desenvolveu um relacionamento de sucesso de 30 anos com a Petrobras, na condição de prestador de serviços.

A proximidade histórica da Companhia com a Petrobras tem possibilitado a identificação de maneira consistente de oportunidades de negócio comuns e, muito dessa parceria, advém do fato de termos sido selecionados pela Petrobras para operar o bloco BC-7 na Bacia de Campos no início do processo das parcerias promovidas pela Petrobras. Essa associação tem se consolidado ao longo da cadeia de E&P, como demonstra o desenvolvimento conjunto do Campo de Manati, com ganhos de conhecimento na conceituação do projeto e na comercialização do gás produzido. Nos outros blocos que detemos em conjunto com a Petrobras, considera-se repetir o mesmo modelo de negócios utilizado no Campo de Manati.

Essa relação de proximidade e confiança nos fornece os elementos necessários para estreitarmos ainda mais nossos laços com a Petrobras em diversas atividades a serem desenvolvidas em conjunto no setor de petróleo e gás natural. O Grupo Queiroz Galvão, inclusive, foi responsável pela construção da plataforma do Campo de Manati e Planta de tratamento de Gás de Mexilhão, como também refinarias, entre outros.

Temos uma posição financeira privilegiada e possuímos ativos já em operação, com significativo fluxo de caixa e baixo endividamento.

Somos titulares de 45% do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é o maior campo de gás natural não-associado em produção no Brasil, cobrindo aproximadamente 76 km², e que se encontra em operação desde 2007. A produção média do Campo de Manati foi de 32,4 mil *boe*/dia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e 37,9 mil de boe/dia no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, gerando para a Manati S.A. uma receita líquida de R$330,2 milhões e R$281,8 milhões, nos respectivos períodos. Temos contrato de longo prazo para a venda de gás com a Petrobras, com preço e volume definidos, que contribuem com o *funding* necessário para suportar o nosso crescimento e nossos investimentos nos próximos anos. Além disto, possuíamos em 30 de setembro de 2010 uma dívida líquida consolidada de R$99,1 milhões, que consideramos baixa para o setor. Acreditamos que, por já possuirmos um campo em produção e um baixo nível de endividamento, estamos bem posicionados para captar recursos, mediante esta emissão de ações ou emissão de títulos de dívida em termos favoráveis, de modo a aproveitar as oportunidades do setor, acelerar o nosso crescimento e gerar valor para os nossos acionistas.

Contamos com uma equipe técnica altamente qualificada, com amplo domínio da geologia das Bacias brasileiras e das práticas comerciais do segmento de E&P e histórico profissional de sucesso.

A nossa administração e nossa equipe técnica detêm uma experiência significativa e profundo conhecimento no setor de exploração, produção e comercialização de petróleo e gás natural no Brasil, sendo altamente qualificada e com comprovada reputação. A nossa equipe é formada por alguns dos profissionais mais experientes do segmento de E&P do Brasil que ocuparam posições chave na Petrobras, tendo atuado tanto no Brasil como no exterior, e atuaram nas equipes responsáveis por Descobertas de campos de extrema relevância, tais como Garoupa, Tubarão, Marlim, Albacora, Roncador, entre outros, bem como pelo desenvolvimento de técnicas e equipamentos de exploração. Para maiores detalhes sobre a experiência de nossa equipe técnica, ver "—Nossa Administração". Temos larga experiência na aquisição de novos ativos, tanto por meio de participações nas rodadas de licitações da ANP, como também por meio de operações de farm-in. Em função disso, acreditamos que nossa equipe técnica e nossa administração são um fator de destaque em relação aos nossos concorrentes.

Participamos com sucesso de seis das dez rodadas de licitações da ANP, onde arrematamos 12 blocos, além do chamado Round Zero da Petrobras por meio do qual fomos selecionados para operar um bloco offshore da Bacia de Campos e participarmos da associação em outros dois blocos. Historicamente, a nossa equipe de exploração obteve na Companhia uma taxa média de sucesso geológico de aproximadamente 44% até a data deste Prospecto.

Temos significativa experiência, reputação e prestígio no setor de petróleo e gás natural, com suporte do Grupo Queiroz Galvão.

Somos uma das empresas integrantes do Grupo Queiroz Galvão, conglomerado industrial fundado em 1953 com comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de importantes empreendimentos em diversos setores da economia, sendo atualmente o quarto maior grupo de engenharia e construção e um dos maiores conglomerados empresariais do Brasil.

Em 1981, o Grupo Queiroz Galvão iniciou sua atuação no setor de petróleo e gás natural, por meio da prestação de serviços de perfuração no Brasil e, posteriormente, em outros países da América Latina e da África, para diversas companhias como Petrobras, Shell, Total Fina Elf S.A., El Paso Corporation, Anadarko Petroleum Corporation e Occidental Petroleum Corporation, dentre outras. Atualmente, o Grupo Queiroz Galvão atua em todas as etapas da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, incluindo exploração e produção, serviços e afretamento de plataformas de perfuração e navios de produção e projetos e construção de navios e plataformas, através de nossa empresa e das seguintes empresas afiliadas:

- Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.: criada em 1980, controlada pela Queiroz Galvão S.A., iniciou suas atividades como prestadora de serviços de perfuração de poços de petróleo terrestres (*onshore*), tendo ampliado suas atividades para o segmento *offshore* em 1994. Atualmente a empresa conta com nove sondas de perfuração terrestre (sendo três em construção), seis plataformas de perfuração *offshore* (sendo uma em construção), dois navios de perfuração em construção no Samsung na Coreia do Sul, e dois navios de produção em parceria com a SBM, líder mundial no segmento de FPSO (estando um em operação e outro em construção).

- Estaleiro Atlântico Sul: criado em novembro de 2005, o Estaleiro Atlântico Sul produz todos os tipos de navios cargueiros de até 500 mil toneladas de porte bruto (TPB), além de plataformas *offshore* dos tipos submersíveis, FPSO, TLP e SPAR, tendo como sócios brasileiros os grupos Camargo Corrêa e Queiroz Galvão e a empresa PJMR e, como sócia internacional, a sul-coreana Samsung Heavy Industries.

- QUIP: criada em 2005, a QUIP é uma empresa especializada em implantar projetos sob a modalidade EPC (*engineering, procurement and production*) e presta serviços de construção de plataformas, tendo como acionistas a Construtora Queiroz Galvão, UTC Engenharia, Camargo Corrêa, IESA e PJMR.

Acreditamos que a atuação do Grupo Queiroz Galvão em todas as etapas da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural beneficia a nós e às nossas afiliadas na medida em que (i) nos dá inteligência setorial e conhecimento holístico do processo produtivo; (ii) fortalece e estreita nosso relacionamento com a Petrobras e com outros *players* importantes do setor; e (iii) aumenta a nossa visibilidade no setor de petróleo e gás natural.

Estratégia

Estar entre os maiores produtores do segmento de E&P no Brasil.

Possuímos posição de destaque no Brasil, sendo, depois da Petrobras, a maior empresa de capital nacional produtora de óleo e gás natural, conforme os dados divulgados pela ANP em 2010, e o quarto maior produtor se considerarmos todas as empresas que operam no Brasil. É nossa intenção manter essa posição de destaque aproveitando as oportunidades que hoje se apresentam na indústria de exploração e produção no Brasil, motivado, sobretudo, pelas Descobertas na camada do pré-sal e pelo nosso conhecimento e capacidade operacional acumulada ao longo dos anos.

Um dos pontos fundamentais para a manutenção dessa posição é o desenvolvimento acelerado do nosso programa exploratório e de perfuração para os blocos em que temos participações, principalmente nos que somos operadores e os que possuem grande potencial de aumento da produção no curto prazo. O nosso crescimento deverá ocorrer não apenas através da reposição de Reservas, como também pelo crescimento da produção. Nosso objetivo com isso é obter um balanço adequado entre reserva e produção para um crescimento sustentável de longo prazo.

O fato de termos conhecimento dos principais processos produtivos da cadeia de E&P e, especialmente, por termos o *know-how* do desenvolvimento de campos e da comercialização de gás, óleo e condensado, devido ao Campo de Manati, nos proporciona um ganho de eficiência operacional na avaliação e implantação de nossos projetos, com a consequente otimização de nossa rentabilidade. Além disso, a condição de Operador A, aliada ao diferencial de conhecimento das etapas do processo de E&P, servirão de catalisador para essa posição de destaque.

Os nossos investimentos em exploração e produção serão feitos sem perder a visão de disciplina de capital e avaliação de risco dentro dos padrões corporativos e do setor.

Participação crescente na busca de novas oportunidades e projetos exploratórios.

O nosso conhecimento diferenciado e abrangente das Bacias brasileiras e do mercado de E&P é uma importante ferramenta na busca de oportunidades de crescimento nas Bacias maduras, assim como nas Bacias emergentes. Além disso, nos permite focar em áreas com alto potencial, principalmente nas Bacias do sudeste brasileiro (Campos, Santos e Espírito Santo) as quais acreditamos que nos permitirão expandir um *portfolio* balanceado e de alto valor agregado. Planejamos, desse modo, fortalecer nosso *portfolio* com a participação em futuras rodadas de licitação da ANP, *joint ventures* e *farm-ins*. Esta estratégia de crescimento será facilitada pela nossa condição de Operador A, que nos proporciona a busca pró-ativa por outras áreas exploratórias nas mais diferentes regiões operacionais e nos coloca numa posição privilegiada para sermos um parceiro preferencial para as empresas que não detêm esta qualificação.

Alavancar as oportunidades de participação no novo ciclo exploratório do pré-sal, na busca de novas oportunidades e projetos exploratórios, com os recursos do nosso IPO.

Utilizaremos de forma disciplinada os recursos que obtivermos com o nosso IPO, que servirão para alavancar a nossa estratégia de crescimento baseada na expansão e desenvolvimento de nosso *portfolio* de ativos equilibrado e substancialmente calcado em exploração. Pretendemos ainda utilizar os recursos de nosso IPO em boas oportunidades que identificarmos para operações de aquisição de áreas, blocos ou empresas que detenham ativos de produção que sejam avaliados por nós como estratégicos visando otimizar os recursos disponíveis e/ou proporcionar a redução de riscos financeiros e operacionais por meio de operação conjunta ou em consórcio com as principais empresas do setor. Esses recursos, consequentemente, irão alavancar nossas oportunidades de participação no novo ciclo exploratório do país iniciado com a Descoberta da camada do pré-sal, a qual acreditamos irá ampliar os nossos horizontes de produção de petróleo e gás no curto e médio prazos.

Firmar parcerias com players estratégicos da indústria.

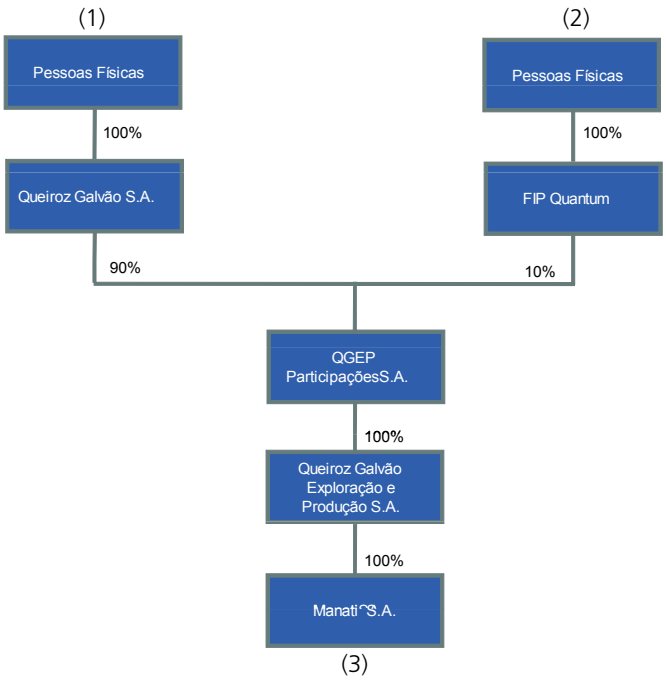
Temos a Petrobras como nossa principal parceira, com quem atuamos desde a flexibilização do monopólio no Brasil e com quem temos um relacionamento importante, crescente e diversificado, comprovado pela associação que firmamos em sete dos nossos oito blocos exploratórios. Pretendemos também firmar novas parcerias com alguns dos principais *players* estratégicos da indústria. É de nosso interesse estratégico considerar e procurar novas parcerias e *joint ventures* com outras empresas no setor de petróleo e gás natural, bem como utilizar nossa condição de Operador A para alavancar nossas operações. Estas parcerias poderão permitir não só a troca de conhecimento técnico, como também poderão reduzir a exposição e o risco financeiro enfrentados pelas empresas do setor de petróleo e gás natural, através da participação não majoritária e diversificação em novos projetos exploratórios.

Reorganização e Estrutura Societária

Visando à preparação para a Oferta, realizamos uma reestruturação no Grupo Queiroz Galvão para segregar atividades em diferentes empresas do grupo, a fim de obter maior eficiência e sinergia entre as empresas do grupo. Essa reorganização culminou com a constituição da Companhia, para a qual foram transferidos todos os ativos de E&P do Grupo Queiroz Galvão. Desta forma, em 12 de janeiro de 2011, obtivemos a anuência da ANP para transferência de parte das concessões relacionadas a E&P do Grupo Queiroz Galvão, para o nosso portfólio.

Para informações sobre a nossa reorganização societária, ver item 6.3 do nosso Formulário de Referência.

O quadro abaixo descreve nossa atual estrutura societária:



(1) Antonio Augusto de Queiroz Galvão; Carlos de Queiroz Galvão; Cristina de Queiroz Galvão; Fernando de Queiroz Galvão; Marcos de Queiroz Galvão; Maria Dulce de Queiroz Galvão; Maurício José de Queiroz Galvão; Paulo César Viana Galvão; Ricardo de Queiroz Galvão; Roberto de Queiroz Galvão; Carmem Lúcia Galvão S. Leão e Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves.

(2) Antonio Augusto de Queiroz Galvão; Carlos de Queiroz Galvão; Carmem Lúcia Galvão S. Leão; Cristina de Queiroz Galvão; Fernando de Queiroz Galvão; Marcos de Queiroz Galvão; Maria Dulce de Queiroz Galvão; Maurício José de Queiroz Galvão; Paulo César Viana Galvão; Ricardo de Queiroz Galvão; Roberto de Queiroz Galvão; e Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves.

(3) Somos controladores indiretos da Manati S.A. Nossa controlada direta, Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, é detentora de todas as ações emitidas pela Manati S.A., exceto por três ações ordinárias detidas pelos três membros do conselho de administração daquela companhia em caráter fiduciário, tal como exigido pela Lei das Sociedades por Ações.

Fatores de Risco

Investir em nossas ações ordinárias envolve um alto grau de risco. Você pode perder uma parte ou a totalidade de seu investimento, devido a qualquer dos riscos descritos neste Prospecto e nos quadros "4" e "5" do Formulário de Referência, inclusive, dentre outros fatores, as incertezas que cercam nosso desempenho futuro; a nossa incapacidade de obtenção de licenças necessárias ou fazer alianças estratégicas; a nossa incapacidade de alcançar os resultados esperados e as previsões descritas no presente Prospecto; a nossa incapacidade para desenvolver Recursos Prospectivos e contingentes ou de alcançar as probabilidades de sucesso esperado, principalmente se as atividades de perfuração não resultarem em Descobertas ou se o que for descoberto não for comercialmente viável; e a nossa incapacidade de gerar ou obter capital adicional suficiente no futuro. Apontamos abaixo os principais fatores de risco relativos à Companhia que podem influenciar a decisão de investimento em nossas ações abaixo. Os riscos abaixo indicados não são os únicos a que a Companhia está sujeita, e os nossos resultados operacionais, nossa situação financeira e/ou o preço de nossas Ações podem ser adversamente afetados pelos demais fatores de risco descritos na seção "Fatores de Risco", na página 35 deste Prospecto e nos quadros "4" e "5" do Formulário de Referência.

Nossos cinco principais fatores de risco que podem influenciar a decisão de investimento em nossas Ações

Futuras perfurações em nossas áreas poderão não ser realizadas ou não produzir petróleo ou gás em quantidades ou qualidades viáveis do ponto de vista comercial.

Possuímos um campo em operação e direitos de concessão de exploração de blocos nos quais desenvolvemos nossas atividades de exploração e produção.

Não podemos prever, antes da perfuração e dos testes, se um Prospecto Exploratório conterá petróleo ou gás natural ou, se tiver, se produzirá petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidade suficientes para recuperar os custos da perfuração ou da completação ou para se tornar economicamente viável, ou ainda, se após os testes exploratórios, ou mesmo se os blocos descartados após os testes, são, efetivamente, inviáveis.

Quanto à exploração de gás natural, mesmo que quantidades significantes de gás natural sejam descobertas nos nossos blocos exploratórios, a construção de gasodutos para a produção de gás natural poderá não ser viável financeiramente. Quanto à exploração do petróleo, caso este se encontre em áreas de difícil retirada ou os poços não tenham reservas que justifiquem o investimento, poderemos descartá-los. Se as áreas potenciais não tiverem êxito comprovado, nosso negócio, nossa situação financeira e nossos resultados poderão ser afetados de modo adverso.

A exploração e produção de petróleo envolve riscos.

A exploração e produção de petróleo envolve diversos riscos, dentre os quais, o de vazamentos, explosões em dutos e poços exploratórios e desastres ambientais e geológicos. Esses e outros eventos ou acidentes podem resultar em lesões corporais, mortes, danos severos ao meio ambiente e, consequentemente, dispêndios com contenção, limpeza e reparação do dano, bem como danos em equipamentos e responsabilização no âmbito civil e administrativo.

Nossa atividade de produção é atualmente realizada em Águas Rasas, onde é mais fácil administrar os acidentes, mas onde os impactos ambientais de eventuais acidentes ambientais tendem a ser mais graves. Nossas atividades de exploração, por sua vez, ocorrem em Águas Rasas, Águas Profundas e Ultraprofundas e tendem a paulatinamente se concentrar nessas últimas, em razão dos reservatórios do pré-sal estarem localizados em Águas Profundas e Ultraprofundas. Os riscos inerentes à exploração e produção de petróleo são acentuados quando essas atividades são conduzidas em Águas Profundas e Ultraprofundas.

O recente acidente no Golfo do México, que ilustra esses riscos, resultou em suspensão das atividades de perfuração na região. Não podemos garantir que esse acidente não resultará na imposição de novos e mais severos normativos ambientais e regulatórios, mesmo por parte de países não envolvidos no acidente, dentre os quais o Brasil, ou de encargos mais onerosos para as atividades desenvolvidas no País, inclusive em relação à exigências mais restritivas em termos de equipamentos e infraestrutura, tampouco podemos garantir se resultará em custos mais elevados na contratação de seguro no setor de petróleo e gás natural como um todo ou qual seria a dimensão desses aumentos. Nossas apólices de seguros podem não cobrir todos os riscos a que estamos sujeitos, em especial, por não termos seguro contra interrupção de nossas atividades. Ademais, seguro para cobrir todos os riscos a que estamos sujeitos podem não estar disponíveis para contratação.

Ainda, não podemos garantir que nenhum tipo de acidente ocorrerá no futuro, que nossas apólices de seguro cobrirão integral e adequadamente os nossos prejuízos ou que não seremos responsabilizados por esses ou outros eventos ou acidentes.

Não somos operadores dos poços na grande maioria de nossos blocos e, dessa forma, nossa capacidade de controlar as atividades de exploração e o prazo de desenvolvimento, os custos associados ou a taxa de produção oriunda de qualquer exploração com sucesso com relação a esses blocos é limitada.

Atualmente, operamos apenas um de nossos oito blocos exploratórios, sendo que os demais são operados pela Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Em consequência, nossa capacidade de influenciar as operações nos blocos operados por nossos parceiros é limitada. Adicionalmente, a nossa dependência em relação à Petrobras como operador desses blocos poderá nos impedir de alcançar nossas metas para esses ativos. O sucesso, prazo e retorno das nossas atividades de exploração e produção nos blocos exploratórios operados pela Petrobras irão depender de uma série de fatores que estão, em grande parte, fora do nosso controle, incluindo o prazo e o montante das despesas de capital; a perícia e experiência do operador e sua capacidade financeira; a aprovação de outros participantes na perfuração de poços; a escolha da tecnologia; e o índice de produção das Reservas, se o desenvolvimento der resultado positivo.

Os operadores desses ativos, em conjunto com nossos parceiros em tais blocos, podem, dependendo dos termos dos *Joint Operating Agreements* se recusar a iniciar projetos de exploração ou desenvolvimento em velocidade mais lenta ou mais rápida do que esperamos; atrasar a perfuração exploratória ou do empreendimento; e/ou perfurar mais poços ou construir mais instalações em um projeto do que podemos suportar, seja por meio de pagamento à vista ou de financiamento, o que pode limitar a nossa participação nesses projetos ou limitar o percentual de nossas receitas provenientes desses projetos. Essa limitada capacidade de influenciar as operações de alguns dos nossos blocos pode ter um efeito adverso sobre os nossos resultados operacionais e condição financeira.

De modo geral, as operações a serem desenvolvidas em um bloco exploratório são decididas por meio de um mecanismo de *Pass Mark Vote* estabelecido nos *Joint Operating Agreements*. Através desse mecanismo, todas as votações do Comitê Operacional ficam sujeitas ao voto de um número mínimo de Partes, conforme seus respectivos Percentuais de Participação. Dessa forma, nossa capacidade de influenciar as operações nos blocos em que participamos como não operadores está diretamente relacionada ao nosso percentual de participação e ao *Pass Mark Vote* estabelecido, ressalvados casos em que há a obrigatoriedade de decisão unânime pelas Partes. Para informações adicionais sobre os *Pass Mark Votes* estabelecidos em cada um dos *Joint Operating Agreements*, consulte a Seção 7 do Formulário de Referência.

Dependemos de determinados integrantes da nossa Administração e da nossa equipe de exploração e produção.

O nosso desempenho e o nosso sucesso dependem, em significativa medida, de integrantes essenciais da nossa administração e da nossa equipe de exploração e produção, e a perda ou afastamento de seus membros poderá ser prejudicial para o sucesso do nosso futuro. Ao tomar a decisão de investir em nossa Companhia, o investidor deve estar disposto a confiar, fundamentalmente, no critério e no juízo da nossa administração. A perda de quaisquer dos diretores ou de outros colaboradores essenciais, especialmente de membros de nossa equipe de exploração e produção, poderá acarretar um impacto adverso relevante nos nossos negócios, nos resultados de nossas operações, na nossa situação financeira, bem como no preço de mercado de nossas ações.

A agenda dos projetos de E&P está sujeita a atrasos e estouros de custos orçados, o que poderá afetar adversamente nossos projetos atuais e futuros e, consequentemente, poderemos não ser capazes de atingir nossos esforços de exploração e produção.

Os custos de desenvolvimento de certos projetos de E&P podem variar significativamente e custos de engenharia, contratação, aquisição e abandono (este relativo às despesas de capital que precisaremos incorrer no final da vida útil de uma propriedade para encerrarmos nossas operações em uma área) dependem de diversos fatores que podem ser difíceis ou impossíveis de prever ou mensurar na etapa inicial de um projeto. Não se pode assegurar que a agenda de construção e operação se desenvolverá como planejado, sem quaisquer atrasos ou estouro nos custos orçados. Quaisquer atrasos poderão elevar os custos dos projetos, exigindo capital adicional, não podendo haver garantia de que este capital estará disponível tempestivamente e a custos satisfatórios.

Os projetos poderão ser afetados de forma adversa por um ou mais fatores normalmente associados a grandes projetos industriais, tais como: (i) escassez de equipamentos, materiais e mão de obra; (ii) flutuações nos preços dos materiais de construção, em particular o aço; (iii) atrasos na entrega de equipamentos e materiais; (iv) disputas trabalhistas; (v) acontecimentos políticos; (vi) bloqueios ou embargos; (vii) litígios; (viii) condições meteorológicas adversas; (ix) aumentos imprevistos dos custos; (x) desastres naturais; (xi) acidentes; (xii) complicações de engenharia imprevistas; (xiii) problemas ambientais ou geológicos; e (xiv) outras circunstâncias imprevistas.

Quaisquer desses eventos, ou outros eventos imprevistos, poderão acarretar em atrasos na performance e definição de nossos projetos ou em estouros de custos orçados, fazendo com que não alcancemos nossas metas de exploração e produção, o que poderá ter um efeito material adverso em nossa situação financeira e resultados operacionais.

Informações sobre a Companhia

Nossa sede está localizada na Avenida Presidente Antonio Carlos, nº 51, sala 601 (parte), Município do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, CEP 20020-010 e o número do Departamento de Relações com Investidores é (55 21) 3231-2618. Nosso site é www.qgep.com.br/ri. As informações disponíveis no *website* ou que podem ser acessadas por meio dele, bem como as informações incluídas em qualquer material de marketing publicado na mídia e nos jornais e anúncios de revista, não fazem parte de Prospecto.

RESUMO DOS RELATÓRIOS DE RESERVAS, RECURSOS CONTINGENTES E RECURSOS PROSPECTIVOS ELABORADOS POR CONSULTOR INDEPENDENTE

Esta seção é um sumário, preparado por nós, com base nos relatórios de Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos elaborados pelo consultor independente Gaffney, Cline & Associates ("GCA") em outubro de 2010. Os referidos relatórios que se encontram anexos a este Prospecto não incluem todas as informações que devem ser consideradas antes de investir em nossas ações ordinárias. Antes de tomar uma decisão de investimento, você deve ler este Prospecto e o nosso Formulário de Referência em sua integridade, em especial os fatores de risco constantes dos quadros "4" e "5", o qual se encontra anexo a este Prospecto.

Relatórios da certificadora independente

Os Relatórios da GCA, anexos a este Prospecto, foram preparados de forma independente pela GCA e, não foram preparados para cumprir com as regras e regulamentações de bolsas de valores ou reguladores do mercado de valores mobiliários em qualquer jurisdição. Nossa Administração acredita que os Relatórios da GCA foram preparados empregando-se as melhores estimativas e julgamentos disponíveis no momento pela GCA e apresentam, no melhor entender de nossa Administração, as estimativas de Recursos das nossas Descobertas e Prospectos Exploratórios baseadas no entendimento dos especialistas da GCA e em seu conhecimento da indústria de petróleo e gás natural. No entanto, tais estimativas não são fatos e devem ser tomadas apenas como indicação de nossos resultados e não como garantia de nosso potencial desempenho futuro. Os Relatórios da GCA não incluem todas as informações que podem ser importantes para uma decisão de investimento em nossas ações. À luz destas incertezas, não se deve confiar somente nessas estimativas para tomar sua decisão de investimento e encoraja-se a análise cuidadosa das informações incluídas em outras partes deste Prospecto e no nosso Formulário de Referência. Os Relatórios da GCA não constituem um estudo de viabilidade nos termos da regulamentação da CVM.

Deve-se considerar que as estimativas de Reservas e de Recursos incluídas neste Prospecto refletem certas suposições, análises e técnicas usadas por nós e pelos especialistas da GCA que prepararam os Relatórios da GCA. Nossa capacidade de obter a recuperação das estimativas de Recursos Prospectivos e Contingentes depende, dentre outros fatores, do sucesso de nossos esforços de exploração, desenvolvimento e produção. Não podemos assegurar aos investidores que nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural não serão afetadas material e adversamente por questões políticas, ambientais, entre outras. Vide item 4.1 do nosso Formulário de Referência, anexo ao presente Prospecto.

Os Relatórios da GCA apresentam certas limitações e precauções relacionadas às incertezas inerentes às estimativas de Reservas e Recursos e à futura produção de óleo e gás natural e tais estimativas podem sofrer alterações das apresentadas nos Relatórios da GCA. Os investidores devem conduzir suas próprias análises de investimentos e considerar cuidadosamente as renúncias, precauções e estimativas contidas nos Relatórios da GCA e resumidas neste Prospecto.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes não compilou, examinou ou executou quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar os Relatórios da, GCA nem tampouco expressou sua opinião ou de qualquer forma passou informações contidas nos Relatórios da GCA, e não assumem nenhuma responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

Discussão Técnica

Qualificação

A GCA tem prestado serviços de consultoria na indústria de petróleo no mundo desde 1962. Os engenheiros, geólogos, geofísicos, petrofísicos e economistas profissionais da empresa estão empenhados na avaliação independente de projetos de óleo e gás, na avaliação volumétrica e econômica de hidrocarbonetos.

Escopo do Trabalho e Metodologia

Os relatórios preparados pela GCA foram baseados em nosso atual portfólio de Blocos exploratórios, que estão localizados nas Bacias de Camamu, Santos e Jequitinhonha englobando campos com Reservas Provadas, bem como Recursos Contingentes e prospectivos, tendo por data base 31 de dezembro de 2009. Os Blocos em que detemos participação possuem 12 Prospectos Exploratórios identificados e quatro Descobertas. Nos Relatórios da GCA, foram apresentadas estimativas de Recursos Contingentes e Prospectivos, volumes de produção estimados para cada acumulação, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural na data base de 31 de dezembro de 2009.

O levantamento de auditoria da GCA está fundamentado em estimativas de recursos e reservas e em outras informações fornecidas por nós à GCA em 30 de abril de 2010, que incluíram testes, procedimentos e ajustes considerados necessários. A GCA considerou que as dúvidas que surgiram durante o processo foram solucionadas a contento. O parecer da GCA é que as estimativas dos volumes de gás e hidrocarbonetos líquidos recuperáveis, remanescentes em 31 de dezembro de 2009, são, em geral, razoáveis. Na maioria dos casos, a GCA considera que os dados sísmicos foram muito bons, o suficiente para respaldar as interpretações dadas. Os mapas estruturais e de isópacas recebidos, correlacionam os topos dos poços onde estes estão disponíveis. Na maioria das áreas, a qualidade dos dados sísmicos oferece grande confiabilidade no mapeamento. Porém, ainda há incertezas quando a exatidão das interpretações estruturais uma vez que não há dados disponíveis de poços para calibrar com exatidão os dados sísmicos.

Do mesmo modo, os parâmetros de porosidade e saturação da água obtidos por nós a partir dos perfis foram facilmente confirmados nos dados fornecidos. A GCA também validou as estimativas dos Fatores do Volume da Formação quando havia dados disponíveis. Quando não havia dados disponíveis para os Fatores do Volume da Formação, a GCA aceitou as estimativas da QGEP, porque pareciam razoáveis.

As estimativas de Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos apresentadas neste Prospecto foram elaboradas em conformidade PRMS, aprovada em março de 2007 pela SPE, WPC, AAPG e SPEE. Para mais informações, veja o estudo anexo ao presente Prospecto.

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

No caso dos Recursos Prospectivos, foram estimados pela GCA probabilidade de sucesso geológico e econômico, volumes de produção estimados para cada projeto, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural.

Reservas

A GCA realizou uma auditoria independente das Reservas de gás e condensado do Campo de Manati, do qual temos uma participação de 45%. Entre estas informações, disponibilizamos o histórico de produção do campo junto com a modelagem geológica e simulações numéricas do mesmo.

O Campo de Manati é um campo de gás não associado (gás livre) que iniciou a produção em 2007. Está em vigor um contrato para venda de 6 milhões de m³ de gás por dia para um volume total de 23 bilhões de m³ de gás natural, dos quais, em 31 de dezembro de 2009, restavam 18 bilhões de m³ de gás natural (cerca de 115,1 milhões de *boe* de gás e condensado), após a subtração da produção acumulada até aquela data. Este volume foi categorizado como Reservas Provadas pela GCA, mas estamos finalizando as tratativas para celebrarmos um novo contrato de venda de gás natural com a Petrobras, com volumes adicionais de Manati, o que esperamos que irá aumentar as Reservas Provadas, passando de 115,1 milhões de *boe* para 136,2 milhões de *boe* de gás natural e condensado. Dado que à época da elaboração dos Relatórios da GCA já havia sido iniciada as tratativas para tal contrato, a GCA reconhecia que, quando da assinatura do referido contrato, haveria a reclassificação do volume adicional contratado, passando de Reservas Prováveis para Reservas Provadas.

Do volume de gás certificado como Reserva, já foi subtraída a quantidade utilizada para consumo da plataforma de produção.

A tabela abaixo apresenta informações de Reservas do Campo de Manati calculadas por nós a partir dos números apresentados nos Relatórios da GCA:

Reservas (MM*boe*)[(1)(2)]

			Reservas Brutas		**Reservas Líquidas**	
Campo	**Participação QGEP**	**Lâmina D'água (m)**	**2P**	**3P**	**2P**	**3P**
				(MM*boe*)		
Manati	45%	25	158,0	179,7	71,1	80,8

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) Reservas de gás e condensado.

Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos

A estimativa dos volumes recuperáveis foi fundamentada no método de estimativa volumétrica, a qual considera fatores como a área de acumulação, espessura, porosidade média, média de saturação de hidrocarbonetos, fator de volume da formação, e fator de recuperação estimado com base nas características do reservatório.

A recuperação estimada total de óleo e gás foi obtida através de cálculo probabilístico com o uso de simulações de Monte Carlo. Os parâmetros de entrada foram determinados para os casos baixo, mais provável e alto, sendo informados os percentís P90, P50, e P10, respectivamente, em distribuições triangulares. Em poucas exceções, as áreas baixa e alta foram informadas na distribuição triangular como mínimo e máximo, principalmente na acumulações em que a extensão da área estava restrita aos limites do bloco e não aos limites das estruturas geológicas mapeadas.

Além das estimativas volumétricas dos nossos Recursos Prospectivos na margem brasileira, também solicitamos que a GCA fornecesse uma estimativa da GCOS de cada Prospecto Exploratório.

A atribuição da GCOS a um Prospecto Exploratório é feita rotineiramente no setor, como uma das etapas para avaliar se um Prospecto Exploratório deve ser perfurado ou não. Apesar de haver procedimentos sistemáticos para a estimativa da GCOS, o processo continua dependendo essencialmente de opinião. A estimativa da GCOS é um agregado de probabilidades individuais que contribui para o sucesso geológico em função de:

- trapa e vedação;
- presença e qualidade do reservatório;
- origem e migração; e
- período geológico (*timing*).

Em conclusão, quatro áreas de Descobertas de Recursos Contingentes, localizadas nas Bacias de Camamu e Santos, no Brasil, foram avaliadas pela GCA. Apenas as quantidades de Recursos Contingentes 3C, que representam uma alta estimativa de Recursos Contingentes, são declaradas neste resumo.

A tabela abaixo consolida os volumes de Recursos Contingentes 2C e 3C em 31 de dezembro de 2009 calculados por nós a partir dos números dos Relatórios da GCA.

Recursos Contingentes em 31 de dezembro de 2009[1]

			Recursos Contingentes Brutos		**Recursos Contingentes Líquidos**	
Campo/Área	**Participação QGEP**	**Lâmina D'água (m)**	**2C[2]**	**3C[3]**	**2C[2]**	**3C[3]**
			Óleo Equivalente		**Óleo Equivalente**	
				(MM*boe*)		
Camarão Norte.....	45,0%	50	7,8	10,1	3,5	4,5
Copaiba	22,5%	500	42,2	79,7	9,5	17,9
Jequitiba.....	27,5%	860	31,0	62,4	8,5	17,2
Santos#1	30,0%	470	4,5	9,3	1,4	2,8
TOTAL.....			**85,6**	**161,5**	**22,9**	**42,4**

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados por nós utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1.000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) As estimativas 2C são consideradas as melhores estimativas havendo uma probabilidade de 50% de que o volume que será efetivamente recuperado seja igual ou superior a esta estimativa, caso este recurso seja efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Contingentes serão comercialmente viáveis ou que parte desses Recursos Contingentes serão efetivamente produzidos.

(3) As estimativas 3C são consideradas uma estimativa otimista (*upside*) e há uma baixa probabilidade de que o volume que será efetivamente recuperado seja igual ou superior a esta estimativa, caso este recurso seja efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Contingentes serão comercialmente viáveis ou que parte desses Recursos Contingentes serão efetivamente produzidos.

A tabela abaixo consolida as estimativas médias dos Recursos Prospectivos ajustadas pela chance de sucesso comercial ("CCOS"), preparado com base nos Relatórios da GCA, na data base de 31 de dezembro de 2009:

Recursos Prospectivos Médios (MM*boe*)[1]

Bacias/Prospectos	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	Recursos Prospectivos Médios Não Riscados[2]		Chance de Sucesso Comercial (CCOS)[3]	Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados[4]		Fluido Principal
			Brutos	Líquidos		Brutos	Líquidos	
			MM*boe*			MM*boe*		
Camamu								
CAM#1	20%	1.600	388,5	77,7	30,7%	119,2	23,8	Óleo
Jequitinhonha								
JEQ#1	100%	50	221,0	221,0	27,3%	60,2	60,2	Gás
JEQ#2	100%	50	144,1	144,1	23,0%	33,2	33,2	Gás
Santos								
Santos#1[5]	30%	470	82,5	24,8	20,8%	17,1	5,1	Gás
Santos#2	30%	470	445,5	133,7	36,3%	161,6	48,5	Óleo
Santos#3[5]	30%	470	156,3	46,9	12,4%	19,3	8,5	Óleo
Santos#4	30%	470	984,7	295,4	36,8%	362,3	108,7	Gás
Santos#5	20%	250	523,3	104,7	16,6%	86,7	17,4	Óleo
Santos#6[5]	20%	300	80,7	16,1	12,1%	9,7	2,0	Óleo
Santos#7[5]	20%	250	217,4	43,5	7,1%	15,4	3,1	Gás
Santos#8[5]	20%	200	128,4	25,7	15,3%	19,6	3,9	Óleo
Santos#9[5]	20%	300	56,7	11,3	12,7%	7,2	1,4	Óleo
TOTAL			**3.429,2**	**1.144,8**		**911,8**	**313,2**	

(1) Os recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) O total de volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foram preparados por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que quaisquer volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável,produzi-los ou extraí-los.

(3) CCOS estimado por nós e descrito nos Relatórios da GCA, anexos ao nosso Prospecto.

(4) Os Recursos Prospectivos Riscados Ajustados, foram calculados por nós somando o produto dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo CCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

(5) CCOS ajustado por um fator de dependência adicional de 70% refletindo uma dependência para o desenvolvimento com relação à descobertas adjacentes.

Avaliação Econômica

Reservas

Os testes econômicos e de comercialidade para os volumes das Reservas do Campo de Manati em 31 de dezembro de 2009 foram fundamentados no preço de venda do gás definido em contrato. Esse valor corresponde a US$7,74/Mcf após a conversão de Reais para Dólares, com o cálculo dos impostos locais por dentro (21,25%) e a redução em função do conteúdo de nitrogênio de 5,8%. O cenário futuro do preço do condensado foi fundamentado em premissas estabelecidas pela GCA para cenário futuro do preço do barril do tipo *Brent* cru acrescido de US$8,00/*bbl* para auditoria de Reservas e teste de limite econômico, conforme definido no contrato de venda.

Recursos Contingentes e Prospectivos

Para os Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos, além da estimativa dos volumes e da GCOS, solicitamos que a GCA elaborasse uma avaliação econômica de determinados Recursos Contingentes e casos de Recursos Prospectivos.

Preparamos um cenário de desenvolvimento, curva de produção e custos para os Recursos Contingentes 3C de cada Descoberta e para os Recursos Prospectivos médios de cada Prospecto Exploratório.

Na apresentação desse tipo de análise é comum apresentar apenas o caso intermediário (geralmente a melhor estimativa ou média; neste caso, os Recursos Contingentes 2C), ou apresentar todos os dados mais baixos, a melhor estimativa e os cenários favoráveis (Recursos Contingentes 1C, 2C e 3C) para que possa ser observada a gama de resultados em potencial esperados. Neste caso, preparamos apenas um cenário de desenvolvimento para 3C ou estimativa de recursos favoráveis para cada Descoberta. Portanto, é importante reconhecer que as avaliações econômicas apresentadas nos Relatórios da GCA também representam valores presentes líquidos favoráveis, e que não foi avaliado nenhum caso mais baixo nem de melhor estimativa.

Deve ser ressaltado que nenhuma das Descobertas possui um plano de desenvolvimento confirmado e que nenhum dos Recursos Prospectivos foram de fato descobertos, que todos os cenários de desenvolvimento são hipotéticos e que não há garantia que serão executados desta forma, e caso sejam, que os custos envolvidos no desenvolvimento serão os mesmos assumidos aqui. No entanto, a preparação de tais cenários de desenvolvimento de Descobertas não desenvolvidas e Prospectos Exploratórios estão de acordo com os padrões da indústria para uma avaliação econômica.

A GCA auditou esses cenários de desenvolvimento e de custos e confirmou que, em sua opinião, as estimativas da QGEP, em geral, são razoáveis. Ainda segundo o parecer da GCA, podemos ter sido conservadores em nossas estimativas de investimento (tendo estimado custos mais elevados do que possam ser necessários) em comparação com o custo que é atualmente realizado em desenvolvimentos similares no Brasil e em outros locais.

A tabela abaixo consolida as principais informações dos custos de *capex* e *opex,* estimados por nós e auditados pela GCA, necessários para o desenvolvimento das acumulações já Descobertas e dos Prospectos Exploratórios que poderão vir a ser descobertos:

Bacia	Polo de Desenvolvimento	Prospecto	Volume MM	Anos de Produção	Nº de Poços de Desenvolvimento	Custo por Poço Milhões	Capex	Opex
			(10^6 *boe*)			(10^6 US$)	(US$/*boe*)	
Camamu								
	Polo A	Camarão Norte	5	10	1	40	6,8	9,2
	Polo B	Copaíba	71	11	7	69	9,3	8,8
	Polo C	Jequitiba	62	21	1	77	7,6	15,5
	Polo D	Cam#1	388	19	26	46	9,7	5,8
Santos								
	Polo E	Santos#1	91	21	2	46	3,0	9,9
		Santos#2	446	19	26	81	10,7	5,9
		Santos#3	156	13	14	86	11,2	7,7
		Santos#4	985	30	12	90	4,6	3,9
	Polo F	Santos#5	524	23	33	80	10,6	5,7
		Santos#6	81	10	8	81	15,5	9,5
		Santos#7	217	23	4	80	4,2	15,8
		Santos#8	128	14	10	58	9,5	6,8
		Santos#9	57	11	6	74	17,6	11,4
Jequitinhonha								
	Polo G	Jeq#1	222	25	4	45	4,8	2,7
		Jeq#2	144	25	3	45	2,7	1,8

Esta tabela considera que os Recursos Contingentes serão desenvolvidos e que todos os prospectos serão bem sucedidos, ou seja, todos serão perfurados e resultarão em Descobertas e as Descobertas serão desenvolvidas.

Solicitamos que a GCA elaborasse uma avaliação econômica assumindo uma faixa de preços de óleo e gás (identificados como baixo, base e alto) e taxas de desconto de 8%, 10% e 12%, conforme indicado nos Relatórios da GCA e reproduzido abaixo.

Preços de Óleo e Gás

	Óleo (US$/Bbl)			Gás (US$/MMBtu)		
Ano	**Baixo**	**Médio**	**Alto**	**Baixo**	**Médio**	**Alto**
2010.....	70,00	80,00	90,00	5,00	6,00	7,00
2011.....	71,75	82,00	92,25	5,13	6,15	7,18
2012.....	73,54	85,00	94,56	5,25	6,30	7,35
2013.....	75,38	87,00	96,92	5,38	6,46	7,54
2014.....	77,27	88,00	99,34	5,52	6,62	7,73
2015+.....			+ 2,5% ao ano			

Assumimos que o condensado é negociado a um prêmio de 10% para o preço do óleo. Todos os custos assumem uma inflação de 2,5% ao ano, a partir de 2011, e as estimativas de *royalties*, participação especial, PIS/COFINS e de imposto de renda de pessoa jurídica foram calculadas no modelo econômico da GCA e aplicado de forma adequada para cada caso, e cujo relatório está anexado a este Prospecto.

Conclusão

Resumo da Avaliação Econômica

Deve ser ressaltado que uma avaliação econômica, como as que foram realizadas nos Relatórios da GCA, não representa o nosso valor comercial, o de nossas Descobertas ou dos Prospectos Exploratórios. Esta avaliação econômica representa apenas uma visão estática, sob aspectos limitados, de certas condições na tentativa de entender o nosso potencial valor e o de nossos ativos. Uma avaliação completa de ativos de exploração e produção envolve a consideração de diversos cenários, além da análise de sensibilidade das diversas premissas utilizadas. Tal exercício completo não foi objeto deste estudo.

Portanto, os estudos econômicos apresentados aqui representam uma visão parcial dos diversos cenários que devem ser considerados em uma avaliação completa, e que os VPLs apresentados, sozinhos ou em conjunto, não representam o valor de mercado dos nossos ativos de petróleo. Uma discussão mais completa em considerações e limitações relacionadas a esta avaliação econômica pode ser encontrada nos Relatórios da GCA.

A tabela abaixo consolida as informações de VPL líquido de impostos de Reservas de gás e condensado certificadas do Campo de Manati, de VPL líquido de impostos dos Recursos Contingentes 3C e de VPL líquido de impostos dos Recursos Prospectivos Riscados médios, descontados a uma taxa de 10%:

VPL Líquido para a QGEP e Liquido de Impostos (US$ MM)

		Recursos Contingentes – 3C[2]	Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados[3]
Cenário Preço Óleo (US$mm)	**Reservas 3P Campo de Manati[1]**	**Assumindo Desenvolvimento de Camarão Norte, Copaiba, e Jequitibá**	**Assumindo Perfuração em Todos os Prospectos**
Baixo.....	N/A	264	1.261
Base.....	1.088	324	1.723
Alto	N/A	409	2.200

(1) Para o cálculo do VPL do Campo de Manati, não foram considerados cenários de alto e baixo preço em função do contrato de venda de gás e condensado em vigor.

(2) Para o cálculo do VPL líquido de impostos dos Recursos Contingentes, deve ser notado que foi considerado apenas o cenário de desenvolvimento dos Recursos Contingentes 3C para cada uma das descobertas. Portanto, não foram feitas avaliações econômicas para a estimativa baixa (1C) e mais provável (2C).

(3) O VPL líquido de impostos dos Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados, é o resultado da multiplicação do VPL computado de cada um dos doze prospectos, de acordo com os cenários de desenvolvimento assumidos no caso de descoberta, por uma probabilidade assumida que essa descoberta será feita e desenvolvida com sucesso. Esta probabilidade é o produto do GCOS da GCA multiplicado pela CCOS estimada pela QGEP, sendo esta probabilidade nossa estimativa de que se a descoberta for realizada, ela será comercialmente desenvolvida. O volume dos Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados desta forma corresponde a 313 milhões de *boe*.

Caso Alternativo de Óleo

Os Recursos Prospectivos atribuídos aos Prospectos Exploratórios Jequitinhonha 1 e 2 e Santos 4 e a avaliação econômica resultante, realizada pela GCA, presumem que se houver uma Descoberta, ela deve ser de gás com volumes pequenos de condensado associado. Porém, existe a probabilidade de que se for feita uma Descoberta, ela seja de óleo com volumes pequenos de gás associado. A GCA não opinou sobre qual das possíveis descobertas (óleo ou gás) seria a mais provável. Não obstante, solicitamos que a GCA avaliasse os volumes de Recursos se cada um desses três Prospectos Exploratórios resultasse em uma Descoberta que fosse predominantemente de óleo em vez de gás, e como isso impactaria a análise econômica. O petróleo e os volumes de gás associado e os valores presentes líquidos, presumindo uma Descoberta de óleo são, consequentemente, uma alternativa aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados, não sendo acrescentados aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados.

A tabela abaixo resume os Recursos Prospectivos médios para estes Prospectos Exploratórios, considerando que suas acumulações sejam somente de óleo, conforme fundamentado acima.

Recursos Prospectivos Médios (milhões de *boe*)[1]

Bacias/Prospectos	Participação QGEP	Lâmina D'água	Recursos Prospectivos Médios Não Riscados[2]		Chance de Sucesso Comercial (CCOS)[3]	Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados[4]		Fluido Principal
			Brutos	Líquidos		Brutos	Líquidos	
		(m)	milhões de *boe*			milhões de *boe*		
Jequitinhonha								
JEQ#1	100%	50	203,5	203,5	30,7%	55,5	55,5	Óleo
JEQ#2	100%	50	121,8	121,8	23,0%	28,1	28,1	Óleo
Santos								
Santos#4.....	30%	470	490,9	147,3	36,8%	180,7	54,2	Óleo
TOTAL.....			**816,1**	**472,5**		**264,93**	**137,8**	

(1) Os números de Reservas e Recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) O total de volumes dos Recursos Prospectivos Não Riscados foi preparado por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

(3) CCOS estimado pela QGEP e descrito nos Relatórios da GCA, anexos a este Prospecto.

(4) Os Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados, foram calculados pela QGEP somando o produto dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo CCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

A tabela abaixo resume o VPL potencial somente para os três Prospectos Exploratórios citados, descontado a uma taxa de 10%, datado de 31 de dezembro de 2009:

VPL LÍquido para a QGEP e Liquido de Impostos (US$ MM)

Cenário Preço Óleo (US$mm)	Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados		
	Jeq#1	Jeq#2	Santos#4
Baixo.....	676	329	413
Base.....	818	403	522
Alto	968	481	636

O VPL potencial para os nossos Recursos Prospectivos é demonstrado a seguir, considerando o caso de que seja encontrado óleo nos Prospectos Exploratórios JEQ#1 e JEQ#2 da Bacia de Jequitinhonha e no Prospecto Exploratório SANTOS#4 da Bacia de Santos, descontado a uma taxa de 10%, datado de 31 de dezembro de 2009.

VPL Liquido para a QGEP e Liquido de Impostos (US$ MM)

Cenário Preço Óleo (US$mm)	Reservas 3P Campo de Manati[1]	Recursos Contingentes – 3C[2]	Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados[3] Assumindo Perfuração em Todos os Prospectos
Baixo	N/A	264	2.133
Base	1.088	324	2.677
Alto	N/A	409	3.253

(1) Para o cálculo do VPL do Campo de Manati, não foram considerados cenários de alto e baixo preço em função do contrato de venda de gás e condensado em vigor.

(2) Para o cálculo do VPL líquido de impostos dos Recursos Contingentes, deve ser notado que foi feito apenas o cenário de desenvolvimento dos Recursos Contingentes 3C para cada uma das Descobertas. Portanto, não foram feitas avaliações econômicas para a estimativa baixa (1C) e mais provável (2C).

(3) O VPL líquido de impostos dos Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados, é o resultado da multiplicação do VPL computado de cada um dos doze prospectos, de acordo com os cenários de desenvolvimento assumidos no caso de descoberta, pelo CCOS constante nos Relatórios da GCA.

Cenário de Integração do Desenvolvimento de Santos#2 e Santos#4

Segundo os Relatórios da GCA, há potencial para o aumento de cerca de US$100 milhões nos VPLs ajustados ao risco se houver descoberta de óleo nos Prospecto Exploratórios Santos#2 e Santos#4 e se os mesmos forem desenvolvidos em conjunto. Conforme previamente observado nos Relatórios da GCA, as mesmas precauções se aplicam a todos os VPLs ajustados ao risco porque presumem que todos os Prospectos Exploratórios identificados sejam perfurados, mesmo não havendo certeza de que isso venha a ocorrer nem de que haja alguma Descoberta, nem de que haverá desenvolvimentos subsequentes e, mesmo que haja, que venham a ser desenvolvidos segundo o tamanho e da forma contemplados nos casos apresentados nos Relatórios da GCA.

SUMÁRIO DA OFERTA

O presente sumário não contém todas as informações que o potencial investidor deve considerar antes de investir em nossas Ações. O potencial investidor deve ler cuidadosa e atentamente todo o Prospecto, incluindo as informações contidas na seção "Fatores de Risco", a partir da página 35, e nas demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas, a partir da página 501, para melhor compreensão das atividades da Companhia e da Oferta, antes de tomar a decisão de investir nas Ações.

Companhia	QGEP Participações S.A.
FIP Quantum	Quantum – Fundo de Investimento em Participações.
BofA Merrill Lynch	Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.
BTG Pactual	Banco BTG Pactual S.A.
Coordenador Líder ou Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
Coordenadores da Oferta	O BofA Merrill Lynch, o BTG Pactual e o Coordenador Líder, considerados em conjunto.
Coordenadores Contratados	O BB Investimentos, o BNP, o Citi, a Link e o Santader, considerados em conjunto.
Instituições Consorciadas	Instituições intermediárias autorizadas a operar na BM&FBOVESPA que tenham aderido ao Contrato de Distribuição por meio da assinatura do Termo de Adesão ao Contrato de Distribuição, contratadas para efetuar esforços de colocação das Ações junto a Investidores Não-Institucionais.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores da Oferta, conjuntamente com os Coordenadores Contratados e as Instituições Consorciadas.
Agentes de Colocação Internacional	Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, BTG Pactual US Capital Corp., Itau BBA USA Securities, Inc., Jefferies & Company, Inc., UBS Securities LLC e agentes de determinados Coordenadores Contratados.
Ações	As ações ordinárias de emissão da Companhia no âmbito da Oferta Primária, e as Ações do Lote Suplementar, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, consideradas em conjunto.
Ações da Oferta Base	69.340.017 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, objeto da Oferta Base.
Oferta	Oferta pública de distribuição de Ações no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, nos termos da Instrução CVM 400, mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em regime de garantia firme de liquidação de forma individual e não solidária para as Ações da Oferta Base, e com a participação dos Coordenadores Contratados e das Instituições Consorciadas, por eles convidadas.

Foram também realizados, esforços de colocação das Ações no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional e por determinadas instituições financeiras contratadas, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act*, em operações isentas de registro previstas no *Securities Act*, e a investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act*, respeitada a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor e, em qualquer caso, por meio de mecanismos de investimento regulamentados pela legislação brasileira aplicável, especialmente pela CVM, pelo BACEN e pelo CMN. Não foi e nem será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil. As Ações não podem ser ofertadas ou vendidas nos Estados Unidos da América ou a pessoas consideradas *U.S. Persons*, conforme definido no Regulamento S, exceto de acordo com isenções de registro nos termos do *Securities Act*.

Oferta Primária

A oferta pública de distribuição primária das Ações da Oferta Base. Na emissão das Ações da Oferta Base haverá exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas na subscrição de Ações da Oferta Base, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei das Sociedades por Ações.

Ações Adicionais

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações da Oferta Base poderia ter sido, mas não foi, a critério da Companhia e do FIP Quantum, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, acrescida em até 20% das Ações da Oferta Base, ou seja, 13.868.003 ações de emissão da Companhia e de titularidade do FIP Quantum, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base, sendo que, nessa hipótese, as Ações Adicionais seriam alienadas nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base e alocadas integralmente a Investidores Institucionais e, portanto, os Investidores Não-Institucionais não participariam da eventual oferta secundária. A oferta secundária ocorreria se, e somente se, houvesse oferta das Ações Adicionais, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, não tendo havido tal oferta.

Ações do Lote Suplementar

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações da Oferta Base poderá ser acrescida em até 15%, ou seja, em até 10.401.002 ações de emissão da Companhia, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base, conforme opção para subscrição de tais Ações do Lote Suplementar outorgada pela Companhia ao BTG Pactual, as quais serão destinadas a atender um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta. O BTG Pactual 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 da negociação das Ações 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 da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento em que foi fixado o Preço por Ação tenha sido tomada em comum acordo entre os Coordenadores da Oferta. Salvo se disposto de maneira diversa, a referência às Ações também será referência às Ações do Lote Suplementar.

Público-Alvo	A Oferta será direcionada, na Oferta de Varejo, a Investidores Não-Institucionais, inclusive Colaboradores, e, na Oferta Institucional, a Investidores Institucionais. Para mais informações, vide seção "Informações Relativas à Oferta – Público-Alvo" na página 61 deste Prospecto.
Investidores Institucionais	Investidores pessoas físicas, jurídicas e clubes de investimento registrados na BM&FBOVESPA, cujas intenções específicas ou globais de investimento excedam o limite de R$300.000,00 estabelecido para a Oferta de Varejo, fundos de investimento, fundos de pensão, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo BACEN, condomínios destinados a aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização, investidores considerados qualificados nos termos do artigo 109 da Instrução CVM 409 e determinados investidores estrangeiros que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento da Resolução 2.689 e da Instrução CVM 325 ou, ainda, nos termos das normas de investimento direto da Lei 4.131.
Investidores Não-Institucionais	Investidores pessoas físicas e jurídicas, e clubes de investimento registrados na BM&FBOVESPA, e os Colaboradores, em qualquer caso residentes e domiciliadas no Brasil que realizaram Pedido de Reserva, para a subscrição das Ações da Oferta Base, observado o valor mínimo de investimento de R$3.000,00 e o valor máximo de investimento de R$300.000,00, por Investidor Não-Institucional, de acordo com os procedimentos previstos para a Oferta de Varejo.
Colaboradores	Administradores e empregados das Sociedades do Grupo QG, respectivamente considerados como tais os membros do Conselho de Administração e da Diretoria de tais sociedades e os empregados com vínculo empregatício com tais sociedades, que se encontravam em pleno exercício de seus respectivos mandatos ou integravam as respectivas folhas de pagamentos em 31 de dezembro de 2010, e que tinham remuneração mensal igual ou maior do que R$15.000,00.
Pessoas Vinculadas	Nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400, são consideradas pessoas vinculadas à Oferta quaisquer pessoas que sejam: (i) administradores ou controladores da Companhia; (ii) administradores ou controladores de quaisquer das Instituições Participantes da Oferta ou de quaisquer dos Agentes de Colocação Internacional; (iii) outras pessoas vinculadas à Oferta; ou (iv) cônjuges, companheiros, ascendentes, descendentes ou colaterais até o segundo grau de qualquer uma das pessoas referidas nos itens (i), (ii) e (iii) anteriores
Oferta de Varejo	A quantidade de, no mínimo, 10%, e, no máximo, 15% das Ações da Oferta Base será destinada prioritariamente a Investidores Não-Institucionais que realizaram o Pedido de Reserva para a subscrição das Ações no âmbito da Oferta, observado o valor mínimo de investimento de R$3.000,00 e o valor máximo de investimento de R$300.000,00 por Investidor Não-Institucional, sendo que os Colaboradores que se declararam como tais no respectivo Pedido de Reserva terão prioridade sobre os demais Investidores Não-Institucionais para a subscrição: (i) de até 1,5% das Ações da Oferta Base; e (ii) de eventuais sobras da Oferta de Varejo. O Colaborador que não indicou sua condição no Pedido de Reserva foi considerado como um Investidor Não-Institucional comum e, portanto, não foi considerado para a oferta prioritária aos Colaboradores.

Oferta Institucional	As Ações objeto da Oferta que não forem prioritariamente alocadas na Oferta de Varejo, bem como eventuais sobras da Oferta de Varejo serão destinadas à Oferta Institucional, que é direcionada a Investidores Institucionais. Não foram admitidas para os Investidores Institucionais reservas antecipadas, tampouco limite máximo de investimento.
Pedido de Reserva	Formulário específico preenchido durante o Período de Reserva por Investidor Não-Institucional que desejou participar da Oferta de Varejo durante o Período de Reserva.
Período de Reserva	Foi concedido aos Investidores Não-Institucionais o prazo de oito dias úteis, iniciado em 26 de janeiro de 2011, inclusive, e encerrado em 04 de fevereiro de 2011, inclusive, para a realização dos Pedidos de Reserva.
Período de Reserva para Pessoas Vinculadas	Aos Investidores Não-Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas foi concedido o prazo de um dia útil, iniciado e encerrado em 26 de janeiro de 2011, para a realização dos respectivos Pedidos de Reserva, data esta que antecedeu em oito dias úteis a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.
Preço por Ação	No contexto da Oferta, o Preço por Ação é R$19,00. O Preço por Ação foi fixado com base no resultado do Procedimento de *Bookbuilding* conduzido pelos Coordenadores da Oferta, junto a Investidores Institucionais, no Brasil e no exterior, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400, e de acordo com os critérios indicados no artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações. A escolha do critério de determinação do Preço por Ação por meio da realização do Procedimento de *Bookbuilding* justifica-se pelo fato de que tal critério reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentaram suas intenções de subscrição das Ações no âmbito da Oferta, e não haverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia, nos termos do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações. Os Investidores Não-Institucionais não participaram do Procedimento de *Bookbuilding* e, portanto, do processo de determinação do Preço por Ação.
Procedimento de *Bookbuilding*	Processo de coleta de intenções de investimento de Investidores Institucionais, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400 e de acordo com o artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações. Foi aceita a participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação destas no Procedimento de *Bookbuilding*, até o limite máximo de 20% das Ações da Oferta Base. Como não foi verificado excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações da Oferta Base, não foi vedada a colocação de Ações aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas. Os investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para proteção (*hedge*) de operações com derivativos (inclusive *total return swap*) não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para os fins da Oferta.

	A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das ações de emissão da Companhia no mercado secundário. Para mais informações acerca dos riscos relativos à participação de Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, veja o Fator de Risco "A participação de Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá ter um impacto adverso na liquidez das Ações e na definição do Preço por Ação" na Seção "Fatores de Risco", na página 35 deste Prospecto.
Valor Total da Oferta	R$1.317.460.323,00 (com base no Preço por Ação e sem considerar as Ações do Lote Suplementar), decorrentes exclusivamente da Oferta Primária.
Plano de Distribuição	Os Coordenadores da Oferta, com a expressa anuência da Companhia, elaboraram o plano de distribuição das Ações, nos termos do parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400, e do Regulamento do Novo Mercado, no que diz respeito ao esforço de dispersão acionária, o qual levou em conta as relações da Companhia, e dos Coordenadores da Oferta com seus clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica, observado que os Coordenadores da Oferta deverão ter assegurado a adequação do investimento ao perfil de risco de seus clientes, bem como o tratamento justo e equitativo aos Investidores, em conformidade com o artigo 21 da Instrução CVM 400.
Regime de Distribuição – Garantia Firme de Liquidação	Os Coordenadores da Oferta realizarão a colocação das Ações da Oferta Base em regime de garantia firme de liquidação. A garantia firme de liquidação consiste na obrigação, individual e não solidária, dos Coordenadores da Oferta de subscrever e integralizar nas respectivas proporções de suas garantias firmes prestadas, na Data de Liquidação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre: (a) o número de Ações da Oferta Base objeto da garantia firme de liquidação individual e não solidária prestada por tal Coordenador da Oferta, nos termos do Contrato de Distribuição; e (b) o número de Ações da Oferta Base efetivamente subscritas por Investidores e por esses integralizadas. Referida garantia firme não inclui as Ações do Lote Suplementar. Para os fins do disposto no item 5 do Anexo VI à Instrução CVM 400, caso os Coordenadores da Oferta eventualmente venham a subscrever Ações da Oferta Base nos termos acima e tenham interesse em vender tais Ações durante o Prazo de Distribuição, ou até a publicação do Anúncio de Encerramento, se esta ocorrer primeiro, o preço de venda de tais Ações será o preço de mercado das ações ordinárias de emissão da Companhia, 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 no Contrato de Estabilização contratadas pela Companhia mediante a celebração do Contrato de Estabilização. Tal garantia firme é vinculante a partir da celebração do Contrato de Distribuição, da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, da concessão do registro da Oferta pela CVM, da publicação do Anúncio de Início e da disponibilização do Prospecto Definitivo.

Prazo de Distribuição	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. O término da Oferta e seu resultado serão anunciados mediante a publicação de Anúncio de Encerramento, em conformidade com o artigo 29 da Instrução CVM 400. O prazo para a distribuição das Ações objeto da Oferta tem início na data de publicação do Anúncio de Início, e será encerrado na data da publicação do Anúncio de Encerramento, limitado ao prazo máximo de seis meses, contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início.
Data de Liquidação	A liquidação física e financeira das Ações da Oferta Base sem considerar as Ações do Lote Suplementar, será realizada no prazo de até três dias úteis contados da data de publicação do Anúncio de Início, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição.
Data de Liquidação das Ações do Lote Suplementar	A liquidação física e financeira das Ações do Lote Suplementar, se houver, deverá ser realizada até o terceiro dia útil seguinte à data do exercício da Opção de Lote Suplementar, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição.
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações	As Ações conferem a seus titulares os seguintes direitos: (i) direito de voto nas Assembleias Gerais da Companhia, sendo que cada Ação corresponderá a um voto; (ii) direito ao dividendo mínimo 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 controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação como por meio de operações sucessivas (100% *tag along*); (iv) direito ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia a partir da Data de Liquidação, conforme o caso; (v) direito de alienação de suas ações em oferta pública a ser efetivada pelo acionista controlador, em caso de cancelamento do registro de companhia aberta ou de cancelamento de listagem das ações de emissão da Companhia no Novo Mercado, segmento especial de listagem da BM&FBOVESPA, pelo seu valor econômico, apurado mediante laudo de avaliação elaborado por empresa especializada e independente; e (vi) todos os demais direitos assegurados às Ações, nos termos previstos no Regulamento do Novo Mercado, no estatuto social da Companhia e na Lei das Sociedades por Ações. Para mais informações, ver seção "Informações Relativas à Oferta – Direitos, Vantagens e Restrições das Ações" na página 71 deste Prospecto.

Restrições à Negociação de Ações (*Lock-up*)

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, ressalvadas determinadas exceções nele previstas, os administradores e os acionistas controladores da Companhia não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações de emissão da Companhia e derivativos lastreados nessas ações de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta, durante os primeiros seis meses subsequentes à Oferta, que é a primeira distribuição pública de ações da Companhia após a assinatura do contrato de participação no Novo Mercado. Após esse período inicial de seis meses, os administradores e os acionistas controladores da Companhia não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de emissão da Companhia e derivativos lastreados nessas ações de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Adicionalmente ao disposto acima, a Companhia, seus administradores, e seus acionistas controladores (em conjunto "Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários"), celebraram acordos de restrição à venda das ações de emissão da Companhia (*lock-ups*), por meio dos quais se comprometeram, sujeitos tão somente às exceções previstas em referidos acordos, durante o período que se inicia na data de assinatura do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement* e que se encerra 180 dias, inclusive, após a publicação do Anúncio de Início, a: (i) não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar, conceder qualquer opção de compra ou de qualquer outra forma dispor ou conceder quaisquer direitos, registrar ou fazer com que seja levado a registro documento nos termos do *Securities Act* ou das leis brasileiras, em todos os casos relaçionados a, qualquer ação de emissão da Companhia a ser emitida ou que seja detida pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários na data de assinatura do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement* ou qualquer opção ou *warrant* de emissão da Companhia a ser emitido ou que seja detido pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários para a compra de qualquer ação ou qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia a ser emitido ou que seja detido pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários conversível em, ou permutável por, ou que represente o direito de receber ações de emissão da Companhia ou detidas diretamente pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários ou em que estas tenham titularidade, nos termos da legislação aplicável; (ii) não celebrar qualquer contrato de *swap* ou qualquer acordo que transfira à outra parte, no todo ou em parte, qualquer valor econômico decorrente da titularidade das ações ou de qualquer valor mobiliário conversível, passível de exercício ou permutável por ações de emissão da Companhia, ou de *warrants* ou outro direito de compra de ações de emissão da Companhia, independentemente se tal operação seja realizada pela entrega das ações ou de qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, por dinheiro ou outra forma; e (iii) a não publicar anúncio com a intenção de efetuar qualquer operação acima descrita ("Período Restritivo").

Não obstante as operações vedadas durante o Período Restritivo, as seguintes transferências de valores mobiliários da Companhia são permitidas ("Transferências Permitidas" ou, se referidas individualmente, "Transferência Permitida"): (i) a transferência por Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários de Ações de sua titularidade para uma ou mais pessoas físicas com o propósito de torná-las elegíveis para cargos no Conselho de Administração da Companhia, quando aplicável; (ii) a transferência do valor mobiliário detido por representante de Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários que ocupe cargo no Conselho de Administração da Companhia para Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários ou para outra pessoa física por eles designada com o propósito de torná-la elegível para cargo no Conselho de Administração da Companhia, quando aplicável, na hipótese do referido representante de Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários ser destituído do referido cargo ou, por qualquer razão, deixá-lo; (iii) a transferência por Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários de Ações de sua titularidade por doação de boa fé; (iv) em transferência para o benefício direto ou indireto das Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários e/ou parentes imediatos destas; (v) transferência para instituições de caridade ou de fins não lucrativos; (vi) distribuição aos sócios, membros ou detentores de participação societária das Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários; (vii) transferência para qualquer de suas afiliadas (nos termos da Regra 405 da *Securities Act*); ou (viii) mediante o prévio consentimento (sendo que tal consentimento não poderá ser retido sem justificativa) dos Coordenadores da Oferta, desde que, nos casos previstos nos itens (i) a (vii) acima, antes de qualquer transferência, o destinatário das ações concorde por escrito a cumprir com os acordos de restrição à venda das ações de emissão da Companhia (*lock-ups*); (ix) transferências realizadas para fins de estabilização do preço das Ações; (x) a transferência de ações a uma corretora, com o consentimento dos Coordenadores da Oferta, no contexto da realização de atividades de formador de mercado, de acordo com a legislação aplicável, inclusive com a Instrução CVM nº 384, de 17 de março de 2003 ("Instrução CVM 384"), ressalvando-se que nenhuma autorização será necessária caso as atividades de formador de mercado sejam realizadas por corretoras pertencentes ao grupo econômico dos Coordenadores da Oferta; e (xi) a transferência de ações adquiridas na BM&FBOVESPA após a data da assinatura dos acordos de *lock-up*.

Para mais informações, ver o item "Restrições à Negociação de Ações – (*Lock-up*)", na seção "Informações Relativas à Oferta", na página 57 deste Prospecto.

Conselho Fiscal

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, seu Conselho Fiscal, de caráter não permanente, somente será instalado quando por solicitação dos acionistas na forma da Lei das Sociedades por Ações.

Resolução de Conflitos por Meio de Arbitragem

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, a Companhia, seus acionistas, os membros do seu Conselho de Administração, os membros de sua Diretoria e os membros do seu Conselho Fiscal, quando instalado, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre a Companhia, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação do Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Free Float	Após a conclusão da Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar, estima-se que 27,1% das ações ordinárias de emissão da Companhia estarão em circulação.
Contrato de Empréstimo	Contrato de Empréstimo de Ações Ordinárias de Emissão da QGEP Participações S.A., celebrado entre: (i) o BTG Pactual, como "Tomador"; (ii) BTG Pactual CTVM, como "Corretora"; e (iii) a QGSA, como "Doador" e a BM&FBOVESPA como interveniente-anuente, o qual rege os procedimentos para empréstimo das Ações para atender a eventual excesso de demanda, e que será aprovado pela CVM antes da publicação do Anúncio de Início.
Agente Estabilizador	O BTG Pactual é o agente autorizado para realização de operações de estabilização de preço das Ações no mercado brasileiro.
Mercados de Negociação	A Companhia solicitou o registro para negociação de suas ações ordinárias no segmento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, sendo que as ações ordinárias de sua emissão estarão listadas no Novo Mercado sob o código "QGEP3", a partir do primeiro dia útil seguinte à publicação do Anúncio de Início. Não foi e não será realizado nenhum registro da Oferta das Ações junto à SEC, nem a qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil. As Ações não poderão ser ofertadas ou vendidas nos Estados Unidos da América ou a pessoas consideradas U.S. persons, conforme definido no Regulamento S, exceto de acordo com isenções de registro nos termos do Securities Act.
Inadequação da Oferta a Certos Investidores	O investimento em Ações, sendo um investimento em renda variável, representa um investimento de risco e, assim, os investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos a diversos riscos, inclusive aqueles relacionados à volatilidade do mercado de capitais, à liquidez das Ações e à oscilação de suas cotações em bolsa, e, portanto, poderão perder uma parcela ou a totalidade de seu eventual investimento. O investimento em Ações não é, portanto, adequado a investidores avessos aos riscos relacionados à volatilidade do mercado de capitais. Ainda assim, não há nenhuma classe ou categoria de investidor que esteja proibida por lei de subscrever e/ou adquirir as Ações. Os investidores devem ler atentamente o Prospecto, principalmente a seção "Fatores de Risco", nas páginas 35 a 37 deste Prospecto, que contém a descrição de certos riscos que a Companhia atualmente acredita serem capazes de afetá-la de maneira adversa.
Fatores de Risco	Para explicação acerca dos fatores de risco que devem ser considerados cuidadosamente antes da decisão de investimento nas Ações, vide seção "Fatores de Risco", nas páginas 35 a 37 deste Prospecto, além de outras informações incluídas neste Prospecto e no Formulário de Referência.

Aprovações Societárias

A realização da Oferta foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 26 de outubro de 2010, cuja ata foi publicada no DOERJ e no jornal "Jornal do Commercio" em 22 de dezembro de 2010 e registrada na JUCERJA em 28 de outubro de 2010.

A determinação da quantidade de Ações da Oferta Base e o efetivo aumento do capital da Companhia, com exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas na subscrição das Ações da Oferta Base, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei Sociedades por Ações, assim como o Preço por Ação foram deliberados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 07 de fevereiro de 2011, cuja ata será publicada no jornal "Jornal do Commercio" na data de publicação do Anúncio de Início e no DOERJ no dia 09 de fevereiro de 2011.

Cronograma da Oferta

Vide seção "Informações Relativas à Oferta – Cronograma da Oferta" na página 62 deste Prospecto.

Informações Adicionais

Para descrição completa das condições aplicáveis à Oferta, vide a seção "Informações Relativas à Oferta" na página 57 deste Prospecto. O registro da Oferta foi solicitado pela Companhia e pelo Coordenador Líder em 01 de novembro de 2010, estando a presente Oferta sujeita à prévia aprovação da CVM. Mais informações sobre a Oferta poderão ser obtidas junto às Instituições Participantes da Oferta nos endereços indicados na seção "Informações Relativas à Oferta" na página 57 deste Prospecto.

INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA

Composição Atual do Nosso Capital Social

Na data deste Prospecto, a composição do capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado é de R$620.416.742,82, representado por 186.065.886 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

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

Espécie e Classe	Quantidade
Ações Ordinárias	186.065.886
Total	**186.065.886**

Após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações da Oferta Base, a composição do capital social da Companhia será a seguinte, sem considerar o exercício integral da Opção de Lote Suplementar:

Espécie e Classe	Quantidade
Ações Ordinárias	255.405.903
Total	**255.405.903**

Após a conclusão da Oferta, a composição do capital social da Companhia será a seguinte, considerando o exercício integral da Opção de Lote Suplementar:

Espécie e Classe	Quantidade
Ações Ordinárias	265.806.905
Total	**265.806.905**

Principais Acionistas e Membros da Administração

A tabela abaixo contém informações sobre a quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia, detidas pelos acionistas titulares de 5% ou mais das ações ordinárias de emissão da Companhia e Administradores da Companhia e outros: (i) na data deste Prospecto; e (ii) após a conclusão da Oferta, sem considerar o exercício integral da Opção de Lote Suplementar:

	Número de Ações e Percentual			
	Antes da Oferta		Depois da Oferta[(1)]	
Acionista[(1)]	Ações Ordinárias	%	Ações Ordinárias	%
QGSA	167.459.291	90,0	167.459.291	65,6
FIP Quantum	18.606.588	10,0	18.606.588	7,3
Administradores	7	0,0	7	0,1
Outros acionistas	–	–	–	–
Ações em circulação	0	0	69.340.017	27,1
Total	**186.065.886**	**100,0**	**255.405.903**	**100,0**

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre os acionistas da Companhia titulares de mais de 5% de seu capital social, inclusive sua composição societária, ver item 15.2 na página 434 do Formulário de Referência e a seção "Principais Acionistas", na página 103 deste Prospecto.

A tabela abaixo contém informações sobre a quantidade de ações ordinárias de emissão da Companhia, detidas pelos acionistas titulares de 5% ou mais das ações ordinárias de emissão da Companhia e Administradores da Companhia e outros: (i) na data deste Prospecto; e (ii) após a conclusão da Oferta, considerando o exercício integral da Opção de Lote Suplementar:

	Número de Ações e Percentual			
	Antes da Oferta		Depois da Oferta[(1)]	
Acionista[(1)]	**Ações Ordinárias**	**%**	**Ações Ordinárias**	**%**
QGSA	167.459.291	90,0	167.459.291	62,9
FIP Quantum	18.606.588	10,0	18.606.588	7,0
Administradores	7	0,0	7	0,1
Outros acionistas	–	–	–	–
Ações em circulação	0	0	79.741.019	30,0
Total	**186.065.886**	**100,0**	**265.806.905**	**100,0**

(1) Para uma descrição mais detalhada sobre os acionistas da Companhia titulares de mais de 5% de seu capital social, inclusive sua composição societária, ver item 15.2 na página 434 do Formulário de Referência e a seção "Principais Acionistas", na página 103 deste Prospecto.

Descrição da Oferta

A Oferta compreende a distribuição pública primária de 69.340.017 ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, nos termos da Instrução CVM 400, sob a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em regime de garantia firme de liquidação para as Ações da Oferta Base, e com a participação dos Coordenadores Contratados e das Instituições Consorciadas.

Foram também realizados, esforços de colocação das Ações no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional e por determinadas instituições financeiras contratadas, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act*, em operações isentas de registro previstas no *Securities Act*, e a investidores residentes nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act*, observada a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor e, em qualquer caso, por meio de mecanismos de investimento regulamentados pelo CMN, pelo BACEN, pela CVM e demais legislações brasileiras aplicáveis, nos termos do Contrato de Colocação Internacional (*Placement Facilitation Agreement*). Não foi e nem será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil. As Ações não podem ser ofertadas ou vendidas nos Estados Unidos da América ou a pessoas consideradas *U.S. persons*, conforme definido no Regulamento S, exceto de acordo com isenções de registro nos termos do *Securities Act*.

Nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações da Oferta Base poderá ser acrescida em até 15%, ou seja, em até 10.401.002 ações de emissão da Companhia, nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base, conforme opção para subscrição de tais Ações do Lote Suplementar outorgada no Contrato de Distribuição pela Companhia ao BTG Pactual, as quais serão destinadas a atender um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta ("Opção de Lote Suplementar"). O BTG Pactual, 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 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 da Oferta, desde que a decisão de sobrealocação das Ações no momento em que for fixado o Preço por Ação tenha sido tomada em comum acordo entre os Coordenadores da Oferta.

Nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, a quantidade total de Ações da Oferta Base poderia ter sido, mas não foi, a critério da Companhia e do FIP Quantum, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, acrescida em até 20% das Ações da Oferta Base, ou seja, 13.868.003 ações de emissão da Companhia e de titularidade do FIP Quantum ("Ações Adicionais"), nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base, sendo que, nessa hipótese, as Ações Adicionais seriam alienadas nas mesmas condições e no mesmo preço das Ações da Oferta Base e alocadas integralmente a Investidores Institucionais e, portanto, os Investidores Não-Institucionais não participariam da eventual oferta secundária. A oferta secundária ocorreria se, e somente se, houvesse oferta das Ações Adicionais, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, não tendo havido tal oferta.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, o Preço por Ação é de R$19,00 ("Preço por Ação").

O Preço por Ação foi fixado com base no resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400 e de acordo com o artigo 170, parágrafo 1º, inciso III, da Lei das Sociedades por Ações. Nos termos do inciso III do parágrafo primeiro do artigo 170 da Lei das Sociedades por Ações, a escolha do critério para determinação do Preço por Ação encontra-se justificada pelo fato de que o Preço por Ação não promove a diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia e de que as Ações serão distribuídas por meio de oferta pública, em que o valor de mercado das Ações foi determinado de acordo com o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, que reflete o valor pelo qual os Investidores Institucionais apresentaram suas ordens de investimento no contexto da Oferta. Os Investidores Não-Institucionais não participaram do Procedimento de *Bookbuilding*, e, portanto, não participaram da fixação do Preço por Ação.

Foi aceita a participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação destas no Procedimento de *Bookbuilding*, até o limite máximo de 20% das Ações da Oferta Base. Como não foi verificado excesso de demanda superior em 1/3 a quantidade de Ações da Oferta Base, não foi vedada a colocação de Ações aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas. Os investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para proteção (*hedge*) de operações com derivativos (inclusive *total return swap*) não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para os fins da Oferta. **A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das Ações de emissão da Companhia no mercado secundário.**

Para mais informações acerca dos riscos relativos à participação de Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, veja o Fator de Risco "A participação de Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* poderá ter um impacto adverso na liquidez das Ações e na definição do Preço por Ação" na Seção "Fatores de Risco", na página 35 deste Prospecto.

Quantidade, Valor e Recursos Líquidos

Os quadros seguintes indicam a quantidade de Ações, o Preço por Ação, o valor total dos recursos oriundos da Oferta, das comissões pagas e dos recursos líquidos recebidos pela Companhia no âmbito da Oferta em cada uma das hipóteses abaixo descritas.

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

Oferta	Quantidade	Valor (R$)	Comissões (R$)	Recursos Líquidos (R$)[1]
Por Ação	1	19,00	0,57	18,43
Total	**69.340.017**	**1.317.460.323,00**	**39.523.809,69**	**1.277.936.513,31**

(1) Considerando a dedução das comissões ocorridas na Oferta.

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

Oferta	Quantidade	Valor (R$)	Comissões (R$)	Recursos Líquidos (R$)[1]
Por Ação	1	19,00	0,57	18,43
Total	**79.741.019**	**1.515.079.361,00**	**45.452.380,83**	**1.469.626.980,17**

(1) Considerando a dedução das comissões ocorridas na Oferta.

Custos de Distribuição

As comissões devidas aos Coordenadores da Oferta serão pagas pela Companhia. As despesas com auditores e advogados e consultores legais serão pagas pela Companhia.

Abaixo segue a descrição dos custos relativos à Oferta, sem considerar as Ações do Lote Suplementar:

Cálculo Comissões e Despesas	Valor (R$)[1]	% em Relação ao Valor Total da Oferta	Valor por Ação (R$)	% em Relação ao Preço por Ação
Comissão de Coordenação	6.323.810	0,48%	0,09	0,48%
Comissão de Colocação	18.971.429	1,44%	0,27	1,44%
Comissão de Garantia Firme de Liquidação	6.323.810	0,48%	0,09	0,48%
Comissão de Incentivo	7.904.762	0,60%	0,11	0,60%
Total de Comissões	**39.523.810**	**3,00%**	**0,57**	**3,00%**
Impostos sobre Comissões[2]	4.221.414	0,32%	0,06	0,32%
Despesas de Registro da Oferta	82.870,00	0,01%	0,00	0,01%
Despesas com Auditores	820.000,00	0,06%	0,01	0,06%
Despesas com Advogados e Consultores[3]	2.452.400,00	0,19%	0,04	0,19%
Outras Despesas[4]	1.000.000,00	0,08%	0,01	0,08%
Total de Despesas	**8.576.684**	**0,65%**	**0,12**	**0,65%**
Total de Comissões e Despesas[1]	**48.100.494**	**3,65%**	**0,69**	**3,65%**

(1) Com base no valor de R$19,00, correspondente ao Preço por Ação.
(2) Impostos, taxas, contribuições ou retenções de qualquer natureza incidentes sobre ou decorrentes das Comissões.
(3) Inclui taxa de registro da Oferta pela ANBIMA, a consultoria da GCA e emolumentos da BMF&BOVESPA.
(4) Custos com publicidade e apresentações de *road show*.

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

Reserva de Capital

Os recursos líquidos da Oferta serão integralmente destinados à conta de capital social da Companhia.

Aprovações Societárias

A realização da Oferta foi aprovada em Reunião do Conselho de Administração Companhia realizada em 26 de outubro de 2010, cuja ata foi publicada no DOERJ e no jornal "Jornal do Commercio" em 22 de dezembro de 2010 e registrada na JUCERJA em 28 de outubro de 2010.

A determinação da quantidade de Ações da Oferta Base e o efetivo aumento do capital da Companhia, com exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas na subscrição das Ações da Oferta Base, nos termos do artigo 172, inciso I, da Lei Sociedades por Ações, assim como o Preço por Ação foram deliberados em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 07 de fevereiro de 2011 cuja ata será publicada no jornal "Jornal do Commercio" na data de publicação do Anúncio de Início e no DOERJ no dia 09 de fevereiro de 2011.

Público-Alvo da Oferta

A Oferta será direcionada, na Oferta de Varejo, aos Investidores Não-Institucionais e, na Oferta Institucional, aos Investidores Institucionais.

Cronograma da Oferta

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

Ordem dos eventos	Eventos	Data prevista[1]
1.	Publicação do Aviso ao Mercado (sem os logos das Instituições Consorciadas) Disponibilização do Prospecto Preliminar nas páginas da rede mundial de computadores da CVM, da Companhia e dos Coordenadores da Oferta Início do *Roadshow* Início do Procedimento de *Bookbuilding*	19/01/2011
2.	Republicação do Aviso ao Mercado (com os logos das Instituições Consorciadas) Início do Período de Reserva (inclusive no âmbito da oferta prioritária a Colaboradores e para Pessoas Vinculadas) Encerramento do Período de Reserva para Pessoas Vinculadas (inclusive no âmbito da oferta prioritária a Colaboradores)	26/01/2011
3.	Encerramento do Período de Reserva (inclusive no âmbito da oferta prioritária a Colaboradores que não sejam Pessoas Vinculadas)	04/02/2011
4.	Encerramento do *Roadshow* Encerramento do Procedimento de *Bookbuilding* Reunião do Conselho de Administração da Companhia para fixação do Preço por Ação e aumento de capital Fixação do Preço por Ação Assinatura do Contrato de Distribuição e dos demais contratos relativos à Oferta Início do prazo para o exercício da Opção de Lote Suplementar	07/02/2011
5.	Concessão do Registro da Oferta pela CVM Publicação do Anúncio de Início Disponibilização do Prospecto Definitivo	08/02/2011
6.	Início de Negociação das Ações objeto da Oferta no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA	09/02/2011
7.	Data de Liquidação	11/02/2011
8.	Fim do prazo para o exercício da Opção de Lote Suplementar	10/03/2011
9.	Data Máxima de Liquidação das Ações do Lote Suplementar	15/03/2011
10.	Data Máxima de Publicação do Anúncio de Encerramento	08/08/2011

[1] As datas previstas para os eventos futuros são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, atrasos e antecipações sem aviso prévio, a critério da Companhia, e dos Coordenadores da Oferta. Ainda, caso ocorram alterações das circunstâncias, revogação ou modificação da Oferta, tal cronograma poderá ser alterado.

A Oferta terá início após o encerramento do Período de Reserva, a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, a assinatura do Contrato de Distribuição, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização deste Prospecto Definitivo.

Procedimentos da Oferta

Após o encerramento do Período de Reserva, a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização deste Prospecto Definitivo, as Instituições Participantes da Oferta efetuarão a distribuição das Ações aos Investidores Não-Institucionais e aos Investidores Institucionais, nos termos da Instrução CVM 400, e observado o esforço de dispersão acionária previsto no Regulamento do Novo Mercado e o disposto abaixo.

Oferta de Varejo

Período de Reserva

Foi concedido aos Investidores Não-Institucionais o prazo de oito dias úteis, iniciado em 26 de janeiro de 2011, inclusive, e encerrado em 04 de fevereiro de 2011, inclusive, para a realização dos Pedidos de Reserva. Aos Investidores Não-Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas foi concedido o prazo de um dia útil, iniciado e encerrado em 26 de janeiro de 2011, para a realização dos respectivos Pedidos de Reserva, data esta que antecedeu em oito dias úteis a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding.*

Procedimento da Oferta de Varejo

O montante de, no mínimo, 10%, e, no máximo, 15% do total das Ações da Oferta Base será destinado prioritariamente à colocação pública junto aos Investidores Não-Institucionais (inclusive Colaboradores) que realizaram seus Pedidos de Reserva, durante o Período de Reserva, de maneira irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto nos itens (a), (b), (d), (i), (j) e (k) abaixo, nas condições abaixo indicadas, sendo que os Colaboradores que se declararam como tais no respectivo Pedido de Reserva terão prioridade sobre os demais Investidores Não-Institucionais para a subscrição: (i) de até 1,5% das Ações da Oferta Base; e (ii) de eventuais sobras da Oferta de Varejo:

(a) cada um dos Investidores Não-Institucionais (inclusive Colaboradores) pôde efetuar Pedido de Reserva junto a uma única Instituição Consorciada, de forma irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto neste item (a) e nos itens (i), (j) e (k) abaixo, observado o valor mínimo de R$3.000,00 e o valor máximo de R$300.000,00 por Investidor Não-Institucional, sendo que tais Investidores Não-Institucionais puderam estipular no Pedido de Reserva, como condição de sua eficácia, um preço máximo por Ação, conforme previsto no parágrafo 3º do artigo 45 da Instrução CVM 400, sem necessidade de posterior confirmação, sendo que, caso o Preço por Ação tenha sido fixado em valor superior ao valor estabelecido pelo Investidor Não-Institucional, o respectivo Pedido de Reserva foi automaticamente cancelado pela Instituição Consorciada junto à qual o Pedido de Reserva foi realizado. As Instituições Consorciadas somente atenderam Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não-Institucionais titulares de conta corrente ou de conta de investimento nelas aberta ou mantida pelo respectivo Investidor. As Instituições Consorciadas puderam, a seu exclusivo critério, exigir a manutenção de recursos em conta de investimento nela aberta e/ou mantida para garantia do Pedido de Reserva. Dessa forma, os Coordenadores da Oferta recomendavam aos Investidores Não-Institucionais interessados na realização de Pedidos de Reserva que lessem cuidadosamente os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva, especialmente os procedimentos relativos à liquidação da Oferta, e as informações constantes dos Prospectos, e que verificassem com a Instituição Consorciada de sua preferência, antes de realizar seu Pedido de Reserva, a necessidade de manutenção de recursos em conta de investimento nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva;

(b) os Investidores Não-Institucionais (inclusive Colaboradores) que sejam Pessoas Vinculadas deveriam, necessariamente, ter indicado no respectivo Pedido de Reserva a sua condição de Pessoa Vinculada, sendo que, como não houve excesso de demanda superior ao número de Ações da Oferta Base efetivamente distribuidas acrescido de 1/3, foi permitida a colocação, pelas Instituições Consorciadas, de Ações junto a Investidores Não-Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas;

(c) cada Instituição Consorciada deverá informar na Data de Liquidação, a quantidade de Ações a ser subscrita (ajustada, se for o caso, conforme descrito no itens (g) e (h) abaixo, em decorrência do rateio) e o correspondente valor do investimento ao Investidor Não-Institucional que com ela tenha realizado Pedido de Reserva, até às 16:00 horas do dia útil seguinte à data de publicação do Anúncio de Início, por meio de seu endereço eletrônico ou, na sua ausência, por telefone ou correspondência, sendo o pagamento limitado ao valor do Pedido de Reserva;

(d) até às 10:30 horas da Data de Liquidação, cada Investidor Não-Institucional deverá efetuar o pagamento do valor indicado, conforme previsto no item (c) acima, junto à Instituição Consorciada na qual efetuar seu respectivo Pedido de Reserva, em recursos imediatamente disponíveis, sob pena de, em não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva automaticamente cancelado;

(e) após às 16:00 horas da Data de Liquidação, desde que confirmado o crédito correspondente ao produto da colocação das Ações na conta de liquidação, a BM&FBOVESPA entregará a cada Investidor Não-Institucional que tenha feito Pedido de Reserva com uma das Instituições Consorciadas o número de Ações correspondente à relação entre o valor do investimento pretendido constante do Pedido de Reserva e o Preço por Ação, ressalvadas as possibilidades de desistência e cancelamento previstas nos itens (i), (j) e (k) abaixo e itens (a), (b) e (d) acima, respectivamente, e a possibilidade de rateio prevista nos itens (g) e (h) abaixo. Caso tal relação resulte em fração de Ação, o valor do investimento será limitado ao valor correspondente ao maior número inteiro de Ações;

(f) caso a totalidade dos Pedidos de Reserva realizados por Investidores Não-Institucionais, inclusive Colaboradores, seja igual ou inferior ao montante de Ações da Oferta Base destinadas à Oferta de Varejo, não haverá rateio, sendo todos os Investidores Não-Institucionais integralmente atendidos em suas reservas, e as eventuais sobras no lote ofertado aos Investidores Não-Institucionais serão destinadas a Investidores Institucionais;

(g) caso o total de Ações objeto dos Pedidos de Reserva dos Colaboradores seja superior ao montante de Ações destinadas prioritariamente aos Colaboradores, conforme indicado no *caput* deste item "Procedimento da Oferta de Varejo", será realizado o rateio das Ações entre os Colaboradores por meio da divisão igualitária sucessiva das Ações destinadas prioritariamente aos Colaboradores entre os Colaboradores que tiverem apresentado Pedido de Reserva, limitada ao valor individual de cada Pedido de Reserva e à quantidade total de Ações destinadas prioritariamente aos Colaboradores;

(h) caso, após o atendimento dos Pedidos de Reserva dos Colaboradores nos termos do item (g) acima, o total de Ações objeto dos Pedidos de Reserva exceda o total de Ações destinadas à Oferta de Varejo, será realizado rateio das Ações entre os Investidores Não-Institucionais que não sejam Colaboradores, por meio da divisão igualitária sucessiva das Ações destinadas à Oferta de Varejo entre os Investidores Não-Institucionais que não sejam Colaboradores 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 Varejo. Adicionalmente, caso sobrem Ações destinadas à Oferta de Varejo após a alocação prioritária aos Colaboradores e o atendimento dos Pedidos de Reserva dos demais Investidores Não-Institucionais, tais Ações remanescentes serão alocadas aos Colaboradores que não tenham sido integralmente atendidos, observando-se os limites dos respectivos Pedidos de Reserva e, se for o caso, o critério de rateio descrito no item (g) acima. Opcionalmente, a critério dos Coordenadores da Oferta, e da Companhia a quantidade de Ações da Oferta Base destinada a Investidores Não-Institucionais poderia ter sido, mas não foi aumentada para que os pedidos excedentes dos Investidores Não-Institucionais pudessem ser total ou parcialmente atendidos, sendo que, no caso de atendimento parcial, seria observado o critério de rateio descrito acima;

(i) o Investidor Não-Institucional somente poderá desistir do seu Pedido de Reserva caso: (i) seja verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo que altere substancialmente o risco assumido pelos Investidores Não-Institucionais ou a sua decisão de investimento; (ii) a Oferta seja suspensa nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 400; e/ou (iii) a Oferta seja modificada nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Consorciada que tenha recebido o Pedido de Reserva até às 16:00 horas do quinto dia útil subsequente à data de disponibilização do Prospecto Definitivo, no caso do subitem (i) acima; ou até às 16:00 horas do quinto dia útil subsequente à data em que for comunicada por escrito a suspensão ou a modificação da Oferta, no caso dos subitens (ii) e (iii) acima. Caso o Investidor Não-Institucional não informe sua decisão de desistência do Pedido de Reserva nos termos deste item, o Pedido de Reserva será considerado válido e o Investidor Não-Institucional deverá efetuar o pagamento do valor do investimento;

(j) na hipótese de: (i) não haver a conclusão da Oferta; (ii) resilição do Contrato de Distribuição; (iii) cancelamento da Oferta; ou (iv) revogação da Oferta, todos os Pedidos de Reserva serão automaticamente cancelados e cada Instituição Consorciada comunicará referido cancelamento, inclusive por meio de publicação de comunicado ao mercado, aos Investidores Não-Institucionais que tenham efetuado Pedido de Reserva junto a tal Instituição Consorciada;

(k) na hipótese de haver descumprimento, por qualquer das Instituições Consorciadas, de qualquer das obrigações previstas no respectivo termo de adesão ao Contrato de Distribuição ou em qualquer contrato celebrado no âmbito da Oferta, ou ainda, de quaisquer das normas de conduta previstas na regulamentação aplicável à Oferta, incluindo, sem limitação, aquelas previstas na Instrução CVM 400, tal Instituição Consorciada, a critério exclusivo dos Coordenadores da Oferta, deixará de integrar o grupo de instituições financeiras responsáveis pela colocação de Ações no âmbito da Oferta, sendo que serão cancelados todos os Pedidos de Reserva que tenha recebido. A Instituição Consorciada a que se refere este item (k) deverá informar imediatamente aos Investidores Não-Institucionais que com ela tenham feito reserva sobre o referido cancelamento; e

(l) caso o Investidor Não-Institucional já tenha efetuado o pagamento nos termos do item (d) acima e ocorra a hipótese prevista nos itens (b), (j) e (k) acima ou caso o investidor venha a desistir do Pedido de Reserva, nos termos do item (i) acima, os valores eventualmente depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, e com dedução, se for o caso, dos valores relativos aos tributos incidentes no prazo de até cinco dias úteis contados a partir do pedido de cancelamento do Pedido de Reserva ou do cancelamento da Oferta e/ou Pedido de Reserva, conforme o caso.

Foi admitido o recebimento de reservas a partir da data indicada no Aviso ao Mercado, para subscrição de Ações da Oferta Base nos termos deste item "Oferta de Varejo", as quais somente serão confirmadas pelo subscritor após o início do período de distribuição.

Oferta Institucional

As Ações objeto da Oferta que não forem colocadas na Oferta de Varejo serão destinadas aos Investidores Institucionais na Oferta Institucional, de acordo com o seguinte procedimento:

(a) os Investidores Institucionais interessados em participar da Oferta deverão ter apresentado suas intenções de investimento durante o Procedimento de *Bookbuilding,* não sendo admitidas reservas antecipadas por meio de pedido de reserva, tampouco limites mínimos ou máximos de investimento;

(b) caso o número de Ações objeto da ordem de investimento recebida dos Investidores Institucionais durante o Procedimento de *Bookbuilding*, na forma do artigo 44 da Instrução CVM 400, exceda o total de Ações remanescentes após o atendimento dos Pedidos de Reserva dos Investidores Não-Institucionais, terão prioridade no atendimento de suas respectivas ordens os Investidores Institucionais que, a critério dos Coordenadores da Oferta e da Companhia, melhor atendam ao objetivo da Oferta de criar uma base diversificada de acionistas, formada por investidores com diferentes critérios de avaliação sobre as perspectivas, ao longo do tempo, da Companhia, seu setor de atuação e a conjuntura macro-econômica brasileira e internacional, observado o disposto no plano de distribuição elaborado pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400, o qual leva em conta as suas relações com os clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica;

(c) até às 12:00 do primeiro dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, os Investidores Institucionais serão informados, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por telefone ou *fac-símile*, da Data de Liquidação, da quantidade de Ações alocadas e do Preço por Ação;

(d) a entrega das Ações deverá ser efetivada na Data de Liquidação, mediante o 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 neste Aviso ao Mercado;

(e) a subscrição das Ações será formalizada mediante assinatura de boletim de subscrição cujo modelo final tenha sido previamente apresentado à CVM e que informe o Investidor claramente sobre a entrega das Ações; e

(f) foi aceita a participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, no processo de fixação do Preço por Ação, mediante a participação destas no Procedimento de *Bookbuilding*, até o limite máximo de 20% das Ações da Oferta Base. Como não foi verificado excesso de demanda superior em 1/3 a quantidade de Ações da Oferta Base, não foi vedada a colocação de Ações aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas. Os investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para proteção (*hedge*) de operações com derivativos (inclusive *total return swap*) não serão considerados investimentos realizados por Pessoas Vinculadas para os fins da Oferta. **A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter impactado adversamente a formação do Preço por Ação e o investimento nas Ações por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas poderá promover redução da liquidez das ações de emissão da Companhia no mercado secundário.**

Violações de Normas

Caso haja descumprimento, por qualquer dos Coordenadores Contratados e/ou das Instituições Consorciadas, de qualquer das obrigações previstas no respectivo termo 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, conforme previsto no artigo 48 da Instrução CVM 400, tal Coordenador Contratado e/ou Instituição Consorciada: (i) poderá deixar de integrar o grupo de instituições responsáveis pela colocação das Ações no âmbito da Oferta, a critério exclusivo dos Coordenadores da Oferta, devendo cancelar todos os Pedidos de Reserva ou boletins de subscrição que tenha recebido e informar imediatamente os Investidores que com ela tenham realizado Pedido de Reserva ou ordens para a coleta de investimentos, conforme o caso, sobre o referido cancelamento; (ii) deverá arcar com os custos referentes a publicações e honorários advocatícios relacionados à violação e sua exclusão da Oferta; e (iii) poderá ser suspensa, por um período de até seis meses contados da data da comunicação da violação, de atuar como Instituição Participante da Oferta em ofertas de distribuição pública coordenadas pelos Coordenadores da Oferta.

Prazo de Distribuição e Data de Liquidação

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. O término da Oferta e seu resultado serão anunciados mediante a publicação de Anúncio de Encerramento, em conformidade com o artigo 29 da Instrução CVM 400.

O prazo para a distribuição das Ações objeto da Oferta tem início na data de publicação do Anúncio de Início, e será encerrado na data da publicação do Anúncio de Encerramento, limitado ao prazo máximo de seis meses, contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início.

A liquidação física e financeira da Oferta deverá ser realizada na Data de Liquidação, dentro do prazo de até três dias úteis contados da data de publicação do Anúncio de Início, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição.

A liquidação física e financeira das Ações do Lote Suplementar, se houver, deverá ser realizada na Data de Liquidação das Ações do Lote Suplementar, até o terceiro dia útil seguinte à data de exercício da Opção de Lote Suplementar, de acordo com o disposto no Contrato de Distribuição.

Inadequação de Investimento nas Ações

O investimento em Ações, sendo um investimento em renda variável, representa um investimento de risco e, assim, os investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos a diversos riscos, inclusive aqueles relacionados à volatilidade do mercado de capitais, à liquidez das Ações e à oscilação de suas cotações em bolsa, e, portanto, poderão perder uma parcela ou a totalidade de seu eventual investimento. O investimento em Ações não é, portanto, adequado a Investidores avessos aos riscos relacionados à volatilidade do mercado de capitais. Ainda assim, não há nenhuma classe ou categoria de Investidor que esteja proibida por lei de subscrever e/ou de adquirir as Ações. Os Investidores devem ler a seção "Fatores de Risco", nas páginas 35 a 37 deste Prospecto, para ciência de certos riscos que devem ser levados em consideração com relação ao investimento nas Ações.

Contrato de Distribuição e *Placement Facilitation Agreement*

A Companhia celebrou com os Coordenadores da Oferta e a BM&FBOVESPA (como interveniente anuente) o Contrato de Distribuição. De acordo com os termos do Contrato de Distribuição, os Coordenadores da Oferta concordaram em distribuir, em regime de garantia firme de liquidação individual e não-solidária, as Ações da Oferta Base.

Nos termos do *Placement Facilitation Agreement*, celebrado entre a Companhia e os Agentes de Colocação Internacional, na mesma data da celebração do Contrato de Distribuição, foram realizados esforços de colocação das Ações, exclusivamente no exterior, por intermédio dos Agentes de Colocação Internacional. As Ações objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional serão obrigatoriamente subscritas, pagas e liquidadas no Brasil, em moeda corrente nacional, junto aos Coordenadores da Oferta.

O Contrato de Distribuição e o *Placement Facilitation Agreement* estabelecem que: a Companhia indenizará os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional por quaisquer perdas, prejuízos, custos, despesas, responsabilidades ou reclamações que estes venham a incorrer nos termos dos documentos da Oferta, excetuadas as informações prestadas pelos Coordenadores da Oferta e pelos Agentes de Colocação Internacional para inclusão nos referidos documentos.

O Contrato de Distribuição e o *Placement Facilitation Agreement* estabelecem, ainda, que a obrigação dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional efetuarem o pagamento pelas Ações está sujeita a determinadas condições, como: (i) a entrega de opiniões legais pelos assessores jurídicos da Companhia e dos Coordenadores da Oferta; e (ii) a assinatura de termos de restrição à negociação das Ações pela Companhia e por membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia. De acordo com o Contrato de Distribuição e o *Placement Facilitation Agreement*, a Companhia se obriga a indenizar os Coordenadores da Oferta e os Agentes de Colocação Internacional em certas circunstâncias e contra determinadas contingências. As Ações serão ofertadas pelas Instituições Participantes da Oferta e pelos Agentes de Colocação Internacional pelo Preço por Ação.

Após a assinatura do Contrato de Distribuição e deferimento do respectivo pedido de registro da Oferta pela CVM, uma cópia do Contrato de Distribuição estará disponível para consulta ou cópia no endereço dos Coordenadores da Oferta indicados nesta seção, em "Informações Complementares da Oferta".

Garantia Firme de Liquidação

A garantia firme de liquidação consiste na obrigação individual e não-solidária dos Coordenadores da Oferta de subscrever e integralizar nas respectivas proporções de suas garantias, na Data de Liquidação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre: (a) o número de Ações da Oferta Base objeto da garantia firme de liquidação individual e não solidária prestada por tal Coordenador da Oferta, nos termos do Contrato de Distribuição; e (b) o número de Ações efetivamente subscritas pelos Investidores e por esses integralizadas, sem incluir as Ações do Lote Suplementar. Em caso de exercício da garantia firme de liquidação e posterior revenda das Ações ao público pelos Coordenadores da Oferta durante o Prazo de Distribuição, o preço de revenda será limitado ao limite máximo do Preço por Ação, ressalvadas as atividades de estabilização a serem contratadas pela Companhia mediante a celebração do Contrato de Estabilização. Tal garantia firme é vinculante a partir da celebração do Contrato de Distribuição, da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, da concessão do registro da Oferta pela CVM, da publicação do Anúncio de Início e da disponibilização deste Prospecto Definitivo. Referida garantia firme não inclui as Ações do Lote Suplementar.

Segue tabela contendo quantidade de Ações da Oferta Base objeto de garantia firme de liquidação individual e não solidária prestada pelos Coordenadores da Oferta:

Instituição Intermediária	**Quantidade de Ações da Oferta Base**	**Em Relação ao Valor Total**
BofA Merrill Lynch	23.113.339	1/3
BTG Pactual	23.113.339	1/3
Itaú BBA	23.113.339	1/3
Total	**69.340.017**	**100%**

Restrições à Negociação das Ações (*Lock-up*)

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, ressalvadas determinadas exceções nele previstas, os administradores e os acionistas controladores da Companhia não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações de emissão da Companhia e derivativos lastreados nessas ações de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta, durante os primeiros seis meses subsequentes à Oferta, que é a primeira distribuição pública de ações da Companhia após a assinatura do contrato de participação no Novo Mercado. Após esse período inicial de seis meses, os administradores e os acionistas controladores da Companhia não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de emissão da Companhia e derivativos lastreados nessas ações de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Adicionalmente ao disposto acima, a Companhia, seus administradores, e seus acionistas controladores (em conjunto "Pessoas sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários"), celebraram acordos de restrição à venda das ações de emissão da Companhia (*lock-ups*), por meio dos quais se comprometeram, sujeitos tão somente às exceções previstas em referidos acordos, durante o período que se inicia na data de assinatura do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement* e que se encerra 180 dias, inclusive, após a publicação do Anúncio de Início, a: (i) não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar, conceder qualquer opção de compra ou de qualquer outra forma dispor ou conceder quaisquer direitos, registrar ou fazer com que seja levado a registro documento nos termos do *Securities Act* ou das leis brasileiras, em todos os casos relacionados a, qualquer ação de emissão da Companhia a ser emitida ou que seja detida pelas Pessoas sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários na data de assinatura do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement* ou qualquer opção ou *warrant* de emissão da Companhia a ser emitido ou que seja detido pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários para a compra de qualquer ação ou qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia a ser emitido ou que seja detido pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários conversível em, ou permutável por, ou que represente o direito de receber ações de emissão da Companhia ou detidas diretamente pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários ou em que estas tenham titularidade, nos termos da legislação aplicável; (ii) não celebrar qualquer contrato de *swap* ou qualquer acordo que transfira à outra parte, no todo ou em parte, qualquer valor econômico decorrente da titularidade das ações ou de qualquer valor mobiliário conversível, passível de exercício ou permutável por ações de emissão da Companhia, ou de *warrants* ou outro direito de compra de ações de emissão da Companhia, independentemente se tal operação seja realizada pela entrega das ações ou de qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, por dinheiro ou outra forma; e (iii) a não publicar anúncio com a intenção de efetuar qualquer operação acima descrita ("Período Restritivo").

Não obstante as operações vedadas durante o Período Restritivo, as seguintes transferências de valores Mobiliários da Companhia são permitidas ("Transferências Permitidas" ou, se referidas individualmente, "Transferência Permitida"): (i) a transferência por Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários de Ações de sua titularidade para uma ou mais pessoas físicas com o propósito de torná-las elegíveis para cargos no Conselho de Administração da Companhia, quando aplicável; (ii) a transferência do valor mobiliário detido por representante de Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários que ocupe cargo no Conselho de Administração da Companhia para Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários ou para outra pessoa física por eles designada com o propósito de torná-la elegível para cargo no Conselho de Administração da Companhia, quando aplicável, na hipótese do referido representante de Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários ser destituído do referido cargo ou, por qualquer razão, deixá-lo; (iii) a Transferência por Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários de Ações de sua titularidade por doação de boa fé; (iv) em transferência para o benefício direto ou indireto das Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários e/ou parentes imediatos destas; (v) transferência para instituições de caridade ou de fins não lucrativos; (vi) distribuição aos sócios, membros ou detentores de participação societária das Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários; (vii) transferência para qualquer de suas afiliadas (nos termos da Regra 405 da *Securities Act*); ou (viii) mediante o prévio consentimento (sendo que tal consentimento não poderá ser retido sem justificativa) dos Coordenadores da Oferta, desde que, nos casos previstos nos itens (i) a (vii) acima, antes de qualquer transferência, o destinatário das ações concorde por escrito a cumprir com os acordos de restrição à venda das ações de emissão da Companhia (*lock-ups*); (ix) transferências realizadas para fins de estabilização do preço das Ações; (x) a transferência de ações a uma corretora, com o consentimento dos Coordenadores da Oferta, no contexto da realização de atividades de formador de mercado, de acordo com a legislação aplicável, inclusive com a Instrução CVM nº 384, de 17 de março de 2003 ("Instrução CVM 384"), ressalvando-se que nenhuma autorização será necessária caso as atividades de formador de mercado sejam realizadas por corretoras pertencentes ao grupo econômico dos Coordenadores da Oferta; e (xi) a transferência de ações adquiridas na BM&FBOVESPA após a data da assinatura dos acordos de *lock-up*.

Estabilização do Preço das Ações

O BTG Pactual, por meio da BTG Pactual CTVM, poderá, a seu exclusivo critério, conduzir atividades de estabilização do preço das ações ordinárias de emissão da Companhia, pelo prazo de até 30 dias contados, inclusive, da data de início das negociações das Ações na BM&FBOVESPA, por meio de operações de compra e venda de Ações de emissão da Companhia na BM&FBOVESPA, observadas as disposições legais aplicáveis e o disposto no Contrato de Estabilização, que foi 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 nº 476, de 25 de janeiro de 2005, antes da publicação do Anúncio de Início.

Empréstimos de Ações para Estabilização

10.401.002 ações ordinárias, equivalentes a 15,0% das Ações da Oferta Base, foram emprestadas pela QGSA ao BTG Pactual Corretora, no contexto das atividades de estabilização do preço das Ações.

Direitos, Vantagens e Restrições das Ações

As Ações conferem a seus titulares os seguintes direitos: (i) direito de voto nas Assembleias Gerais da Companhia, sendo que cada Ação corresponderá a um voto; (ii) direito ao dividendo mínimo 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 controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação como por meio de operações sucessivas (100% *tag along*); (iv) direito ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia a partir da Data de Liquidação; (v) direito de alienação de suas ações em oferta pública a ser efetivada pelo acionista controlador, em caso de cancelamento do registro de companhia aberta ou de cancelamento de listagem das ações de emissão da Companhia no Novo Mercado, segmento especial de listagem da BM&FBOVESPA, pelo seu valor econômico, apurado mediante laudo de avaliação elaborado por empresa especializada e independente; e (vi) todos os demais direitos assegurados às Ações, nos termos previstos no Regulamento do Novo Mercado, no estatuto social da Companhia e na Lei das Sociedades por Ações.

Para mais informações sobre nossas Ações vide seção "Fatores de Risco Relativos à Oferta", na página 94 deste Prospecto.

Negociação das Ações na BM&FBOVESPA

A partir da data de entrada em vigor do Contrato de Adesão ao Novo Mercado, a Companhia estará registrada no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e as ações ordinárias de sua emissão serão negociadas a partir do primeiro dia útil seguinte à publicação do Anúncio de Início, sob o código "QGEP3".

Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação

A Companhia pode requerer que a CVM autorize a modificação ou revogação da Oferta, caso ocorram alterações substanciais, posteriores e imprevisíveis nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro de distribuição, ou que o fundamentem, que acarretem um aumento relevante dos riscos assumidos pela Companhia e inerentes à Oferta. Adicionalmente, a Companhia poderá modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorar seus termos e condições para os Investidores, conforme disposto no parágrafo 3º, do artigo 25, da Instrução CVM 400. Caso o requerimento de modificação das condições da Oferta seja aceito pela CVM, o prazo para distribuição da Oferta poderá ser adiado em até 90 dias, contados da aprovação do pedido de registro. Se a Oferta for cancelada, os atos de aceitação anteriores e posteriores ao cancelamento serão considerados ineficazes.

A revogação ou qualquer modificação da Oferta será imediatamente divulgada nos mesmos veículos utilizados para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400, por meio de Anúncio de Retificação. Após a publicação do Anúncio de Retificação, os Coordenadores da Oferta somente aceitarão ordens no Procedimento de *Bookbuilding* e Pedidos de Reserva daqueles Investidores que se declararem cientes dos termos do Anúncio de Retificação. Os Investidores que já tiverem aderido à Oferta serão considerados cientes dos termos do Anúncio de Retificação quando, passados cinco dias úteis de sua publicação, não revogarem expressamente suas ordens no Procedimento de *Bookbuilding* ou seus Pedidos de Reserva. Nesta hipótese, as Instituições Participantes da Oferta presumirão que os Investidores pretendem manter a declaração de aceitação.

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

Suspensão e Cancelamento da Oferta

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

A suspensão ou o cancelamento da Oferta será informado aos Investidores que já tenham aceitado a Oferta, sendo-lhes facultada, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o quinto dia útil posterior ao recebimento da respectiva comunicação. Todos os Investidores que tenham revogado a sua aceitação, na hipótese de suspensão, conforme previsto acima, terão direito à restituição integral dos valores dados em contrapartida às Ações, conforme o disposto no parágrafo único, do artigo 20 da Instrução CVM 400, no prazo de até cinco dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária.

Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta

Relacionamento entre a Companhia e o BofA Merrill Lynch

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, não mantemos relacionamento comercial relevante com o BofA Merrill Lynch e/ou sociedades de seu conglomerado econômico. Poderemos vir a contratar, no futuro, o BofA Merrill Lynch e/ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações comerciais usuais, incluindo, dentre outras, assessoria em operações de fusões e aquisições e no mercado de capitais, extensão de linhas de crédito, intermediação e negociação de títulos e valores mobiliários, consultoria financeira e outras operações necessárias à condução das atividades.

O Merrill Lynch International e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem celebrar operações de derivativos relacionadas com as Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. Nesse sentido, o Merrill Lynch International e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, preço ou outras condições da Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto em "Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição" na página 60 deste Prospecto, e pelos eventuais ganhos auferidos com a estabilização das Ações, nos termos do Contrato de Estabilização, não há qualquer outra remuneração a ser paga, por nós, ao BofA Merrill Lynch ou sociedades do seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos que não há qualquer conflito de interesse em relação à atuação do BofA Merrill Lynch como instituição intermediária da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e o BTG Pactual

Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o BTG Pactual e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial relevante conosco. No entanto, a Queiroz Galvão S.A., nosso Acionista Controlador, possui relacionamento com o BTG Pactual, representada por seis cédulas de crédito bancário celebradas em 26 de maio de 2010, no valor total de R$50.000.000,00, cujas datas de vencimento são 26 de fevereiro de 2013. A remuneração prevista nas cédulas é igual à variação do IGPM+8,25% ao ano e o saldo devedor em 30 de setembro de 2010 era igual a R$42.414.653,04. Exceto pela remuneração prevista em "Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição" na página 60 neste Prospecto, e pelos eventuais ganhos auferidos com a estabilização das Ações, nos termos do Contrato de Estabilização, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós, ao BTG Pactual cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

O BTG Pactual e as sociedades do seu grupo econômico poderão, no futuro, ser contratados por nós e as sociedades do nosso grupo econômico, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro, para nos assessorar e sociedades do nosso grupo econômico, inclusive, na realização de investimentos, na colocação de valores mobiliários ou em quaisquer outras operações necessárias para condução das atividades da Companhia e as sociedades do seu grupo econômico, pelos quais o BTG Pactual pretende ser remunerado.

BTG Pactual Banking Limited e/ou suas afiliadas poderão celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as Ações como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar a seus clientes a taxa de retorno das Ações, contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (operações com *total return swap*). O BTG Pactual Banking Limited e/ou suas Afiliadas poderão adquirir Ações como forma de proteção para essas operações.

Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do BTG Pactual como instituição intermediária da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder

Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o Coordenador Líder e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial conosco. No entanto, a Queiroz Galvão S.A., nosso Acionista Controlador, possui relacionamento com o Coordenador Líder e sociedades do seu grupo econômico representado por (i) um contrato de prestação de fiança celebrado em 22 de setembro de 2008, no valor de R$92.500.000,00, cuja data de vencimento é 29 de setembro de 2014. A remuneração prevista para tal contrato é de 0,5% ao ano e o saldo devedor em 30 de setembro de 2010 era igual a R$92.500.000,00; e (ii) uma operação de prestação de garantia por meio da emissão de uma "Standby Letter of Credit", datada de 12 de novembro de 2009, no valor de US$100.000.000,00, cuja data de vencimento é 29 de outubro de 2011. A remuneração prevista para tal contrato é de 0,95% ao ano e o saldo devedor em 30 de setembro de 2010 era igual a US$100.000.000,00.

Exceto pelo disposto acima nós e sociedades do nosso grupo econômico não possuímos qualquer outro relacionamento relevante com o conglomerado econômico do Coordenador Líder e, exceto pela remuneração prevista em "Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição" na página 60 neste Prospecto, e pelos eventuais ganhos auferidos com a estabilização das Ações, nos termos do Contrato de Estabilização, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós, ao Coordenador Líder cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

O Coordenador Líder e as sociedades do seu grupo econômico poderão, no futuro: (i) celebrar acordos, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro, para nos assessorar na realização de investimentos, na colocação de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito ou em quaisquer outras operações necessárias para condução das nossas atividades e sociedades do nosso grupo econômico; (ii) celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as Ações como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar a seus clientes a taxa de retorno das Ações, contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (operações de *total return swap*); e (iii) adquirir Ações como forma de proteção para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Coordenador Líder como instituição intermediária da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores Contratados

Relacionamento entre a Companhia e o Santander

Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o Santander e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial conosco. No entanto, a Queiroz Galvão S.A., nosso Acionista Controlador possui relacionamento com o Santander e sociedades do seu grupo econômico representado por um aval na operação de CRI celebrado entre Queiroz Galvão Desenvolvimento Imobiliário e Santander em 2 de setembro de 2010, no valor de R$60.000.000,00, com saldo atualizado em 30 de setembro de 2010 de aproximadamente R$60.419.293,01, cujo vencimento é 1 de setembro de 2015. A remuneração prevista para tal contrato é de CDI+1,5% ao ano.

Além disso, a Queiroz Galvão S.A., nosso Acionista Controlador possui relacionamento com o Santander e sociedades do seu grupo econômico por um aval em um *Offshore Loan* celebrado entre Alpha Star Equities Ltda. e Santander em 22 de setembro de 2010, com saldo atualizado em 30 de setembro de 2010 de aproximadamente US$84.261.308,72, cujo vencimento é 28 de fevereiro de 2011. A remuneração prevista para tal contrato é de LIBOR+2,25% ao ano.

O Banco Santander (Brasil) S.A. e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem celebrar operações de derivativos relacionadas com as Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. Nesse sentido, o Banco Santander (Brasil) S.A. e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, preço ou outras condições da Oferta.

Exceto pela remuneração prevista no item "Informações sobre a Oferta – Custos da Oferta" na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra a ser paga por nós ao Santander cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Santander como instituição intermediária da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e o BB Investimentos

Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o BB e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial conosco.

No entanto, nossa controlada, QGEP, possui ativa a operação de Visa Vale a prazo, nas modalidades Refeição, Alimentação e Natal.

Sociedades integrantes do conglomerado econômico do Banco do Brasil eventualmente podem possuir ou adquirir títulos e valores mobiliários de nossa emissão, diretamente ou em fundos de investimento administrados e/ou geridos por tais sociedades, adquiridas em operações regulares em bolsa de valores a preços e condições de mercado.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do BB Investimentos como instituição intermediária da Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto em – Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra remuneração a ser paga por nós ao Banco do Brasil e/ou sociedades do seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Poderemos vir a contratar, no futuro, o Banco do Brasil e/ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações comerciais usuais, incluindo, dentre outras, assessoria em operações de fusões e aquisições e no mercado de capitais, extensão de linhas de crédito, intermediação e negociação de títulos e valores mobiliários, consultoria financeira e outras operações necessárias à condução das suas atividades.

Relacionamento entre a Companhia e o 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 "Informações sobre a Oferta – Custos da Oferta" na página 60 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 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.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Citi como instituição intermediária da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e a Link

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, não mantém os relacionamentos comerciais relevante com a Link S.A. CCTVM e/ou sociedades de seu conglomerado econômico. Podemos vir a contratar, no futuro, a Link S.A. CCTVM e/ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações comerciais usuais, incluindo, dentre outras, assessoria em operações de fusões e aquisições e no mercado de capitais, extensão de linhas de crédito, intermediação e negociação de títulos e valores mobiliários, consultoria financeira e outras operações necessárias à condução das suas atividades.

A Link S.A. CCTVM e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem celebrar operações de derivativos relacionadas com as Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. Nesse sentido, a Link S.A. CCTVM e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, preço ou outras condições da Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto em **–** Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra remuneração a ser paga, por nós, à referida instituição intermediária ou sociedades do seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse referente à atuação da Link S.A. CCTVM como instituição intermediária da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e o BNP Paribas

Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o Banco BNP Paribas Brasil S.A. e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial conosco.

Exceto pelas comissões a serem recebidas no âmbito da Oferta, conforme previsto em – Informações Relativas à Oferta – Custo de Distribuição na página 60 deste Prospecto, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós, ao Banco BNP Paribas Brasil S.A. cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

O Banco BNP Paribas Brasil S.A. e as sociedades do seu grupo econômico poderão, no futuro, ser contratado por nós de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro, para nos assessorar inclusive, na realização de investimentos, na colocação de valores mobiliários ou em quaisquer outras operações necessárias para condução das nossas atividades pelos quais o Banco BNP Paribas Brasil S.A. pretende ser remunerado.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse referente à atuação do Banco BNP Paribas Brasil S.A. como instituição intermediária da Oferta.

Instituição Financeira Escrituradora das Ações

A instituição financeira contratada para a prestação de serviços de escrituração e custódia das ações ordinárias de emissão da Companhia é a Itaú Corretora.

Informações Complementares da Oferta

O investimento em ações, por ser um investimento em renda variável, representa um investimento de risco e, assim, Investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos à volatilidade do mercado de capitais. Ainda assim, não há inadequação específica da Oferta a certo grupo ou categoria de Investidor. Para mais informações, vide a seção "Fatores de Risco", nas páginas 35 a 37 deste Prospecto, bem como os itens "4" e "5" do nosso Formulário de Referência.

Os Coordenadores da Oferta recomendam aos Investidores, antes de tomarem qualquer decisão de investimento relativa às Ações ou à Oferta, a leitura cuidadosa deste Prospecto. A leitura do Prospecto possibilita aos Investidores uma análise detalhada dos termos e condições da Oferta e dos riscos a ela inerentes.

A Companhia solicitou, em conjunto com o Coordenador Líder, o registro da Oferta junto à CVM em 01 de novembro de 2010, estando a presente Oferta sujeita à prévia aprovação da CVM.

Para a obtenção de mais informações sobre a Oferta, os Investidores interessados deverão dirigir-se à CVM, nos seguintes endereços: (i) Rua Sete de Setembro, nº 111, 5º andar, CEP 20159-900, Rio de Janeiro, RJ; ou (ii) Rua Cincinato Braga, nº 340, 2º andar, CEP 01333-010, São Paulo, SP (www.cvm.gov.br); ou contatar quaisquer das Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados na seção "Identificação dos Administradores, Consultores e Auditores" na página 92 deste Prospecto.

Companhia

QGEP Participações S.A
Diretoria de Relações com Investidores
Avenida Presidente Antonio Carlos, nº 51,
sala 601 (parte)
CEP 20020-010, Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (21) 3231-2618
Fax: (21) 3231-2595
At.: Srª. Paula Costa
www.qgep.com.br/prospecto_final_qgep.pdf

Instituições Participantes da Oferta

Coordenadores da Oferta

Coordenador
Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 18º andar
04538-132, São Paulo, SP
Tel.: (11) 2188-4000
Fax: (11) 2188-4009
At.: Sr. João Paulo Torres
Site: www.merrilllynch-brasil.com.br (neste *website* acessar "QGEP Participações S.A.")

Coordenador
Banco BTG Pactual S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 9º andar
04538-133, São Paulo, SP
Tel.: (11) 3383-2000
Fax: (11) 3383-2001
At.: Sr. Fábio Nazari
Site: www.btgpactual.com/home/areasdenegocios.aspx/bancodeinvestimento (neste *website* acessar "2011" na parte inferior e, em seguida, no item "Distribuição Primária de Ações Ordinárias de Emissão da QGEP Participações S.A", clicar em "Prospecto Definitivo – 2011")

Coordenador Líder
Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 4º andar
04538-132, São Paulo, SP
Tel.: (11) 3708-8000
Fax: (11) 3708-8107
At.: Sr. Fernando Fontes Lunes
Site: www.itaubba.com.br (neste *website* acessar "Prospectos – Mercado de Capitais", e depois "Oferta de Ações da QGEP Participações S.A. – Prospecto Definitivo")

Coordenadores Contratados

BB – Banco de Investimento S.A.
Rua Senador Dantas, nº 105, 36° andar
20031-923, Rio de Janeiro, RJ
Tel.: (21) 3808-3625
Fax: (21) 2262-3862
At.: Sr. Marcelo de Souza Sobreira
Site: www.bb.com.br/ofertapublica (neste *website* acessar "Ofertas em Andamento", após "Queiroz Galvão")

Banco BNP Paribas Brasil S.A.
Avenida Pres. Juscelino Kubitschek, nº 510, 13º andar
04543-906, São Paulo, SP
Tel.: (11) 3841-3296
Fax: (11) 3841-3300
At.: Sr. Daniel Hagge
Site: www.bnpparibas.com.br (Neste *website* acessar "Download Center", e depois "Prospecto Definitivo Oferta Publica Queiroz Galvão Exploração e Produção")

Citigroup Global Markets Brasil Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Av. Paulista, nº 1.111, 11º andar
01311-920, São Paulo, SP
Tel.: (11) 4009-3000
Fax: (11) 2845-3066
At.: Sr. Persio Dangot
Site: http://corporate.citibank.com.br (Neste *website* acessar "Prospectos de Operações" e depois "Prospecto Definitivo QGEP Participações S.A.")

Link S.A Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários
Rua Leopoldo Couto de Magalhães Jr., 8º e 10º andares
04542-000, São Paulo, SP
Tel.: (11) 4504-7259
Fax: (11) 4504-7292
At.: Sra. Cristiane Farias
Site: www.linkinvestimentos.com.br (Neste *website* acessar o ícone com a janela para o Prospecto Definitivo da Oferta)

Banco Santander (Brasil) S.A.
Avenida Pres. Juscelino Kubitschek, nº 2.235 e 2.041, bloco A, 24º andar – Vila Olímpia
04543-011, São Paulo, SP
Tel.: (11) 3012-7179
Fax: (11) 3012-7379
At.:Sr. Glenn Mallett
Site: www.santandercorretora.com.br (Neste *website* no lado direito da página, no item "Ofertas Públicas", clicar no logo de "Queiroz Galvão" e depois em "Prospecto Definitivo")

Instituições Consorciadas

Informações sobre as instituições credenciadas junto à BM&FBOVESPA para participar da Oferta poderão ser obtidas na página da BM&FBOVESPA em seu *website* (www.bmfbovespa.com.br).

O investimento em ações representa um investimento de risco, posto que é um investimento em renda variável e, assim, investidores que pretendam investir nas Ações estão sujeitos a diversos riscos, inclusive à volatilidade do mercado de capitais. Ainda assim, não há nenhuma classe ou categoria de investidor que esteja proibida por lei de subscrever as Ações. Ver a seção "Fatores de Risco Relativos", na página 35 deste Prospecto e itens 4 e 5 do Formulário de Referência para informações adicionais.

OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA

Não existem empréstimos em aberto concedidos pelos Coordenadores da Oferta à Companhia, nossos acionistas ou nossas controladas vinculados à presente Oferta. Para mais informações relativas a operações envolvendo a nós e os Coordenadores da Oferta, nenhuma delas vinculadas à Oferta, ver a seção "Informações Relativas à Oferta – Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta e seus Conglomerados Econômicos", na página 73 deste Prospecto.

BofA Merrill Lynch

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, não mantemos relacionamento comercial relevante com o BofA Merrill Lynch e/ou sociedades de seu conglomerado econômico. Poderemos vir a contratar, no futuro, o BofA Merrill Lynch e/ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações comerciais usuais, incluindo, dentre outras, assessoria em operações de fusões e aquisições e no mercado de capitais, extensão de linhas de crédito, intermediação e negociação de títulos e valores mobiliários, consultoria financeira e outras operações necessárias à condução das suas atividades.

O Merrill Lynch International e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem celebrar operações de derivativos relacionadas com as Ações, agindo por conta e ordem de seus clientes. Nesse sentido, o BofA Merrill Lynch International e/ou sociedades de seu conglomerado econômico podem adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações, o que poderá afetar a demanda, preço ou outras condições da Oferta.

Exceto pela remuneração a ser paga em decorrência da Oferta, conforme previsto em "Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição" na página 60 deste Prospecto, e pelos eventuais ganhos auferidos com a estabilização das Ações, nos termos do Contrato de Estabilização, não há qualquer outra remuneração a ser paga, por nós, à referida instituição intermediária ou sociedades do seu conglomerado econômico, cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do BofA Merrill Lynch como instituição intermediária da Oferta.

BTG Pactual

Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o BTG Pactual e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial conosco. Exceto pela remuneração prevista em "Informações Relativas à Oferta – Custos de Distribuição" na página 60 neste Prospecto e pelos eventuais ganhos auferidos com a estabilização das Ações, nos termos do Contrato de Estabilização, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós, ao BTG Pactual cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

O BTG Pactual e as sociedades do seu grupo econômico poderão, no futuro, ser contratados por nós e as sociedades do nosso grupo econômico, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro, para nos assessorar e sociedades do nosso grupo econômico, inclusive, na realização de investimentos, na colocação de valores mobiliários ou em quaisquer outras operações necessárias para condução das atividades da Companhia e as sociedades do seu grupo econômico, pelos quais o BTG Pactual pretende ser remunerado.

Entedemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do BTG Pactual como instituição intermediária da Oferta.

Coordenador Líder

Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o Coordenador Líder e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial conosco. No entanto, a QG S.A., nosso Acionista Controlador, possui relacionamento com o Coordenador Líder e sociedades do seu grupo econômico representado por: Na data deste Prospecto, além das relações decorrentes da presente Oferta, o Coordenador Líder e as sociedades do seu grupo econômico não possuem relacionamento comercial conosco. No entanto, a Queiroz Galvão S.A., nosso Acionista Controlador, possui relacionamento com o Coordenador Líder e sociedades do seu grupo econômico representado por (i) um contrato de prestação de fiança celebrado em 22 de setembro de 2008, no valor de R$92.500.000,00, cuja data de vencimento é 29 de setembro de 2014. A remuneração prevista para tal contrato é de 0,5% ao ano e o saldo devedor em 30 de setembro de 2010 era igual a R$92.500.000,00; e (ii) uma operação de prestação de garantia por meio da emissão de uma "Standby Letter of Credit, datada de 12 de novembro de 2009, no valor de US$100.000.000,00, cuja data de vencimento é 29 de outubro de 2011. A remuneração prevista para tal contrato é de 0,95% ao ano e o saldo devedor em 30 de setembro de 2010 era igual a US$100.000.000,00.

O Coordenador Líder e as sociedades do seu grupo econômico poderão, no futuro: (i) celebrar acordos, de acordo com as práticas usuais do mercado financeiro, para nos assessorar na realização de investimentos, na colocação de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito ou em quaisquer outras operações necessárias para condução das nossas atividades e sociedades do nosso grupo econômico; (ii) celebrar, no exterior, a pedido de seus clientes, operações com derivativos, tendo as Ações como ativo de referência, de acordo com as quais se comprometerão a pagar a seus clientes a taxa de retorno das Ações, contra o recebimento de taxas de juros fixas ou flutuantes (operações de *total return swap*); e (iii) adquirir Ações como forma de proteção para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Coordenador Líder como instituição intermediária da Oferta.

Não existem empréstimos em aberto concedidos pelos Coordenadores da Oferta à Companhia, nossos acionistas ou nossas controladas especificamente vinculados à presente Oferta ou cujos recursos da Oferta sejam destinados ao pagamento de empréstimos concedidos, conforme descrito na seção "Destinação dos Recursos" na página 99 deste Prospecto. Para mais informações relativas a operações envolvendo a nós e os Coordenadores da Oferta, nenhuma delas vinculadas à Oferta, ver a seção "Informações Relativas à Oferta – Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores da Oferta e seus Conglomerados Econômicos", na página 73 deste Prospecto.

Santander

Na data deste Prospecto, não havia operações de empréstimo concedidas a nós ou aos nossos acionistas controladores pelo Santander vinculados à Oferta.

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

Adicionalmente, exceto pela remuneração prevista no item "Informações sobre a Oferta – Custos da Oferta" na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra a ser paga por nós ao Santander cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Santander como instituição intermediária da Oferta.

BB Investimentos

Na data deste Prospecto, não havia operações de empréstimo concedidas a nós ou aos nossos acionistas controladores pelo BB Investimentos vinculados à Oferta.

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

Adicionalmente, exceto pela remuneração prevista no item "Informações sobre a Oferta – Custos da Oferta" na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra a ser paga por nós ao BB Investimentos cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do BB Investimentos como instituição intermediária da Oferta.

Citi

Na data deste Prospecto, não havia operações de empréstimo concedidas a nós ou aos nossos acionistas controladores pelo Citi vinculados à Oferta.

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.

Adicionalmente, exceto pela remuneração prevista no item "Informações sobre a Oferta – Custos da Oferta" na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra a ser paga por nós ao Citi cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do Citi como instituição intermediária da Oferta.

Link

Na data deste Prospecto, não havia operações de empréstimo concedidas a nós ou aos nossos acionistas controladores pela Link vinculados à Oferta.

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

Adicionalmente, exceto pela remuneração prevista no item "Informações sobre a Oferta – Custos da Oferta" na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra a ser paga por nós à Link cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação da Link como instituição intermediária da Oferta.

BNP Paribas

Na data deste Prospecto, não havia operações de empréstimo concedidas a nós ou aos nossos acionistas controladores pelo BNP Paribas vinculados à Oferta.

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

Adicionalmente, exceto pela remuneração prevista no item "Informações sobre a Oferta – Custos da Oferta" na página 60 deste Prospecto, não há qualquer outra a ser paga por nós ao BNP Paribas cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação.

Entendemos não haver qualquer conflito de interesse em relação à atuação do BNP Paribas como instituição intermediária da Oferta.

APRESENTAÇÃO DOS COORDENADORES DA OFERTA E DOS COORDENADORES CONTRATADOS

Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.

O Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A. está presente no Brasil desde 1953, contando com uma estrutura de aproximadamente 400 funcionários, com foco na intermediação e negociação de títulos de renda fixa e variável, em operações de câmbio e na prestação de serviços de banco de investimentos, incluindo a assessoria financeira em operações de fusões e aquisições, reestruturações e no mercado de capitais.

A recente fusão global entre os grupos Merrill Lynch e Bank of America resultou no que acreditamos ser um dos maiores conglomerados financeiros do mundo e um dos líderes mundiais na negociação e intermediação de títulos e valores mobiliários, na prestação de serviços de banco de investimentos e de finanças corporativas, na gestão de ativos e grandes riquezas e na prestação de serviços de gestão de tesouraria.

O conglomerado Bank of America Merrill Lynch atende clientes nos segmentos de pessoa física, pequenos e médios negócios e também grandes empresas, oferecendo uma vasta gama de produtos e serviços de banco comercial, banco de investimentos, gestão de ativos e de risco. Sua ampla plataforma nos Estados Unidos da América serve mais de 59 milhões de clientes a partir de suas mais de 6.100 agências, mais de 18.000 ATMs e um sistema online que atende mais de 25 milhões de usuários ativos.

O grupo atua em mais de 150 países, possuindo relacionamento com 99% das 500 maiores companhias de acordo com a U.S. Fortune e 83% das 500 maiores companhias de acordo com a Fortune Global. As ações da Bank of America Corporation (NYSE: BAC), controladora do BofA Merrill Lynch, fazem parte do índice Dow Jones Industrial Average e são listadas na New York Stock Exchange.

Nas Américas, está entre os principais bancos em emissões de dívida e equity e na assessoria em operações de fusões e aquisições, tendo recentemente atingido uma das principais posições em levantamento de capital para empresas considerando o valor agregado de operações de *equity, bonds* e financiamentos, de acordo com a Dealogic. A transferência indireta do controle do BofA Merrill Lynch pelo Bank of America, no Brasil, encontra-se pendente de autorização pelo Banco Central.

Banco BTG Pactual S.A.

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 abril de 2010 pelo número e volume de operações, participando de um total de 100 operações no período, 12 a mais do que o segundo colocado, de acordo com a ANBIMA. 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 o título de "*Best Equity House Latin America*" pelo sexto ano consecutivo (Euromoney de 2002 a 2005 e 2007 a 2008). Em 2009 recebeu da Latin Finance os prêmios de IPO e *Follow-on* na América Latina por sua participação nas ofertas de Visanet e BR Foods, respectivamente.

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 *follow-on* de 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, e o departamento de pesquisa (*research*) na América Latina obteve o primeiro lugar nos últimos sete anos (Institutional Investor 2002 – 2008).

Na área de *asset management*, as estratégias de investimento são desenhadas para clientes institucionais, clientes *private*, empresas e parceiros de distribuição.

Banco Itaú BBA S.A. – Coordenador Líder

O Itaú BBA é o banco de atacado do conglomerado Itaú Unibanco. Com trajetória marcada por associações bem-sucedidas e visão para oferecer os melhores produtos e serviços para empresas, o Itaú BBA é resultado da fusão dos bancos BBA e das áreas *corporate* do Banco Itaú S.A. e Unibanco – União de Bancos Brasileiros S.A. Em 31 de dezembro de 2009, o Itaú BBA apresentou os seguintes resultados: ativos de R$126,9 bilhões, patrimônio líquido de R$6,34 bilhões e lucro líquido de R$1,8 bilhões.

A história do Itaú BBA começa com o BBA Creditanstalt, fundado em 1988 em São Paulo, por Fernão Bracher e Antonio Beltran, em parceria com o Bank Austria Creditanstalt. A atuação do banco estava voltada para operações financeiras bancárias, com características de atacado, e destaque para *underwriting*, *hedge*, crédito e câmbio.

Em 1991, foi a única instituição brasileira a coordenar o consórcio de bancos estrangeiros para investimentos no programa de privatização de empresas estatais. Ainda no mesmo ano, recebeu autorização do Banco Central para operar subsidiária em Bahamas e atender demanda de clientes na área internacional.

Em 1994, assinou acordo de cooperação com a administradora de recursos Paribas Capital. No ano seguinte, juntou-se ao Capital Group, de Los Angeles, para formar a administradora de fundos BBA Capital. Adquiriu a Financiadora Mappin e criou a Fináustria, especializada em financiamento de veículos. Nessa época, já contava com sucursais em Campinas, Rio de Janeiro, Porto Alegre e Belo Horizonte.

Em 2001, o BBA tem novo parceiro de negócios, em razão da compra do Creditanstalt pelo grupo alemão HVB. No ano seguinte, a associação com o Grupo Icatu fez surgir duas empresas: a BBA Icatu Corretora e a BBA Icatu Investimentos.

No final de 2002, ocorreu a associação com o Banco Itaú S.A., surgindo assim uma nova instituição: o Itaú BBA. Com gestão autônoma para conduzir todos os negócios de clientes corporate e banco de investimento do grupo, passa a contar com a base sólida de capital e liquidez do Itaú e a especialização e destacada atuação do BBA no segmento de atacado.

Em 2005, o Itaú BBA ampliou as atividades de banco de investimentos e rapidamente consolidou como um importante *player* de mercado em fusões e aquisições, *equities* e *fixed income* local. A partir de 2008, iniciou expansão de suas atividades em *fixed income* internacional e produtos estruturados.

Em 2009, o Banco Central aprovou a associação entre o Itaú e o Unibanco. O Itaú BBA uniu-se com a área c*orporate* do Unibanco, e ainda concentrou as atividades de tesouraria institucional do grupo, tendo como desafio ser o melhor banco de atacado, investimento e tesouraria da América Latina.

Atividade de Investment Banking do Itaú BBA

A área de Investment Banking do Itaú BBA oferece assessoria a clientes corporativos e investidores na estruturação de produtos de banco de investimento, incluindo renda variável, renda fixa e fusões e aquisições.

Em renda variável, o Itaú BBA oferece serviços para estruturação de ofertas públicas primárias e secundárias de ações e de ADRs, ofertas públicas para aquisição e permuta de ações, além de assessoria na condução de processos de reestruturação societária de companhias abertas e trocas de participações acionárias. A condução das operações é realizada em conjunto com a Itaú Corretora, que tem relacionamento com investidores domésticos e internacionais e possui reconhecida e premiada estrutura independente de pesquisa.

Em 2009, o Itaú BBA atuou como coordenador e bookrunner de ofertas públicas iniciais e subsequentes que totalizaram R$14,2 bilhões. No ranking da ANBID, o banco fechou o ano de 2009 em primeiro lugar em número de ofertas com participação no mercado de 13,7%.

No segmento de renda fixa, o Itaú BBA conta com equipe dedicada para prover aos clientes diversos produtos no mercado doméstico e internacional, tais como: notas promissórias, debêntures, commercial papers, fixed e floating rate notes, fundos de investimento em direitos creditórios (FIDC) e certificados de recebíveis imobiliários (CRI). Em 2009, o Itaú BBA participou de operações de debêntures e notas promissórias que totalizaram R$18 bilhões e operações de securitização que atingiram R$1,4 bilhões. De acordo com o ranking ANBID, o Itaú BBA foi classificado em primeiro lugar no ranking 2009 de distribuição de operações em renda fixa e securitização. As participações de mercado somaram, respectivamente, 24% e 20%.

Com equipe especializada, a área de fusões e aquisições do Itaú BBA oferece aos clientes estruturas e soluções eficientes para assessoria, coordenação, execução e negociação de aquisições, desinvestimentos, fusões e reestruturações societárias. A área detém acesso amplo e privilegiado a investidores estratégicos e financeiros para assessorar clientes na viabilização de movimentos societários. De acordo com o ranking de fusões e aquisições da Thomson Finance, com base no número de operações realizadas em 2009, o Itaú BBA ficou em primeiro lugar, com 28 transações.

Adicionalmente, o Itaú BBA tem sido amplamente reconhecido como um dos melhores bancos de investimento do Brasil por instituições como Global Finance, Latin Finance e Euromoney. Nos últimos três anos, foi considerado o melhor Banco de Investimento no Brasil, pela revista Global Finance, publicação americana especializada em análises sobre empresas e instituições financeiras dos cinco continentes.

Banco Santander (Brasil) S.A.

O Santander é controlado pelo Banco Santander S.A., instituição com sede na Espanha fundada em 1857, que, em 2007, participou do consórcio que realizou uma das mais importantes transações da história da indústria bancária do mundo, ao adquirir 86% das ações do banco holandês ABN AMRO, por €71,0 bilhões.

O Grupo Santander possui, atualmente, cerca de US$1,6 trilhão em ativos, administra quase US$1,8 trilhão em fundos, possui mais de 92 milhões de clientes e quase 14 mil agências. O Santander acredita ser o principal grupo financeiro da Espanha e da América Latina e desenvolve uma importante atividade de negócios na Europa, região em que alcançou uma presença destacada no Reino Unido, por meio do Abbey National Bank Plc, assim como em Portugal. Acredita ser um dos líderes em financiamento ao consumo na Europa, por meio do Santander Consumer, com presença em 12 países do continente e nos Estados Unidos.

No ano de 2009, o Grupo Santander registrou lucro líquido de aproximadamente €3,8 bilhões, na América Latina, o que representou, no mesmo período, aproximadamente 43% dos resultados do Grupo Santander no mundo. Também na América Latina, o Grupo Santander possui cerca de 5.750 agências e 35,8 milhões de clientes.

Em 1957, o Grupo Santander entrou no mercado brasileiro por meio de um contrato operacional celebrado com o Banco Intercontinental do Brasil S.A. Em 1997, adquiriu o Banco Geral do Comércio S.A., em 1998 adquiriu o Banco Noroeste S.A., em 1999 adquiriu o Banco Meridional S.A. (incluindo sua subsidiária, o Banco Bozano, Simonsen S.A.) e em 2000 adquiriu o Banespa. Com a compra do Banco Real, realizada em 24 de julho de 2007 e a posterior incorporação de suas ações em 29 de agosto de 2008, o Santander Brasil tem presença ativa em todos os segmentos do mercado financeiro, com uma completa gama de produtos e serviços em diferentes segmentos de clientes – pessoas físicas, pequenas e médias empresas, corporações, governos e instituições. As atividades do Santander compreendem três segmentos operacionais: banco comercial, banco global de atacado e gestão de recursos de terceiros e seguros.

Em setembro de 2010, o Santander, no Brasil, possuía uma carteira de mais de 24 milhões de clientes, mais de 2.000 agências e mais de 18.000 caixas eletrônicos, encerrando o ano com um total de ativos em torno de R$357 bilhões e patrimônio líquido de, aproximadamente, R$73,0 bilhões. O Santander, no Brasil, possui uma participação de aproximadamente 25% dos resultados do Grupo Santander no Mundo, além de representar 42% no resultado do Grupo Santander na América Latina.

Como um dos principais bancos de atacado do Brasil, o Santander oferece aos seus clientes um amplo portfólio de produtos e serviços locais e internacionais que são direcionados às necessidades dos clientes. Produtos e serviços são oferecidos nas áreas de transações bancárias globais (*global transaction banking*), mercados de crédito (*credit markets*), finanças corporativas (*corporate finance*), ações (*equities*), taxas (*rates*), formação de mercado e mesa proprietária de tesouraria. Dessa forma, os clientes corporativos podem se beneficiar dos serviços globais fornecidos pelo Grupo Santander e pela ampla experiência no mercado local.

Na área de *equities*, o Santander possui um forte posicionamento de mercado, estruturando operações em boa parte da América Latina, contando com uma reconhecida equipe de *research*, boa capacidade de distribuição e equipe de *equity capital markets* qualificada e experiente.

A área de research do Santander conta com um bom reconhecimento no mercado, considerada pela publicação *Institutional Investor* como uma das melhores não somente no Brasil, mas também na América Latina. Adicionalmente, o Santander dispõe de estrutura de *research* dedicada exclusivamente ao acompanhamento de ativos latino-americanos, o que assegura credibilidade e acesso de qualidade a investidores *target* em operações brasileiras.

Em *sales & trading*, o Grupo Santander possui uma das maiores equipes dedicadas a ativos latino-americanos no mundo. Presente no Brasil, Estados Unidos, Europa e Ásia, a equipe do Grupo Santander figura dentre as melhores da América Latina pela publicação da *Institutional Investor*. O Santander dispõe de uma estrutura dedicada de acesso ao mercado de varejo e pequenos investidores institucionais no Brasil por meio de salas de ações e corretora.

A área de *Equity Capital Markets* do Santander participou como *bookrunner* de ofertas destacadas no Brasil nos últimos anos. Em 2010, o Santander alcançou pelo segundo ano consecutivo a liderança no ranking de emissões de ações na América Latina de acordo com a Bloomberg, tendo atuado como coordenador líder da oferta pública inicial de ações de Renova Energia S.A. e como coordenador da oferta pública inicial de BR Properties S.A. e das ofertas de *follow-on* de Anhanguera Educacional Participações S.A., Estácio Participações S.A., Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, PDG Realty S.A. Empreendimentos e Participações, Inpar S.A. e JBS S.A.

Em 2009, o Santander alcançou a liderança no ranking de emissões de ações na América Latina de acordo com Thomson Reuters e Bloomberg tanto em número de transações como em volume ofertado. Neste ano, o Santander atuou como coordenador líder das ofertas públicas iniciais de ações do Banco Santander (Brasil) S.A. e da Direcional Engenharia S.A., como coordenador das ofertas públicas iniciais de ações de Cetip S.A. e da Companhia Brasileira de Meios de Pagamento – Visanet e das ofertas de *follow-on* da Rossi Residencial S.A., Iguatemi Empresa de Shopping Centers S.A., Cyrela Brazil Realty S.A., MRV Engenharia e Participações S.A., BRMalls Participações S.A., Marfrig Alimentos S.A., BRF – Brasil Foods S.A. e Anhanguera Educacional Participações S.A.

Em 2009, as ofertas de Visanet e Brasil Foods foram premiadas pela Latin Finance como "*Best Primary Equity Issue*" e "*Best Follow-On Issue*", respectivamente. Ainda em 2009, a Oferta de Banco Santander foi premiada como "*Latin America Equity Issue of the Year*" pela International Financing Review (IFR).

Em 2008, atuou em operações com valor total superior a US$12 bilhões. Conforme dados da Bloomberg, em particular, atuou como *bookrunner* na oferta primária da Companhia Vale do Rio Doce em 2008, uma das maiores ofertas de ações da história do Brasil.

BB-Banco de Investimento S.A.

O Banco do Brasil foi o primeiro banco a operar no País e, hoje, é a maior instituição financeira da América Latina em termos de ativos, segundo ranking da consultoria Economática (31/12/09). Em seus mais de 200 anos de existência, acumulou experiências e pioneirismos, participando vivamente da história e da cultura brasileira. Sua marca é uma das mais conhecidas e valiosas do País, acumulando ao longo de sua história atributos de confiança, segurança, modernidade e credibilidade. Com sólida função social e com competência para lidar com os negócios financeiros, o Banco do Brasil demonstrou que é possível ser uma empresa lucrativa sem perder o núcleo de valores.

Em março de 2010, o Banco do Brasil registrou mais de 53,5 milhões de clientes atendidos a partir de uma rede de 18,0 mil pontos de atendimento distribuídos em 3,5 mil municípios brasileiros, com envolvimento de 103,9 mil funcionários. No exterior, o Banco do Brasil tem 43 pontos distribuídos em 23 países (Alemanha, Angola, Argentina, Áustria, Bolívia, Chile, China, Coréia do Sul, Emirados Árabes Unidos, Espanha, Estados Unidos, França, Ilhas Cayman, Inglaterra, Itália, Japão, México, Panamá, Paraguai, Peru, Portugal, Uruguai e Venezuela).

Com objetivo de oferecer soluções diferenciadas e fortalecer o vínculo com as empresas brasileiras, o Banco do Brasil criou o BB Investimentos, subsidiária integral, para executar atividades de banco de investimento.

O BB Investimentos mantém posição de destaque entre os principais intermediários em ofertas públicas de ações. Em 2009, atuou como coordenador do IPO da Visanet, nas operações de *follow on* da Brasil Foods, Gol Linhas Aéreas Inteligentes e Marfrig Alimentos. Como coordenador contratado atuou nas operações da CCR, Cyrela, Natura, Multiplan, Rossi e Santander. Neste ano ficou em quinto lugar no ranking ANBIMA de distribuição de renda variável com 10,6% de participação de mercado. Em 2010 atuou, até o momento, como coordenador líder do *follow on* do Banco do Brasil, como coordenador do IPO da Julio Simões Logística e do *follow on* da JBS S.A, de Petrobras e de Raia S/A, além de ter sido coordenador contratado nas operações da Aliansce, Multiplus, Hypermarcas e Mills. No ranking ANBIMA de distribuição de renda variável de novembro de 2010, ocupa a primeira posição com 62,2% de participação de mercado.

Atua também na intermediação de valores mobiliários e disponibiliza para seus clientes o serviço de compra e venda de ações por meio da rede de agências, internet (*home broker*) e celular. O volume financeiro negociado pelo BB Investimentos em 2009, neste segmento, foi superior a R$20 bilhões e possui em sua base aproximadamente 250 mil investidores com posição de custódia.

Em 2010, até novembro, o BB Investimentos liderou uma emissão de notas promissórias, no valor de R$200 milhões e 19 emissões de debêntures, totalizando R$8,6 bilhões, dentre elas Cemig Geração e Transmissão, Construções e Comércio Camargo Correa, SABESP, Transmissora Aliança de Energia Elétrica, Cyrela Brazil Realty. Também participou de seis emissões de notas promissórias, totalizando R$7,7 bilhões e de 13 emissões de debêntures, totalizando R$7,7 bilhões. No acumulado de 2010, até novembro, o BB Investimentos está em segundo lugar no ranking ANBIMA de originação, por valor, de renda fixa Consolidado com o valor de R$10,7 bilhões originados e 18,5% de participação de mercado.

No mercado de capitais internacional, em 2010, o BB, por meio de suas corretoras externas BB Securities Ltd. (Londres) e Banco do Brasil Securities LLC (Nova Iorque), atuou em 30 das 69 operações de captação externa realizadas por empresas, bancos e governo brasileiro, das quais 17 com "status" de *lead-manager* e 13 como *co-manager*. Em termos de montante, do total de aproximadamente US$40 bilhões emitidos no período, o BB participou em cerca de US$21,6 bilhões.

O BB Investimentos conta ainda com uma equipe dedicada para assessoria e estruturação de operações de fusões e aquisições e reestruturações societárias com destaque para atuação nos segmentos de agronegócios, indústria, energia e logística e participação em leilões de concessão. Em 2010, atuou como advisor no processo de alienação da participação acionária da Previ na TPPF – Terminais Portuários da Ponta do Félix S.A., assessorou a Braskem na aquisição da participação da Unipar na Quattor Participações e no processo de fusão das empresas Brenco Holding e ETH Bioenergia.

Citigroup Global Markets Brasil Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.

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

Link S.A. Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários

A Link foi fundada em 1998 como corretora e distribuidora de valores independente e tem escritórios em São Paulo e Curitiba. É uma das maiores corretoras e distribuidoras brasileiras, com uma forte atuação no mercado de ações, pesquisa e derivativos, bem como em produtos de câmbio, renda fixa e commodities transacionados em bolsa.

Desde 2002, a Link lidera nos setores de produtos de renda fixa e commodities negociados em bolsas de valores no Brasil. A Link – uma sociedade de capital fechado com 293 funcionários, incluindo os 73 sócios – também presta serviços de gestão de patrimônios privados e gestão de ativos.

- Oferece serviços financeiros de altíssima qualidade
- Assessoria e execução nos mercados de commodities, futuros e ações
- Alocação de recursos, seleção dos melhores gestores e fundos do país
- Gestão de renda variável
- Departamento independente de pesquisa e análise de ações, que cobre hoje 55 companhias abertas
- Análises do cenário macroeconômico voltado para os mercados de renda fixa

A Link tem como objetivo oferecer serviços de qualidade diferenciada para clientes institucionais, empresas, pessoas físicas e investidores estrangeiros.

A Link possui relevante atuação na intermediação de operações nos mercados futuros de derivativos financeiros e commodities na BM&FBOVESPA, atividade na qual a Linkvem ocupando, desde 2002, o 1º lugar no ranking da BM&FBOVESPA.

Atua também no mercado a vista de ações, ocupando a nona posição no Ranking de 2009, com volume negociado de R$99,7 bilhões naquele ano.

A operação de *homebroking* da Link foi eleita em 2010 pelo Prêmio Infomoney: Melhor Corretora do País, na categoria desempenho geral. A corretora ganhou destaque nas cinco categorias que o Ranking InfoMoney reuniu, todas baseadas na avaliação dos usuários do portal. Categorias do Infomoney: 1º lugar – Operacional; 2º lugar – Atendimento; 2º lugar – Conteúdo e Ferramentas; 3º lugar – Custo-Benefício.

Banco BNP Paribas Brasil S.A.

O BNP Paribas é um grupo europeu presente em mais de 84 países, contando com aproximadamente 201.700 colaboradores. O BNP Paribas encontra-se presente no Brasil há mais de 50 anos, desde a abertura de seu primeiro escritório de representação em 1953. Desde então, o BNP Paribas vem ganhando destaque e espaço no mercado brasileiro, estando entre os três bancos mais rentáveis sobre o patrimônio e com o menor custo operacional segundo a Revista Valor 1000 publicada em agosto de 2010. Atualmente, o BNP Paribas é o maior banco do mundo em ativos.

Em 1981, com apenas um escritório no Brasil, o BNP Paribas adquiriu 45% do capital do Banco Cidade, um banco nacional, mantendo esta participação até 1995.

Durante este período, o banco passou a dar maior importância aos investimentos feitos no mercado financeiro brasileiro.

Em 1996, o BNP Paribas foi autorizado a se instalar no País e a operar no mercado doméstico brasileiro como banco múltiplo. Em 1998, o BNP Paribas atuou como líder em emissões internacionais de títulos de dívida em euro.

Entre 1998 e 2000, o banco participou como líder em diversas emissões internacionais da República Brasileira em euro.

Com a realização da fusão global do BNP e do Banque Paribas, em 2000, passou a denominar-se Banco BNP Paribas Brasil S.A. No mesmo ano, como resultado da boa atuação de suas filiais brasileiras, o BNP Paribas implementou um projeto de desenvolvimento visando à diversificação e ampliação de suas atividades no País, com o aumento de seu capital, a criação de novos produtos e a realização de novas contratações.

Em junho de 2010, seus ativos totais somavam R$20,7 bilhões; os depósitos totais chegaram a R$6 bilhões e o patrimônio líquido a R$2,3 bilhões. O lucro líquido acumulado no período foi de R$140 milhões tendo uma rentabilidade anualizada de 20,2% sobre o patrimônio líquido.

Hoje, o BNP Paribas atua em diversas áreas, tais como a de financiamentos, comércio exterior, mercado de capitais, e fusões e aquisições. O BNP Paribas participa de emissões de títulos locais desde 2001, tendo participado das emissões de debêntures simples da NovaMarlim, Copel, CSN, Telefônica e Vale. Além disso, organizou a emissão de FDIC do Banco BGN. O BNP Paribas tem uma extensa experiência em fusões e aquisições, e esteve entre os três maiores assessores de M&A do Brazil em 2009. Entre as transações em que o BNP Paribas participou recentemente estão, entre outras, a aquisição da Sack's pela LVMH, a compra do controle da GVT pela Vivendi, a aquisição da Futuragene pela Suzano e a transação entre a MMX e a Wuhan Steel.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação da Companhia	QGEP Participações S.A.
Sede	A nossa sede está localizada na Avenida Presidente Antonio Carlos, n 51, sala 601 (parte), 20020-010, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil.
Diretoria de Relações com Investidores	A nossa Diretoria de Relações com Investidores localiza-se na Avenida Presidente Antonio Carlos, n 51, sala 601 (parte), 20020-010, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, Brasil, e a responsável por essa diretoria é a Srª. Paula Costa. O telefone da Diretoria de Relações com Investidores é (21) 3231-2618 e o seu endereço eletrônico é ri@qgep.com.br.
Auditores Independentes da Companhia	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.
Banco Escriturador	Itaú Corretora de Valores S.A.
Listagem das Ações	As ações ordinárias de nossa emissão serão listadas no segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e negociadas no primeiro dia útil seguinte à publicação do Anúncio de Início sob o código "QGEP3".
Jornais em que Divulga Informações	A Companhia divulga informações no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no jornal "Diário do Comércio".
Website da Companhia	www.qgep.com.br/ri. As informações constantes do nosso *website* não integram o presente Prospecto e não são a ele incorporadas por referência, exceto conforme descrito na seção "Documentos e Informações Incorporadas por Referência a este Prospecto".
Informações Adicionais	Informações adicionais sobre nós e a Oferta poderão ser obtidas no nosso Formulário de Referência incorporado por referência a este Prospecto e junto (1) à nossa diretoria de relações com investidores, (2) aos Coordenadores da Oferta Global nos endereços e *websites* indicados na seção "Informações sobre a Oferta – Informações Complementares da Oferta" a partir da página 77 deste Prospecto, ou (3) à CVM, na Rua Sete de Setembro nº 111, 5º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, ou na Rua Cincinato Braga nº 340, 2º a 4º andares, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo ou, ainda, em seu *website*: www.cvm.gov.br.

IDENTIFICAÇÃO DOS ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES COMPANHIA

Companhia

QGEP Participações S.A

Diretoria de Relações com Investidores

Avenida Presidente Antonio Carlos, n 51,
sala 601 (parte)
20020-010, Rio de Janeiro, RJ
Tel.: (21) 3231-2618
Fax: (21) 3231-2595
At.: Srª. Paula Costa
www.qgep.com.br

Coordenadores da Oferta

Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 18º andar
04538-133, São Paulo, SP
Tel.: (11) 2188-4000
Fax: (11) 2188-4009
At.: Sr. João Paulo Torres
www.merrilllynch-brasil.com.br

Banco BTG Pactual S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima nº 3.729, 9º andar
04538-133, São Paulo, SP
Tel.: (11) 3383-2000
Fax: (11) 3383-2001
At.: Sr. Fabio Nazari
www.btgpactual.com.br

Coordenador Líder

Banco Itaú BBA S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 4º andar
04538-133, São Paulo, SP
Tel.: (11) 3708-8000
Fax: (11) 3708-8107
At.: Sr. Fernando Fontes Iunes
www.itaubba.com.br

Consultores Legais da Companhia

Em Direito Brasileiro

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados

Al. Joaquim Eugênio de Lima, nº 447
CEP 01403 001, São Paulo – SP
Tel.: (11) 3147-7600
Fax: (11) 3147-7770
At.: Sr. Sergio Spinelli Silva Jr.
www.mattosfilho.com.br

Em Direito Norte-Americano

White & Case LLP

Av. Brig. Faria Lima, nº 2277, 4º andar
01452-000 São Paulo – SP
Tel.: (11) 3147-5600
Fax: (11) 3147-5611
At.: Sr. Donald E. Baker
www.whitecase.com

Consultores Legais dos Coordenadores da Oferta

Em Direito Brasileiro

Tauil & Chequer Advogados, associado a Mayer Brown LLP

Av. Pres Juscelino Kubitschek, 1455, 5º e 6º andares
04543-011, São Paulo, SP
Tel.: (11) 2504-4210
Fax: (11) 2504-4211
At.: Sr. Carlos Motta
www.tauilchequer.com.br

Em Direito Norte-americano

Milbank, Tweed, Hadley & McCloy LLP

Avenida Paulista, n.º 1079, 8º andar
01311-200, São Paulo, SP
Tel.: (11) 2787-6328
Fax: (11) 2787-6468
At.: Sr. André Béla Jánszky/
Sr. Tobias Stirnberg
www.milbank.com

Auditores Independentes da Companhia

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Av. Presidente Wilson, nº 231, 22º andar
20030-021, Rio de Janeiro, RJ
Tel.: (21) 3981-0500
Fax: (21) 3981- 0600
At.: Sr. Antônio Carlos Brandão
www.deloitte.com.br

FATORES DE RISCO RELATIVOS À OFERTA E ÀS AÇÕES

Esta Seção contempla, exclusivamente, os fatores de risco diretamente relacionados à Oferta e às nossas Ações e não descreve todos os fatores de risco relativos à Companhia e suas atividades, os quais o investidor deve considerar antes de adquirir as Ações no âmbito da Oferta.

Antes de tomar uma decisão de investimento nas Ações, a Companhia e os Coordenadores recomendam a leitura cuidadosa de todas as informações disponíveis neste Prospecto e no nosso Formulário de Referência, em especial a Seção 4 "Fatores de Risco" e a Seção 5 "Riscos de Mercado". Caso qualquer dos riscos e incertezas aqui descritos efetivamente ocorra, os negócios, a situação financeira e/ou os nossos resultados operacionais poderão ser afetados de forma adversa. Consequentemente, o investidor poderá perder todo ou parte substancial de seu investimento nas Ações. Riscos adicionais não previstos neste Prospecto atualmente desconhecidos ou considerados irrelevantes pela Companhia também poderão prejudicar o nosso negócio, resultado operacional e financeiro. A leitura deste Prospecto não substitui a leitura do Formulário de Referência.

A relativa volatilidade e liquidez do mercado de capitais brasileiro poderá limitar substancialmente a capacidade dos investidores de vender nossas ações ordinárias pelo preço desejado ou no tempo desejado.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é consideravelmente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado do que os grandes mercados de valores mobiliários internacionais, tais como o dos Estados Unidos. Em 30 de setembro de 2010, a capitalização total de mercado das empresas listadas na BM&FBOVESPA era equivalente a cerca de US$1.469,0 bilhões, ao passo que as dez maiores empresas listadas na BM&FBOVESPA representavam, aproximadamente, 46,2% da capitalização total de mercado de todas as empresas listadas naquela data. Essas características de mercado podem limitar substancialmente a capacidade dos titulares de nossas ações ordinárias de vendê-las pelo preço e na data desejados, afetando adversamente os preços de negociação de nossas ações ordinárias.

Adicionalmente, o preço das ações alienadas em uma oferta pública está sujeito a volatilidade por um período de tempo após tal oferta. Fatores alheios ao nosso controle, tais como recomendações de analistas de mercado ou acontecimentos afetando a nossa indústria e alterações nas condições do mercado financeiro podem ter um efeito significativo no preço de mercado de nossas ações ordinárias. Antes da oferta pública inicial de ações que pretendemos realizar não há mercado para negociação pública de nossas ações ordinárias. Se um mercado de negociação ativo não for desenvolvido ou mantido, a liquidez e os preços de negociação de nossas ações ordinárias poderão ser seriamente impactados.

Restrições à circulação de capitais para fora do Brasil podem prejudicar a capacidade dos titulares de nossas ações ordinárias residentes no exterior em receber dividendos e distribuições relativas às receitas oriundas de sua alienação.

O Governo Federal pode impor restrições temporárias sobre a conversão da moeda brasileira em moedas estrangeiras e à remessa para investidores estrangeiros dos resultados de seus investimentos no Brasil. A legislação brasileira permite ao Governo Federal impor essas restrições sempre que houver grave desequilíbrio na balança de pagamentos do Brasil ou razões para prever tal desequilíbrio.

O Governo Federal impôs restrições a remessas por aproximadamente seis meses em 1990, podendo tomar medidas semelhantes no futuro. Restrições semelhantes, se impostas, poderão prejudicar ou impedir a conversão de dividendos, distribuições ou receitas decorrentes da alienação de nossas ações ordinárias de reais para dólares norte-americanos e a remessa de Dólares norte-americanos para o exterior.

Podemos vir a precisar de recursos adicionais no futuro, os quais poderão ser obtidos por meio da emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar na diluição da participação de investidores em nosso capital social.

Podemos precisar captar recursos adicionais no futuro e, no caso da indisponibilidade de financiamento público ou privado ou por decisão de nossa acionista controladora, poderemos emitir novas ações ordinárias. Qualquer emissão adicional poderá resultar na diluição da participação de investidores em nosso capital social.

Vendas expressivas das nossas Ações após esta Oferta poderão acarretar a redução considerável do preço de mercado das nossas Ações.

Nós, os membros de nossa Administração e nossos acionistas controladores celebramos acordos de restrição à venda das ações de nossa emissão *(lock-up)*, por meio dos quais nos comprometemos, sujeitos tão somente às exceções previstas em referidos acordos, durante o período que se inicia na data de assinatura do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement* e que se encerra 180 dias, inclusive, após a publicação do Anúncio de Início, a: (i) não emitir, ofertar, vender, contratar a venda, dar em garantia, emprestar, conceder qualquer opção de compra ou de qualquer outra forma dispor ou conceder quaisquer direitos, registrar ou fazer com que seja levado a registro documento nos termos do *Securities Act* ou das leis brasileiras, em todos os casos relacionados a, qualquer ação de emissão da Companhia a ser emitida ou que seja detida pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários na data de assinatura do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement* ou qualquer opção ou *warrant* de emissão da Companhia a ser emitido ou que seja detido pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários para a compra de qualquer ação ou qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia a ser emitido ou que seja detido pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários conversível em, ou permutável por, ou que represente o direito de receber ações de emissão da Companhia ou detidas diretamente pelas Pessoas Sujeitas a Restrições de Transferência de Valores Mobiliários ou em que estas tenham titularidade, nos termos da legislação aplicável; (ii) não celebrar qualquer contrato de *swap* ou qualquer acordo que transfira à outra parte, no todo ou em parte, qualquer valor econômico decorrente da titularidade das ações ou de qualquer valor mobiliário conversível, passível de exercício ou permutável por ações de emissão da Companhia, ou de *warrants* ou outro direito de compra de ações de emissão da Companhia, independentemente se tal operação seja realizada pela entrega das ações ou de qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, por dinheiro ou outra forma; e (iii) a não publicar anúncio com a intenção de efetuar qualquer operação acima descrita.

Adicionalmente, de acordo com o Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subsequentes à Oferta, após a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado, nosso Acionista Controlador e os membros da nossa administração não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares, imediatamente após a efetivação da Oferta.

Após esse período inicial de seis meses, nosso Acionista Controlador e nossos administradores não poderão, por mais seis meses, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de nossa emissão e derivativos lastreados nessas ações de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta.

Se decidirmos emitir novas ações ou se nosso Acionista Controlador decidir vender suas ações, ou ainda se o mercado perceber que nosso Acionista Controlador ou nós pretendemos alienar ações, isso poderá afetar adversamente o valor de mercado de nossas Ações.

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

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

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

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

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

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

O Preço por Ação foi determinado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*. Nos termos da regulamentação em vigor, como a demanda verificada na Oferta foi inferior a quantidade de ações da Oferta Base acrescida de 1/3, foram aceitas no Procedimento de *Bookbuilding* intenções de investimento de Pessoas Vinculadas consideradas Investidores Institucionais, limitados ao percentual máximo de 20,0% das Ações da Oferta Base, o que poderá ter um impacto adverso na liquidez esperada das Ações e pode ter tido um impacto na definição do Preço por Ação.

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

A deterioração das condições econômicas e de mercado em outros países, principalmente nos emergentes ou nos Estados Unidos, pode afetar negativamente a economia brasileira e os nossos negócios.

O mercado de títulos e valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras é influenciado, em vários graus, pela economia global e condições do mercado, e especialmente pelos países da América Latina e outros mercados emergentes. A reação dos investidores ao desenvolvimento em outros países pode ter um impacto desfavorável no valor de mercado dos títulos e valores mobiliários de companhias brasileiras. Eventos de conturbação social, crises em outros países emergentes ou políticas econômicas de outros países (e em particular dos Estados Unidos da América) podem reduzir a demanda do investidor por títulos e valores mobiliários de companhias brasileiras, inclusive pelas ações ordinárias de nossa emissão, o que poderia afetar adversamente o seu preço de mercado. No passado, o desenvolvimento adverso das condições econômicas nos mercados emergentes resultou em significante retirada de recursos do país e uma queda no montante de capital estrangeiro investido no Brasil. A crise financeira iniciada nos Estados Unidos no terceiro trimestre de 2008 criou uma recessão global. Mudanças nos preços de ações ordinárias de companhias abertas, ausência de disponibilidade de crédito, reduções nos gastos, desaceleração da economia global, instabilidade de taxa de câmbio e pressão inflacionária podem afetar adversamente, direta ou indiretamente, a economia e o mercado de capitais brasileiros. Adicionalmente, a economia brasileira é afetada por condições de mercado e econômicas internacionais em geral, especialmente as condições econômicas dos Estados Unidos. Os preços das ações na BM&FBOVESPA, por exemplo, são tradicionalmente sensíveis a flutuações nas taxas de juros dos Estados Unidos e ao comportamento das principais bolsas norteamericanas. Qualquer aumento nas taxas de juros em outros países, especialmente os Estados Unidos, poderá reduzir a liquidez global e o interesse do investidor no mercado de capitais brasileiro, afetando negativamente o preço das ações de emissão da Companhia.

Os titulares de nossas ações ordinárias 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. Não obstante a existência de dividendo mínimo obrigatório em nosso estatuto social, nosso Conselho de Administração poderá optar por não distribuir dividendos aos nossos acionistas em qualquer exercício social, na hipótese em que tais distribuições não sejam aconselháveis, à luz da condição financeira da Companhia. Dessa forma, os titulares de nossas ações ordinárias podem não receber dividendos ou juros sobre capital próprio.

O investidor poderá sofrer diluição do valor patrimonial de seu investimento em nossas ações ordinárias.

Acreditamos que 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. Nesse caso, considerando a diferença de valor entre o Preço por Ação e o valor patrimonial por ação, o valor de investimento em nossas ações ordinárias será reduzido imediatamente, resultado da diluição imediata e substancial do valor patrimonial do investimento em nossa Companhia.

Após a Oferta continuaremos sendo controlados por nosso atual Acionista Controlador, sendo que seus interesses poderão diferir daqueles dos demais acionistas.

Nosso Acionista Controlador tem o poder de nos controlar, inclusive com poderes para: (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 nossas controladas; (ii) vender ou de alguma forma transferir ações que representem o nosso controle por ele detidas, nos termos do nosso Estatuto 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 todos ou substancialmente todos os ativos, ou a retirada das nossas ações do Novo Mercado, assim como determinar a época de distribuição e o pagamento de quaisquer dividendos futuros.

Ademais, em 17 de janeiro de 2011, foi celebrado um acordo de acionistas entre o nosso Acionista Controlador e o FIP Quantum, que determina que antes da realização de qualquer assembleia geral ou reunião do conselho de administração, haverá uma reunião prévia entre nosso Acionista Controlador e o FIP Quantum. Nosso Acionista Controlador, o FIP Quantum e os membros do conselho de administração por eles indicados e eleitos em observância ao disposto em acordo de acionistas devem comparecer às assembleias gerais e as reuniões do conselho de administração, conforme o caso, e declarar seu voto com estrita observância a orientações de votos fixadas nas reuniões prévias. O voto proferido em desacordo com o estipulado no acordo de acionistas não será computado.

Após a conclusão da Oferta, o Acionista Controlador será titular de ações representando aproximadamente 62,9% do capital social com direito a voto, considerando o exercício da Opção de Ações Suplementares. Enquanto o Acionista Controlador continuar a deter ou a controlar bloco significativo de direitos de voto, continuará a nos controlar. Os interesses do Acionista Controlador poderão não coincidir com os interesses dos demais acionistas.

O investimento de nosso acionista pode sofrer diluição adicional no futuro em razão da implantação do Plano de Opção de Ações.

Estamos em um processo de implantação do Plano de Opção de Ações. As condições específicas para a outorga e exercício das opções pelos beneficiários estão sendo estabelecidas em contratos de opção de compra de ações celebrados entre nós e cada um dos beneficiários. Qualquer outorga e exercício das opções pelos beneficiários poderá ocasionar diluição adicional para nossos acionistas no futuro.

Poderá haver uma vinculação excessiva por parte dos nossos controladores no processo de formação de Preço por Ação, uma vez que eles poderão participar do Procedimento de Bookbuilding e continuarão sendo nossos controladores após a Oferta.

O fato dos nossos controladores poderem participar da Oferta caso não seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 à quantidade de Ações inicialmente ofertada (sem considerar as Ações Suplementares) e, permanecerem como nossos controladores após a Oferta poderia gerar uma vinculação excessiva no processo de determinação do Preço por Ação, podendo resultar em má-formação ou descaracterização do processo de formação de Preço por Ação.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Considerando-se o Preço por Ação de R$19,00, os recursos líquidos a serem captados por nós na Oferta (sem considerar as Ações do Lote Suplementar) são estimados em aproximadamente R$1.269.359.829,21, considerando a dedução das comissões da Oferta e das despesas estimadas da Oferta.

Nosso plano de negócios e uso estimado dos recursos foram previstos com base em Recursos Prospectivos Médios Riscados, ou seja, considerando investimentos ponderados pela chance de sucesso de cada Prospecto Exploratório. Portanto, esses percentuais de alocação dos recursos da oferta podem ser alterados significativamente dependendo de sucesso exploratório que possa ocorrer no nosso *portfolio* atual e, eventualmente, ser integralmente dedicado ao desenvolvimento de tal(is) Descoberta(s).

Pretendemos utilizar os recursos líquidos a serem auferidos por nós em decorrência da Oferta, conforme indicado na tabela abaixo:

Destinação de Recursos	**Percentual**
Investimentos em Exploração e desenvolvimento no portfólio existente (não suportados pela geração de caixa do Campo de Manati)	20 a 30%
Aquisição, Exploração e desenvolvimento de novos blocos e ativos	70 a 80%
Total	**100%**

Para aquisição dos novos ativos, estamos analisando prioritariamente as oportunidades nas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, tendo, inclusive, interesse em participar das oportunidades atuais e futuras no pré-sal. Poderemos participar oportunisticamente, preferencialmente com participações minoritárias, em Bacias emergentes que demonstrem a existência de prêmios consideráveis e/ ou *upsides* que possam compensar os riscos destes projetos. Estamos atualmente avaliando a entrada em novos ativos através de *farm ins* que estão sendo ofertados no mercado brasileiro e da participação seletiva em novas rodadas de licitação promovidas pela ANP. Nestas oportunidades de investimentos, utilizaremos, além dos recursos obtidos em razão da Oferta, os recursos em caixa da Companhia.

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 seção "Capitalização", na página 100 deste Prospecto sobre o impacto dos recursos líquidos decorrentes da Oferta em nossa situação patrimonial.

Planejamos, ainda, fazer o pagamento para diretores, gerentes, funcionários e colaboradores (incluindo diretores, gerentes, funcionários e colaboradores da nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.) de uma remuneração de incentivo que estará vinculada à conclusão da Oferta e aos seus termos e condições finais. A referida remuneração de incentivo terá o valor global de até 2,4% do valor de nossa oferta primária de ações. Do montante que for definido para o pagamento da remuneração de incentivo, até 50,0% serão alocados para o pagamento aos nossos diretores (e aos diretores de nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.), ao passo que os 50,0% restantes serão alocados para o pagamento de nossos gerentes, funcionários e colaboradores, bem como de nossa referida controlada. Ressaltamos que o referido passivo, e correspondente despesa, não foram contemplados na tabela da seção "Capitalização" ou na tabela relativa à destinação de recursos acima.

CAPITALIZAÇÃO

A tabela abaixo apresenta nossa capitalização total com base nas nossas demonstrações financeiras consolidadas em bases históricas reais em 30 de setembro de 2010, ajustado pelos eventos subsequentes descritos abaixo, ajustado de modo a refletir o recebimento de R$1.269,36 milhões em recursos líquidos da Oferta (considerando a dedução das comissões da Oferta e das despesas estimadas da Oferta), considerando o Preço por Ação de R$19,00, sem considerar as Ações do Lote Suplementar e novamente ajustado para refletir o recebimento dos recursos líquidos provenientes do exercício da Opção de Ações Suplementares.

	Em 30 de setembro de 2010							
	Atual	% do Total	Ajustado pelos eventos subsequentes[2]	% do Total	Ajustado[3]	% do Total	Novamente Ajustado[4]	% do Total
	(R$ mil)		(em R$ mil)		(R$ mil)		(R$ mil)	
Endividamento de curto prazo	154.458	16,0%	35.380	4,0%	35.380	1,6%	35.380	1,5%
Endividamento de longo prazo	228.827	23,6%	228.827	26,2%	228.827	10,7%	228.827	9,8%
Endividamento total	383.285	39,6%	264.207	30,2%	264.207	12,3%	264.207	11,3%
Dividendos a pagar	2.750	0,3%	–	0,0%	–	0,0%	–	0,0%
Total consolidado do patrimônio líquido	582.227	60,1%	610.737	69,8%	1.880.096	87,7%	2.071.154[5]	88,7%
Capitalização total[1]	968.262	100,0%	874.944	100,0%	2.144.303	100,0%	2.335.361	100,0%

(1) A capitalização total é a soma do endividamento total, dos dividendos a pagar e do total do patrimônio líquido.

(2) Ajustado ainda para refletir (a) o pagamento, por nossa controlada QGEP, de R$2.750 mil à QGSA, referente a dividendos, incluídos no aporte do recurso líquido de 2 de julho de 2010; (b) pagamentos de empréstimos e financiamentos no montante de R$119.078 mil, conforme descrito no item desta seção; (c) o pagamento de dividendos aprovado na assembleia geral extraordinária realizada em 10 de dezembro de 2010 de R$33.709 mil e (d) o aumento do nosso capital mediante a emissão de novas ações aprovado na reunião de conselho de administração realizada em 16 de dezembro de 2010 de R$62.219 mil.

(3) Ajustado ainda para refletir o recebimento dos recursos líquidos provenientes da Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares.

(4) Novamente ajustado, para refletir o recebimento dos recursos líquidos provenientes do exercício da Opção de Ações Suplementares.

(5) Considera um total de comissões de R$45.452 mil e o total de despesas de R$9.209 mil, totalizando R$1.460.417 mil em recursos líquidos da Oferta.

Exceto pelo exposto abaixo, nenhuma mudança material ocorreu em nossa capitalização desde 30 de setembro de 2010. O investidor deve ler a tabela acima em conjunto com o item "10" do nosso Formulário de Referência, bem como com as nossas demonstrações financeiras consolidadas constantes deste Prospecto.

Planejamos, ainda, fazer o pagamento para diretores, gerentes, funcionários e colaboradores (incluindo diretores, gerentes, funcionários e colaboradores da nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.) de uma remuneração de incentivo que estará vinculada à conclusão da Oferta e aos seus termos e condições finais. A referida remuneração de incentivo terá o valor global de até 2,4% do valor de nossa oferta primária de ações. Do montante que for definido para o pagamento da remuneração de incentivo, até 50,0% serão alocados para o pagamento aos nossos diretores (e aos diretores de nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.), ao passo que os 50,0% restantes serão alocados para o pagamento de nossos gerentes, funcionários e colaboradores, bem como de nossa referida controlada. Ressaltamos que o referido passivo, e correspondente despesa, não foram contemplados na tabela da acima ou na tabela da seção à Destinação de Recursos.

Pagamento de Dividendos

Em 10 de dezembro de 2010, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas deliberou pelo pagamento de dividendo intercalar oriundo da conta de lucro líquido apurado no balanço patrimonial levantado em 31 de outubro de 2010, conforme proposta apresentada pelo Conselho de Administração, a ser imputado ao dividendo mínimo obrigatório do exercício social, no montante de R$33.708.573,35 corresponde ao valor de R$0,60 por ação, sendo que o montante foi pago em 10 de dezembro de 2010.

Aumentos de Capital

Em 16 de dezembro de 2010, foi realizada uma reunião do nosso Conselho de Administração, na qual foi aprovado um aumento de capital da Companhia, no montante de R$62.219.085,82 passando de R$558.197.657,00 para R$620.416.742,82, mediante a emissão de 6.202.196 novas ações ordinárias, sem valor nominal, ao preço individual de emissão de R$10,03 cada. A QGSA renunciou, para todos os fins de direito, seu direito de preferência à subscrição das ações emitidas, as quais foram integralmente subscritas pelo FIP Quantum. Para mais informações sobre nossos aumentos de capital, veja o item 17.3 de nosso Formulário de Referência.

Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos

Após 30 de setembro de 2010 realizamos pagamentos de empréstimos e financiamentos de curto prazo no montante de R$119.078 mil, nas seguintes datas:

Data	Instituição Financeira	R$ mil
15/10/10	BNDES e Banco do Nordeste do Brasil	5.260
16/11/10	BNDES e Banco do Nordeste do Brasil	15.185
30/11/10	IFC	5.093
15/12/10	BNDES e Banco do Nordeste do Brasil	8.652
30/12/10	Banco do Brasil	84.887
		119.078

Para maiores informações, ver item 10.1(f) do nosso Formulário de Referência, anexo a este Prospecto.

Desdobramento de ações

No dia 17 de janeiro de 2011, realizamos uma AGE em que nossos acionistas aprovaram o desdobramento das nossas ações, passando cada uma ação ordinária a ser representada por três ações pós-desdobramento, recebendo os acionistas duas novas ações para cada ação ordinária que detinham naquela data. Em consequência, o nosso capital social passou a ser dividido em 186.065.886 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. Para mais informações sobre o desdobramento de ações, veja o item 17.2 de nosso Formulário de Referência.

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.

Na data deste Prospecto, o valor do nosso patrimônio líquido (saldo de 30 de setembro de 2010 ajustado pelos eventos subsequentes descritos na seção "Capitalização" deste Prospecto) era de R$610,7 milhões e o valor patrimonial por ação ordinária integralizada de nossa emissão correspondia, na mesma data, a R$3,28. Esse valor patrimonial representa o valor contábil total de nosso patrimônio líquido dividido pelo número total de ações ordinárias de nossa emissão na data deste Prospecto.

Após considerarmos a colocação das Ações (sem considerar as Ações do Lote Suplementar) pelo Preço por Ação de R$19,00, considerando a dedução das comissões da Oferta e das despesas estimadas da Oferta, nosso patrimônio líquido estimado na data deste Prospecto seria de R$1.880,1 milhões, representando um valor de R$7,36 por ação ordinária de nossa emissão. Isso significaria um aumento imediato no valor do nosso patrimônio líquido por ação ordinária de nossa emissão de R$4,08 para os acionistas existentes, e uma diluição imediata no valor do nosso patrimônio líquido por ação ordinária de nossa emissão de 61,3% 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	R$19,00
Valor patrimonial contábil por ação[1]	R$3,28
Aumento do valor contábil patrimonial líquido por ação integralizada atribuído aos acionistas existentes	R$4,08
Valor patrimonial contábil ajustado para refletir a Oferta[1]	R$7,36
Diluição do valor patrimonial contábil por ação dos novos investidores[2]	R$11,64
Diluição percentual dos novos investidores[3]	61,3%

(1) Ajustado para refletir o aumento do capital social aprovado em 16 de dezembro de 2010 e o desdobramento de nossas ações aprovado em 17 de janeiro de 2011. Para mais informações sobre o aumento de capital e sobre o desdobramento de ações veja os itens 17.2 e 17.3 de nosso Formulário de Referência.

(2) Para os fins aqui previstos, diluição representa a diferença entre o Preço por Ação de R$19,00 a ser pago pelos investidores e o valor patrimonial líquido por ação imediatamente após a conclusão da Oferta.

(3) O cálculo da diluição percentual dos novos investidores é obtido através da divisão do valor da diluição dos novos investidores pelo Preço por Ação de R$19,00.

Plano de Outorga de Opções das Nossas Ações

Estamos em um processo de implantação de um plano de outorga de opções das nossas ações. As condições específicas para a outorga e exercício das opções pelos beneficiários estão sendo estabelecidas em contratos de opção de compra de ações celebrados entre nós e cada um dos beneficiários. O referido plano será destinado aos nossos administradores e determinados profissionais, com o objetivo principal de atração e retenção desses profissionais estratégicos.

Consideramos a adoção, no futuro, de eventuais novos planos de outorga de opções para a compra ou subscrição de ações para nossos administradores e empregados. Tais novos planos e os eventuais riscos relacionados serão divulgados, se e quando aprovados, nos termos da regulamentação vigente. Para maiores informações sobre nosso plano de outorga de ações, ver item 13.16 do nosso Formulário de Referência.

PRINCIPAIS ACIONISTAS

Principais Acionistas

O nosso capital social é composto exclusivamente por ações ordinárias. A tabela abaixo contém informações sobre a quantidade de nossas ações ordinárias, detidas por acionistas titulares de 5,0% ou mais de ações de nossa emissão e pelos nossos Conselheiros e Diretores, na data deste Prospecto Definitivo.

	Número de Ações e Percentual	
Acionista	**Ações Ordinárias**	**%**
QGSA	167.459.291	90,0
FIP Quantum	18.606.588	10,0
Administradores[1]	7	0,1
Outros acionistas	–	–
Ações em circulação	0	0
Total	**186.065.886**	**100,0**

(1) Ações detidas diretamente pelos Administradores.

Para informações acerca da nossa composição acionária após a Oferta, veja seção "Informações Sobre a Oferta", na página 57 deste Prospecto.

A tabela abaixo contém informações sobre a quantidade de nossas ações ordinárias, detidas por meio da QGSA e pelo FIP Quantum, por acionistas titulares, indiretamente, de 5,0% ou mais de ações de nossa emissão, até o nível da pessoa física.

	Número de Ações e Percentual do Nosso Capital Social	
Acionista	**Ações Ordinárias**	**%**
Antonio Augusto de Queiroz Galvão[1]	16.481.425	8,86
Carlos de Queiroz Galvão	16.481.422	8,86
Cristina de Queiroz Galvão Mariz	16.852.150	9,06
Fernando de Queiroz Galvão	16.481.422	8,86
Marcos de Queiroz Galvão	16.481.422	8,86
Maria Dulce de Queiroz Galvão	16.481.422	8,86
Maurício José de Queiroz Galvão[1]	16.481.425	8,86
Ricardo de Queiroz Galvão[1]	16.852.153	9,06
Roberto de Queiroz Galvão[1]	16.481.425	8,86
Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves	16.852.150	9,06
Carmem Lúcia Galvão de S. Leão	16.852.150	9,06
Total	**182.778.566**	**98,26**

(1) Membro do nosso Conselho de Administração.

BREVE DESCRIÇÃO DE NOSSOS PRINCIPAIS ACIONISTAS

QGSA

A QGSA é a *holding* da família Queiroz Galvão, que concentra sua participação acionária no conglomerado industrial fundado em 1953, conglomerado este que atua em diversos setores da economia, dentre eles: construção, rodovias, energia, empreendimentos imobiliários, agroindústria e siderurgia. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009, o Grupo Queiroz Galvão auferiu uma receita líquida total de R$6.454,7 milhões.

O presidente do nosso Conselho de Administração é também presidente do conselho de administração da QGSA e membro da sua diretoria. Nosso Conselheiro Ricardo de Queiroz Galvão é também vice-presidente do conselho de administração da QGSA e membro da sua diretoria. Nosso Conselheiro Maurício José de Queiroz Galvão é também membro do conselho de administração da QGSA e membro da sua diretoria. Nosso Conselheiro Roberto de Queiroz Galvão é também membro do conselho de administração da QGSA e membro da sua diretoria.

QUANTUM – Fundo de Investimento em Participações

O FIP Quantum é um fundo de investimento em participações cuja carteira é gerida e é administrado pela Oliveira Trust Servicer S.A., sociedade devidamente autorizada pela CVM para o exercício profissional de administração de fundo de investimentos e gestão de carteiras, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Av. das Américas, nº 500, Bloco 13, grupo 205, Barra da Tijuca. O diretor responsável pela representação do FIP Quantum perante a CVM é o Sr. José Alexandre Costa de Freitas. Os quotistas do FIP Quantum são os mesmos acionistas da QGSA. A distribuição das quotas do FIP Quantum obedece exatamente a mesma proporção acionária da QGSA.

ANEXOS

Estatuto Social da Companhia

Ata da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia que autorizou a realização da Oferta

Ata da Reunião de Conselho de Administração da Companhia que autorizou a realização da Oferta

Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia que aprova o aumento de capital referente à Oferta e o Preço por Ação

Declarações da Companhia e do Coordenador Líder para fins do artigo 56 da Instrução CVM n° 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada

Declaração da Diretoria da Companhia, nos termos do artigo 25, V e VI, da Instrução CVM 480

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ESTATUTO SOCIAL
QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

CNPJ/MF Nº.11.669.021/0001-10
NIRE: 33.300.292.896

CAPÍTULO I
DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

Art. 1º – *Denominação*. A QGEP Participações S.A. ("Companhia") é uma sociedade por ações que se rege pelo presente Estatuto Social, pela legislação aplicável e pelo Regulamento de Listagem no Novo Mercado ("Regulamento do Novo Mercado") da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA").

Art. 2º – *Sede, Foro e Filiais*. A Companhia tem sua sede e foro na Capital do Estado do Rio de Janeiro, na Av. Presidente Antônio Carlos, 51, sala 601 (parte), Centro, CEP 20020-010, podendo criar e extinguir filiais, agências ou outros estabelecimentos no país e no exterior, mediante deliberação da Diretoria.

Art. 3º – *Objeto Social*. A Companhia tem por objeto a participação em sociedades que se dediquem substancialmente a exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Art. 4º – *Prazo de Duração.* O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II
CAPITAL E AÇÕES

Art. 5º – *Capital*. O capital social subscrito é de R$620.416.742,82 (seiscentos e vinte milhões, quatrocentos e dezesseis mil, setecentos e quarenta e dois reais e oitenta e dois centavos), representado por 186.065.886 (cento e oitenta e seis milhões, sessenta e cinco mil, oitocentas e oitenta e seis) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

§1º – *Voto por Ação.* Cada uma das ações ordinárias em que se divide o capital social dará direito a um voto nas deliberações das Assembleias Gerais da Companhia.

§2º – *Escrituração de Ações.* As ações da Companhia serão escriturais, mantidas em conta de depósito em nome de seus titulares, junto a uma instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e indicada pelo Conselho de Administração, podendo ser cobrada dos acionistas a remuneração de que trata o parágrafo 3º do artigo 35 da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("LSA").

§3º – *Acionista Omisso.* A não realização, pelo subscritor, do valor subscrito, nas condições previstas no boletim ou na chamada, fará com que o mesmo fique, de pleno direito, constituído em mora, para fins dos artigos 106 e 107 da LSA, sujeitando-se ao pagamento do valor em atraso corrigido monetariamente de acordo com a variação do Índice Geral de Preços ao Mercado – IGP-M, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV, ou seu substituto, na menor periodicidade legalmente admitida, além de juros de 12% (doze por cento) ao ano, *pro rata temporis* e multa correspondente a 10% (dez por cento) do valor da prestação em atraso, devidamente atualizada.

§4º – *Grupamento e Desdobramento.* Por deliberação do Conselho de Administração, as ações que compõem o capital social da Companhia podem ser agrupadas ou desdobradas.

Art. 6º – *Capital Autorizado.* A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de R$4.000.000.000,00 (quatro bilhões de reais), excluídas as ações já emitidas, independentemente de reforma estatutária.

§1º – *Forma.* O aumento do capital social será realizado mediante deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização. Ocorrendo subscrição com integralização em bens, a competência para o aumento de capital será da Assembleia Geral, ouvido o Conselho Fiscal, caso instalado.

§2º – *Ações ordinárias e Bônus de Subscrição.* Dentro do limite do capital autorizado, a Companhia poderá emitir ações ordinárias e bônus de subscrição.

Art. 7º – *Exclusão do Direito de Preferência.* A Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição com exclusão do direito de preferência dos antigos acionistas, ou com redução do prazo para seu exercício, quando a colocação for feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou ainda através de permuta de ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da LSA.

Art. 8º – *Recompra.* A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, adquirir as próprias ações para permanência em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento, até o montante do saldo de lucro e de reservas, exceto a reserva legal, sem diminuição do capital social, observadas as disposições legais e regulamentares aplicáveis.

Art. 9º – *Plano de Opção.* A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração e de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral, outorgar opção de compra ou subscrição de ações, sem direito de preferência para os acionistas, em favor dos seus administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, podendo essa opção ser estendida aos administradores ou empregados das sociedades controladas pela Companhia, direta ou indiretamente.

Art. 10º – *Ações Preferenciais, de Fruição e Partes Beneficiárias.* A Companhia não poderá emitir ações preferenciais, ações de fruição ou partes beneficiárias.

Art. 11 – *Reembolso em Direito de Retirada.* Obedecido o disposto no artigo 45 da LSA, o valor do reembolso a ser pago aos acionistas dissidentes terá por base o valor patrimonial da Companhia, constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral.

CAPÍTULO III
ASSEMBLEIA GERAL

Art. 12 – *Periodicidade.* A Assembleia Geral, com a competência prevista em lei e neste Estatuto Social, reúne-se ordinariamente dentro dos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais o exigirem.

§1º – *Representação por Procuradores.* Por ocasião das Assembleias Gerais, os acionistas que se fizerem representar por procuradores deverão apresentar procurações, sendo vedado o uso de procurações outorgadas por meios eletrônicos.

§2º – *Legitimação – Ações Escriturais.* Os titulares de ações escriturais ou em custódia deverão depositar na Companhia, com até 3 (três) dias de antecedência, os comprovantes expedidos pelas instituições financeiras depositárias e documentação de comprovação de poderes de representação como condição para a sua participação nas Assembleias.

§3º – *Presidência.* As Assembleias serão instaladas e presididas pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração. O Presidente da Assembleia indicará um secretário para auxiliá-lo nos trabalhos.

§4º – *Prazo de Convocação.* As reuniões das Assembleias Gerais serão convocadas com, no mínimo, 15 (quinze) dias corridos de antecedência.

Art. 13 – *Representação.* Para tomar parte na Assembleia Geral, o acionista deverá apresentar no dia da realização da respectiva assembleia: (i) comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de sua titularidade ou em custódia, na forma do artigo 126 da LSA, e/ou relativamente aos acionistas participantes da custódia fungível de ações nominativas, o extrato contendo a respectiva participação acionária, emitido pelo órgão competente datado de até 02 (dois) dias úteis antes da realização da Assembleia Geral; ou (ii) instrumento de mandato, devidamente regularizado na forma da lei e deste Estatuto, na hipótese de representação do acionista. O acionista ou seu representante legal deverá comparecer à Assembleia Geral munido de documentos que comprovem sua identidade.

§1º – *Procurador.* O acionista poderá ser representado na Assembleia Geral por procurador constituído há menos de 01 (um) ano, que seja acionista, com o reconhecimento de firma do outorgante, administrador da Companhia, advogado, instituição financeira ou administrador de fundos de investimento que represente os condôminos.

§2º – *Deliberações.* As deliberações da Assembleia Geral, ressalvadas as hipóteses especiais previstas em lei e no Artigo 38, §1º deste Estatuto Social, serão tomadas por maioria absoluta de votos, não se computando os votos em branco.

§3º – *Competência Privativa.* Sem prejuízo das demais matérias previstas em lei, competirá privativamente à Assembleia Geral:

a) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras da Companhia;

b) reformar este Estatuto Social;

c) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração;

d) eleger e destituir os membros do Conselho Fiscal, se instalado;

e) deliberar acerca do cancelamento do registro de companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários, nos termos do Capítulo VII deste Estatuto Social;

f) deliberar, nos termos do Capítulo VII deste Estatuto Social, acerca da saída do Novo Mercado; e

g) escolher a empresa especializada responsável pela preparação de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta perante a CVM e de saída do Novo Mercado, dentre as empresas indicadas em lista tríplice pelo Conselho de Administração.

§3º – *Ata em Forma Sumária.* As atas das Assembleias deverão ser lavradas na forma de sumário dos fatos ocorridos, inclusive dissidências e protestos, contendo a transcrição das deliberações tomadas, observado o disposto no §1º do artigo 130 da LSA.

CAPÍTULO IV
ADMINISTRAÇÃO

Seção I – Normas Gerais

Art. 14 – *Órgãos da Administração.* A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria.

Art. 15 – *Posse dos Administradores*. A partir da adesão pela Companhia ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, a posse dos administradores é condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado e assinatura de um termo de anuência ao Manual de Divulgação e Uso de Informações e Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Companhia, também mediante assinatura do respectivo termo.

§ Único – *Comunicações.* A partir da abertura de capital e adesão ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, os administradores da Companhia deverão, imediatamente após a investidura no cargo, comunicar à CVM, à Companhia e à BM&FBOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos.

Seção II – Conselho de Administração

Art. 16 – *Composição.* O Conselho de Administração será composto por, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 7 (sete) membros, além de um outro número de suplentes a ser determinado em Assembleia Geral, limitado ao número de conselheiros eleitos, vinculados ou não a conselheiros efetivos específicos, eleitos pela Assembleia Geral e destituíveis por ela a qualquer tempo. O mandato dos conselheiros será unificado e o seu prazo será de 2 (dois) anos.

§1º – *Presidente e Vice-Presidente do Conselho.* O Conselho de Administração terá um Presidente, eleito pela maioria de votos de seus membros, na primeira reunião após a posse dos membros ou sempre que ocorrer vacância do cargo de Presidente, bem como um Vice-Presidente, também eleito pela maioria de votos dos membros, ao qual competirá substituir o Presidente para o exercício de suas funções.

§2º – *Conselheiros Independentes.* No mínimo 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração deverão ser Conselheiros Independentes, expressamente declarados como tais na Assembleia Geral que os eleger. Considera-se Conselheiro Independente aquele que (i) não tiver qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação no capital social; (ii) não for Acionista Controlador, cônjuge ou parente até segundo grau do Acionista Controlador, não for e não tiver sido nos últimos 03 (três) anos vinculado à sociedade ou entidade relacionada ao Acionista Controlador (excluem-se desta restrição pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa); (iii) não tiver sido nos últimos 3 (três) anos empregado ou diretor da Companhia, do Acionista Controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não for fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não for funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não for cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; ou (vii) não receber outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (excluem-se desta restrição proventos em dinheiro oriundos de eventual participação no capital). É também considerado Conselheiro Independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos parágrafos 4º e 5º do artigo 141 da LSA.

§3º – *Arredondamento.* Quando, em decorrência da observância do percentual referido no parágrafo acima, 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, ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5.

§4º – *Investidura ao Cargo.* Os membros do Conselho de Administração serão investidos em seus cargos mediante assinatura de termo de posse lavrado no Livro de Atas de Reuniões do Conselho de Administração. Os membros do Conselho de Administração poderão ser destituídos a qualquer tempo pela Assembleia Geral, devendo permanecer em exercício nos respectivos cargos, até a investidura de seus sucessores.

§5º – *Ausência.* Em caso de ausência, os membros do Conselho de Administração serão substituídos da seguinte forma e na seguinte ordem: (a) por seu suplente específico, se houver, e não existindo esse suplente específico, (b) por um conselheiro efetivo, desde que nomeado pelo ausente como seu procurador, ficando desde já estabelecido que o conselheiro efetivo nomeado procurador pelo ausente está autorizado a proferir o seu próprio voto e, também, o voto do conselheiro ausente e, não havendo essa situação de nomeação de procurador, (c) por um suplente, convocado pelo Presidente do Conselho de Administração.

§6º – *Participação em Reuniões.* Os conselheiros poderão participar das reuniões do Conselho de Administração por intermédio de conferência telefônica, vídeo-conferência ou por qualquer outro meio de comunicação eletrônico, sendo considerados presentes à reunião e devendo confirmar seu voto através de declaração por escrito encaminhada ao Presidente do Conselho por carta, fac-simile ou correio eletrônico logo após o término da reunião. Uma vez recebida a declaração, o Presidente do Conselho ficará investido de plenos poderes para assinar a ata da reunião em nome do conselheiro.

Art. 17 – *Vacância.* No caso de vacância no cargo de conselheiro, não havendo suplente, o Conselho de Administração elegerá tantos conselheiros substitutos quantos forem os cargos vagos, sendo que os conselheiros eleitos nos termos deste Artigo terão o seu mandato encerrado na próxima Assembleia Geral que for realizada, devendo o conselheiro substituto ser eleito para completar o mandato do substituído.

Art. 18 – *Reuniões.* O Conselho de Administração reunir-se-á sempre que convocado por seu Presidente ou pela maioria dos seus membros, mediante comunicação por escrito com, no mínimo, 03 (três) dias de antecedência, salvo casos de manifesta urgência, quando o prazo poderá ser reduzido. As comunicações deverão informar a hora, data, local e ordem do dia da reunião, anexando cópias dos documentos ou propostas a serem apreciados ou discutidos.

§1º – *Dispensa de Convocação.* Serão consideradas regulares as reuniões a que comparecerem todos os membros, independente de quaisquer formalidades preliminares ou desde que todos manifestem por escrito sua concordância na dispensa das mesmas.

§2º – *Instalação e Quorum.* As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros e as deliberações serão tidas como válidas se aprovadas pela maioria dos membros presentes, cabendo ao Presidente, além do seu voto pessoal, o voto de qualidade de desempate.

Art. 19 – *Competência.* Sem prejuízo das demais atribuições previstas em lei, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre as matérias previstas neste Estatuto Social, em especial as abaixo relacionadas:

a) estabelecer os objetivos, a política e a orientação geral dos negócios da Companhia;

b) eleger, destituir, definir a remuneração e as atribuições dos membros da Diretoria, observados os limites estabelecidos pela Assembleia Geral ou por ela definidos;

c) nomear e destituir os auditores independentes da Companhia, quando for o caso;

d) fiscalizar a gestão dos Diretores;

e) manifestar-se previamente sobre o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as Demonstrações Financeiras da Companhia e examinar os balancetes mensais;

f) submeter à Assembleia Geral a proposta de destino a ser dado ao lucro líquido da Companhia, a distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio de cada exercício social ou relativo a períodos menores;

g) convocar as Assembleias Gerais;

h) aprovar o orçamento geral da Companhia;

i) aprovar o plano de negócios da Companhia;

j) fixar o limite de endividamento da Companhia;

k) autorizar a Diretoria a: (i) adquirir bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores superiores a R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais); (ii) alienar bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores superiores a R$5.000.000,00 (cinco milhões de reais); (iii) constituir ônus reais de bens do ativo permanente da Companhia em qualquer valor; (iv) prestação de garantia a obrigações de terceiros ou sociedades que não façam parte do grupo econômico da Companhia; (v) prestação de garantia em favor da Companhia ou sociedades que façam parte do seu grupo econômico, em valores superiores a R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais) (vi) a formalização de operações financeiras, de crédito e de financiamento em geral, que excedam o valor de R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais); (vii) a formalização de operações estruturadas que excedam o valor de R$170.000.000,00 (cento e setenta milhões de reais); e (viii) a alienação, permuta e/ou oneração de participações societárias em coligadas e controladas com valores superiores a R$5.000.000,00 (cinco milhões de reais).

l) propor a Assembleia Geral o aumento ou a diminuição do capital social; bem como a forma de subscrição, integralização e emissão das ações;

m) deliberar sobre a emissão, pela Companhia, de bônus de subscrição, debêntures simples não conversíveis em ações e sem garantia real, ou outros títulos ou valores mobiliários, bem como de instrumentos de crédito para a captação de recursos, sejam *bonds*, *notes*, *commercial papers* ou outros de uso comum no mercado, deliberando sobre as suas condições de emissão e resgate;

n) fixar a remuneração, dentro do valor global determinado pela Assembleia Geral, dos Conselheiros e Diretores, individualmente;

o) autorizar a amortização, resgate ou recompra de ações da própria Companhia para manutenção em tesouraria ou cancelamento, bem como deliberar sobre a eventual alienação das ações porventura em tesouraria;

p) propor os planos de opção de compra de ações para administradores e empregados da Companhia;

q) estabelecer o valor da participação nos lucros dos empregados da Companhia;

r) deliberar sobre a celebração, modificação e rescisão de contratos, bem como realização de operações de qualquer natureza entre, de um lado, a Companhia e, de outro lado, os acionistas da Companhia e/ou empresas controladas, coligadas ou controladoras dos acionistas da Companhia, ressalvado o disposto nas alíneas (h) e (i) do Artigo 22 deste Estatuto Social;

s) aumentar o capital social da Companhia dentro do limite autorizado pelo Estatuto Social, independentemente de reforma estatutária;

t) alienar bens do ativo permanente;

u) definir a lista tríplice de instituições ou empresas especializadas em avaliação econômica de empresas para 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 prevista no Artigo 38, §1º deste Estatuto Social; e

v) exercer outras atribuições legais ou que lhe sejam conferidas pela Assembleia Geral, bem como resolver os casos omissos.

Art. 20 – *Comitês de Assessoramento.* O Conselho de Administração poderá determinar a criação de comitês de assessoramento destinados a auxiliar os respectivos membros do Conselho de Administração, bem como definir a respectiva composição e atribuições específicas.

Seção III – Diretoria

Art. 21 – *Diretoria.* A Diretoria é o órgão de representação da Companhia, competindo-lhe praticar todos os atos de gestão para assegurar o seu funcionamento regular.

§1º – *Composição.* A Diretoria será composta por, no mínimo, 02 (dois) e, no máximo, 6 (seis) membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e os demais Diretores sem designação específica, devendo um dos Diretores ser eleito ou cumular o cargo de Diretor de Relações com Investidores, devendo tal circunstância constar da ata do Conselho de Administração que deliberar sobre a eleição dos membros da diretoria.

§2º – *Mandato.* Os diretores serão eleitos para mandatos de até 2 (dois) anos, permitida a reeleição. O mandato dos diretores será prorrogado automaticamente até a eleição e posse dos respectivos substitutos, caso esses atos ocorram após o vencimento do mandato dos diretores.

§3º – *Vacância de Cargo.* Ocorrendo vacância de cargo de diretor, ou impedimento do titular, caberá ao Conselho de Administração eleger um novo diretor ou designar o substituto dentre os diretores restantes, fixando, em qualquer dos casos, o prazo de gestão e os respectivos vencimentos.

§4º – *Reuniões.* A Diretoria não é um órgão colegiado, podendo, contudo, reunir-se, sempre que necessário, a critério do Diretor Presidente, que também presidirá a reunião, para tratar de aspectos operacionais. A reunião da Diretoria será considerada instalada com a presença de diretores que representem a maioria dos seus membros.

§5º – *Diretor Presidente.* Compete ao Diretor Presidente: (a) submeter à aprovação do Conselho de Administração os planos de trabalho e orçamento anuais, os planos de investimento e os novos programas de expansão da Companhia e de suas sociedades controladas, promovendo a sua execução nos termos aprovados; (b) formular as estratégias e diretrizes operacionais da Companhia, bem como estabelecer os critérios para a execução das deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração, com a participação dos demais diretores; (c) exercer a supervisão de todas as atividades da Companhia; (d) coordenar e superintender as atividades da Diretoria, convocando e presidindo suas reuniões; e (e) exercer as demais atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração.

§6º – *Diretor Financeiro.* Compete ao Diretor Financeiro: (a) a execução das diretrizes determinadas pelo Conselho de Administração; (b) a administração financeira da Companhia; (c) a administração das áreas de controladoria e contabilidade; e (d) a substituição do Diretor Presidente em suas ausências e impedimentos temporários, exercendo a respectiva competência determinada neste Estatuto.

§7º – *Diretor de Relações com Investidores.* Compete ao Diretor de Relações com Investidores: (a) divulgar e comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e à BM&FBOVESPA, se for o caso, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação, além de outras atribuições definidas pelo Conselho de Administração; (b) prestar informações aos investidores; e (c) manter atualizado o registro da Companhia, prestando as informações necessárias para tanto, tudo em conformidade com a regulamentação aplicável da Comissão de Valores Mobiliários.

Art. 22 – *Competência.* Sem prejuízo das demais atribuições previstas em lei e neste Estatuto, compete à Diretoria, liderada pelo Diretor Presidente, desempenhar as matérias previstas neste Estatuto Social e, em especial, as abaixo relacionadas:

a) cumprir e fazer cumprir a orientação geral dos negócios da Companhia estabelecida pelo Conselho de Administração;

b) elaborar e propor, anualmente, ao Conselho de Administração os planos de investimento e o orçamento anual da Companhia;

c) elaborar, em cada exercício, o Relatório Anual de Administração e as Demonstrações Financeiras a serem submetidas ao Conselho de Administração e, posteriormente, à Assembleia Geral;

d) adquirir bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores de até R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais);

e) alienar bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores de até R$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

f) formalizar operações financeiras, de crédito e de financiamento em geral, em valores de até R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais);

g) formalizar operações estruturadas em valores de até R$170.000.000,00 (cento e setenta milhões de reais);

h) alienação, permuta e/ou oneração de participações societárias em coligadas e controladas em valores de até R$5.000.000,00 (cinco milhões de reais); e

i) prestação de garantia em favor da Companhia ou sociedades que façam parte do seu grupo econômico, em valores de até R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais).

Art. 23 – *Representação.* A Companhia considerar-se-á obrigada quando representada pela assinatura: (i) do Diretor Presidente e mais um Diretor; (ii) de 02 (dois) diretores em conjunto; ou (iii) de dois procuradores.

§1º – *Outorga.* As procurações serão outorgadas em nome da Companhia pela assinatura do Diretor Presidente e mais um Diretor, e, na ausência e/ou afastamento temporário do Diretor Presidente, as procurações serão outorgadas em nome da Companhia pela assinatura de 2 (dois) diretores em conjunto, devendo especificar os poderes conferidos e, com exceção das procurações para fins judiciais, serão válidas por no máximo 01 (um) ano.

CAPÍTULO V
CONSELHO FISCAL

Art. 24 – *Funcionamento.* O Conselho Fiscal da Companhia funcionará em caráter não permanente e, quando instalado, será composto por 03 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, todos residentes no país, acionistas ou não, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembleia Geral para mandato de 01 (um) ano, sendo permitida a reeleição. O Conselho Fiscal da Companhia será composto, instalado e remunerado em conformidade com a legislação em vigor.

§1º – *Presidência.* O Conselho Fiscal terá um Presidente, eleito por seus membros na primeira reunião do órgão após sua instalação.

§2º – *Posse.* A posse dos membros do Conselho Fiscal será feita mediante a assinatura de termo respectivo, em livro próprio, e a partir da adesão da Companhia ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, estará condicionada à subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal previsto no Regulamento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

§3º – *Comunicações.* A partir da abertura de capital e adesão ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, os membros do Conselho Fiscal da Companhia deverão, imediatamente após a posse no cargo, comunicar à CVM, à Companhia e à BM&FBOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive derivativos.

§4º – *Vacância.* Ocorrendo a vacância do cargo de membro do Conselho Fiscal, o respectivo suplente ocupará seu lugar. Não havendo suplente, a Assembleia Geral será convocada para proceder à eleição de membro para o cargo vago.

§5º – *Restrições para Eleição.* Não poderá ser eleito para o cargo de membro do Conselho Fiscal da Companhia aquele que mantiver vínculo com sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia, estando vedada, entre outros, a eleição da pessoa que: (a) seja empregado, acionista ou membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de concorrente ou de Acionista Controlador ou Controlada (conforme definidos no Artigo 33 deste Estatuto Social) de concorrente; (b) seja cônjuge ou parente até 2º grau de membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de Concorrente ou de Acionista Controlador ou Controlada de concorrente.

§6º – *Indicação de Membro.* Caso qualquer acionista deseje indicar um ou mais representantes para compor o Conselho Fiscal, que não tenham sido membros do Conselho Fiscal no período subsequente à última Assembleia Geral Ordinária, tal acionista deverá notificar a Companhia por escrito com 10 (dez) dias úteis de antecedência em relação à data da Assembleia Geral que elegerá os Conselheiros, informando o nome, a qualificação e o currículo profissional completo dos candidatos.

Art. 25 – *Reuniões.* Quando instalado, o Conselho Fiscal se reunirá, nos termos da lei, sempre que necessário e analisará, ao menos trimestralmente, as demonstrações financeiras.

§1º – *Dispensa de Convocação.* Independentemente de quaisquer formalidades, será considerada regularmente convocada a reunião à qual comparecer a totalidade dos membros do Conselho Fiscal.

§2º – *Manifestação.* O Conselho Fiscal se manifesta por maioria absoluta de votos, presente a maioria dos seus membros.

§3º – *Registro das Deliberações.* Todas as deliberações do Conselho Fiscal constarão de atas lavradas no respectivo livro de Atas e Pareceres do Conselho Fiscal e assinadas pelos Conselheiros presentes.

CAPÍTULO VI
EXERCÍCIO SOCIAL E LUCROS

Art. 26 – *Exercício Social.* O exercício social durará de 1º de janeiro a 31 de dezembro de cada ano.

Art. 27 – *Demonstrações Financeiras e Informações.* Ao fim de cada exercício social e no último dia útil de cada trimestre civil, a Diretoria fará elaborar as demonstrações financeiras previstas em lei e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

§ Único: A Companhia e seus administradores deverão, pelo menos uma vez por ano, realizar reunião pública com analistas e quaisquer outros interessados, para divulgar informações quanto à situação econômico-financeira, projetos e perspectivas da Companhia.

Art. 28 – *Dividendos Antecipados.* O Conselho de Administração poderá declarar dividendos à conta de lucros ou de reservas de lucros, apurados em demonstrações financeiras relacionadas a qualquer período de tempo, que serão considerados antecipação do dividendo mínimo obrigatório deste Estatuto.

Art. 29 – *Destinação do Lucro Líquido.* A Companhia distribuirá, em cada exercício social, dividendos obrigatórios de, no mínimo, 0,001% (zero vírgula zero zero um por cento) do lucro líquido ajustado, calculado de acordo com o que dispõe o artigo 202 da LSA.

Art. 30 – *Participação de Administradores.* Nos termos do que dispõe o artigo 190 da LSA, a Assembleia Geral que aprovar as contas do exercício social poderá determinar a distribuição de até 10% (dez por cento) do resultado do exercício social, após os ajustes determinados pelo artigo 189 da LSA, aos administradores da Companhia, como participação nos lucros sociais.

Art. 31 – *Correção Monetária e Prescrição.* Os dividendos atribuídos aos acionistas serão pagos nos prazos da lei, somente incidindo correção monetária e/ou juros se assim for determinado pela Assembleia Geral, e, se não reclamados dentro de 3 (três) anos contados da deliberação do ato que autorizou sua distribuição, prescreverão em favor da Companhia.

Art. 32 – *Juros sobre o Capital Próprio e Dividendos Antecipados.* O Conselho de Administração poderá levantar balanços em qualquer espaço de tempo para o fim de promover distribuições de juros sobre o capital próprio. Os dividendos intermediários e os juros sobre o capital próprio deverão sempre ser imputados ao dividendo obrigatório.

CAPÍTULO VII
DA ALIENAÇÃO DO CONTROLE ACIONÁRIO, DO CONTROLE SEM A MAIORIA ACIONÁRIA, DO CANCELAMENTO DO REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA E DA SAÍDA DO NOVO MERCADO

Art. 33 – *Da Alienação de Controle.* A Alienação de Controle da Companhia, direta ou indiretamente, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente do controle se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas, observando-se as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

§1º – *Significados.* Para fins deste Estatuto Social, os termos abaixo indicados em letras maiúsculas terão o seguinte significado:

- "Acionista Controlador" significa o acionista ou o grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum que exerça o Poder de Controle da Companhia.

- "Acionista Controlador Alienante" significa o Acionista Controlador quando este promove a Alienação de Controle da Companhia.

- "Acionista Adquirente" significa qualquer pessoa (incluindo, sem limitação, qualquer pessoa natural ou jurídica, fundo de investimento, condomínio, carteira de títulos, universalidade de direitos, entidades não personificadas, ou outra forma de organização, residente, com domicílio ou com sede no Brasil ou no exterior), ou grupo de pessoas vinculadas por acordo de voto com o Acionista Adquirente e/ou que atue representando o mesmo interesse do Acionista Adquirente, que venha a subscrever e/ou adquirir ações da Companhia. Incluem-se, dentre os exemplos de uma pessoa que atue representando o mesmo interesse do Acionista Adquirente, qualquer pessoa (i) que seja, direta ou indiretamente, controlada ou administrada por tal Acionista Adquirente; (ii) que controle ou administre, sob qualquer forma, o Acionista Adquirente, (iii) que seja, direta ou indiretamente, controlada ou administrada por qualquer pessoa que controle ou administre, direta ou indiretamente, o Acionista Adquirente, (iv) na qual o controlador de tal Acionista Adquirente tenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social, (v) na qual o Acionista Adquirente tenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social, ou (vi) que tenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social do Acionista Adquirente.

- "Ações de Controle" significa o bloco de ações que assegura, de forma direta ou indireta, ao(s) seu(s) titular(es), o exercício individual e/ou compartilhado do Poder de Controle da Companhia.

- "Ações em Circulação" significa todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas pelo Acionista Controlador, por pessoas a ele vinculadas, por administradores da Companhia e aquelas em tesouraria.

- "Alienação de Controle da Companhia" significa a transferência a terceiro, a título oneroso, das Ações de Controle.

- "Controle" (bem como seus termos correlatos, "Controlador", "Controlado", "sob Controle comum" ou "Poder de Controle") significa o poder efetivamente utilizado de dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da Companhia, de forma direta ou indireta, de fato ou de direito. Há presunção relativa de titularidade do controle em relação à pessoa ou ao grupo de pessoas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum (grupo de controle) que seja titular de ações que lhe tenham assegurado maioria absoluta dos votos dos acionistas presentes nas três últimas assembleias gerais da Companhia, ainda que não seja titular das ações que lhe assegurem a maioria absoluta do capital votante.

- "Grupo de Acionistas" significa o grupo de pessoas: (i) vinculadas por contratos ou acordos de voto de qualquer natureza, seja diretamente ou por meio de sociedades controladas, controladoras ou sob controle comum; ou (ii) entre as quais haja relação de controle; ou (iii) sob controle comum.

- "Valor Econômico" significa o valor da Companhia e de suas ações que vier a ser determinado por empresa especializada, mediante a utilização de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela CVM.

§2º – *Impossibilidade de Transferência.* O(s) Acionista(s) Controlador(es) Alienante(s) ou o Grupo de Acionistas controlador alienante não poderão transferir a propriedade de suas ações, enquanto o adquirente não subscrever o Termo de Anuência dos Controladores a que alude o Regulamento do Novo Mercado.

§3º – *Subscrição do Termo de Anuência.* A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente do Poder de Controle ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores aludido no Regulamento do Novo Mercado.

§4º – *Restrição ao Registro.* Nenhum Acordo de Acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle poderá ser registrado na sede da Companhia sem que os seus signatários tenham subscrito o Termo de Anuência referido no parágrafo 2º deste Artigo 33.

Art. 34 – *Outros Casos de Oferta Pública.* A oferta pública de aquisição disposta no Artigo 33 deste Estatuto Social também deverá ser efetivada:

(i) nos casos em que houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; ou

(ii) em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, neste caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que o comprove.

Art. 35 – *Aquisição via Contrato Particular.* Aquele que já detiver ações da Companhia e venha a adquirir o Poder de Controle desta, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o(s) Acionista(s) Controlador(es) ou Grupo de Acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

(i) efetivar a oferta pública de aquisição referida no Artigo 33 deste Estatuto Social;

(ii) ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 06 (seis) meses anteriores à data da Alienação de Controle da Companhia, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao Acionista Controlador Alienante e o valor pago em bolsa, por ações da Companhia neste período, devidamente atualizado pela variação positiva do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA ("IPCA"); e

(iii) tomar as medidas cabíveis para recompor o percentual mínimo de 25% (vinte e cinco por cento) do total das ações da Companhia em circulação, dentro dos 06 (seis) meses subsequentes à aquisição do Controle.

Art. 36 – *Preço Mínimo.* Na oferta pública de aquisição de ações a ser efetivada pelo(s) Acionista(s) Controlador(es), Grupo de Acionistas Controlador ou pela Companhia para o cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, de acordo com o Artigo 38 deste Estatuto Social.

Art. 37 – O(s) Acionista(s) Controlador(es) ou o Grupo de Acionistas controlador da Companhia deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas seja porque a saída da Companhia do Novo Mercado ocorra:

(i) para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado; ou

(ii) em virtude de operação de reorganização societária na qual as ações da companhia resultante de tal reorganização não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado.

§1º – *Preço Ofertado.* O preço a ser ofertado deverá corresponder, no mínimo, ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, referido no Artigo 38 deste Estatuto Social, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§2º – *Notícia do Evento.* A notícia da realização da oferta pública mencionada neste Artigo deverá ser comunicada à BM&FBOVESPA e divulgada ao mercado imediatamente após a realização da Assembleia Geral da Companhia que houver aprovado a saída ou a referida reorganização.

Art. 38 – *Laudo de Avaliação.* O laudo de avaliação previsto neste Estatuto Social deverá ser elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e controladores, devendo o laudo também satisfazer os requisitos do parágrafo 1º do artigo 8º da LSA e conter a responsabilidade prevista no parágrafo 6º do mesmo dispositivo legal.

§1º – *Escolha da Empresa Especializada.* A escolha da empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia é de competência privativa da Assembleia Geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não sendo computados os votos em branco, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes na Assembleia Geral, 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 em Circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação.

§2º – Os custos de elaboração do laudo de avaliação deverão ser assumidos integralmente pelo ofertante.

Art. 39 – *Controle Sem a Maioria Acionária.* Caso haja o exercício do controle por acionista detentor de menos de 50% (cinqüenta por cento) do capital social, assim como por grupo de acionistas que não seja signatário de acordo de votos e que não esteja sob controle comum e nem atue representando um interesse comum:

(i) sempre que for aprovado, em Assembleia Geral, o cancelamento de registro de companhia aberta, a oferta pública de aquisição de ações referida no Artigo 36 deverá ser efetivada pela própria Companhia, sendo que, neste caso, a Companhia somente poderá adquirir as ações de titularidade dos acionistas que tenham votado a favor do cancelamento de registro na deliberação em Assembleia Geral após ter adquirido as ações dos demais acionistas que não tenham votado a favor da referida deliberação e que tenham aceitado a referida oferta pública; e

(ii) sempre que for aprovada, em Assembleia Geral, a saída do Novo Mercado, seja por registro das ações fora do Novo Mercado, seja por reorganização societária conforme previsto no Artigo 37 (ii) deste Estatuto Social, a oferta pública de aquisição de ações referida no Artigo 33 deste Estatuto Social deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor da respectiva deliberação em Assembleia Geral.

Art. 40 – *AGE para Substituição do Conselho.* Na hipótese de haver as formas de controle da Companhia previstas no Artigo 39 deste Estatuto Social e a BM&FBOVESPA determinar que as cotações dos valores mobiliários de emissão da Companhia sejam divulgadas em separado ou que os valores mobiliários emitidos pela Companhia tenham a sua negociação suspensa no Novo Mercado, em virtude de descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado, o Presidente do Conselho de Administração deverá convocar, em até 02 (dois) dias da referida determinação, computados apenas os dias em que houver circulação dos jornais habitualmente utilizados pela Companhia, uma Assembleia Geral Extraordinária para substituição de todo o Conselho de Administração.

§1º – *Convocação por Acionista.* Caso a referida Assembleia Geral Extraordinária referida no *caput* deste Artigo não seja convocada pelo Presidente do Conselho de Administração no prazo estabelecido, a mesma poderá ser convocada por qualquer acionista da Companhia.

§2º – O novo Conselho de Administração eleito na Assembleia Geral Extraordinária referida no *caput* e no parágrafo 1º deste Artigo deverá sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado no menor prazo possível ou em novo prazo concedido pela BM&FBOVESPA para esse fim, o que for menor.

Art. 41 – *Saída em Razão de Descumprimento de Obrigações.* Na hipótese de haver as formas de controle da Companhia previstas no Artigo 39 deste Estatuto Social e a saída da Companhia do Novo Mercado ocorrer em razão do descumprimento de qualquer obrigação constante do Regulamento do Novo Mercado:

(i) caso o descumprimento decorra de deliberação em Assembleia Geral, a oferta pública de aquisição de ações deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implique o descumprimento; e

(ii) caso o descumprimento decorra de ato ou fato da administração da Companhia, esta deverá efetivar oferta pública de aquisição para cancelamento de registro de companhia aberta dirigida a todos os acionistas da Companhia. Caso seja deliberada, em Assembleia Geral, a manutenção do registro de companhia aberta da Companhia, a oferta pública de aquisição deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor dessa deliberação.

Art. 42 – *Formulação de Oferta Única.* É facultada a formulação de uma única oferta pública de aquisição de ações, visando a mais de uma das finalidades previstas neste Capítulo VII, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM, desde que seja possível compatibilizar os procedimentos de todas as modalidades de oferta pública de aquisição e não haja prejuízo para os destinatários da oferta e seja obtida a autorização da CVM quando exigida pela legislação aplicável.

§1º – *Prevalecimento.* As disposições do Regulamento do Novo Mercado prevalecerão sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo dos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas neste Estatuto.

Art. 43 – *Não Cumprimento das Obrigações.* Na hipótese de o Acionista Adquirente não cumprir as obrigações impostas por este Capítulo VII, inclusive no que concerne ao atendimento dos prazos (i) para a realização ou solicitação do registro da oferta pública; ou (ii) para atendimento das eventuais solicitações ou exigências da CVM, o Conselho de Administração da Companhia convocará Assembleia Geral Extraordinária, na qual o Acionista Adquirente não poderá votar, para deliberar sobre a suspensão do exercício dos direitos do Acionista Adquirente, conforme disposto no artigo 120 da LSA.

Art. 44 – A Companhia ou os acionistas responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição prevista neste Capítulo, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM poderão assegurar sua efetivação por intermédio de qualquer acionista, terceiro e, conforme o caso, pela Companhia. A Companhia ou o acionista, conforme o caso, não se eximem da obrigação de realizar a oferta pública de aquisição até que seja concluída com observância das regras aplicáveis.

CAPÍTULO VIII
JUÍZO ARBITRAL

Art. 45 – *Câmara Arbitral.* A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, nos termos do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Novo Mercado ("Regulamento 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 LSA, neste Estatuto Social, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem.

§ Único – *Recurso ao Judiciário.* Sem prejuízo da validade deste Artigo, qualquer das partes do procedimento arbitral terá o direito de recorrer ao Poder Judiciário com o objetivo de, se e quando necessário, requerer medidas cautelares de proteção de direitos, seja em procedimento arbitral já instituído ou ainda não instituído, sendo que, tão logo qualquer medida dessa natureza seja concedida, a competência para decisão de mérito será imediatamente restituída ao tribunal arbitral instituído ou a ser instituído.

CAPÍTULO IX
LIQUIDAÇÃO DA COMPANHIA

Art. 46 – *Liquidação.* A Companhia entrará em liquidação nos casos determinados em Lei, cabendo à Assembleia Geral eleger o liquidante ou liquidantes, e, se for o caso, o Conselho Fiscal para tal finalidade, obedecidas as formalidades legais.

CAPÍTULO X
DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 47 – *Acordo de Acionistas.* A Companhia observará os acordos de acionistas arquivados em sua sede, sendo expressamente vedado aos integrantes da mesa diretora da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração acatar declaração de voto de qualquer acionista, signatário de Acordo de Acionistas devidamente arquivado na sede social, que for proferida em desacordo com o que tiver sido ajustado no referido acordo, sendo também expressamente vedado à companhia aceitar e proceder à transferência de ações e/ou à oneração e/ou à cessão de direito de preferência à subscrição de ações e/ou de outros valores mobiliários que não respeitar aquilo que estiver previsto e regulado em acordo de acionistas.

Art. 48 – *Casos Omissos.* Os casos omissos neste Estatuto Social serão resolvidos pela Assembleia Geral, regulados de acordo com o que preceitua a LSA e respeitadas as regras do Regulamento do Novo Mercado.

Art. 49 – *Publicações.* As publicações ordenadas pela LSA serão realizadas nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e o Jornal do Commercio.

Art. 50 – *Pagamento dos Dividendos.* O pagamento dos dividendos, aprovado em Assembleia Geral, bem como a distribuição de ações provenientes de aumento do capital, serão efetuados no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a partir da data em que forem declarados.

Art. 51 – *Negociação de Próprias Ações.* A Companhia poderá negociar com suas próprias ações, observadas as disposições legais e as normas que vierem a ser expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

CAPÍTULO XI
DA EFICÁCIA DE DISPOSIÇÕES

Art. 52 – *Prazo dos Mandatos.* Os prazos dos mandatos dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria previstos nos Artigos 16, *caput* e 21, §2º, deste Estatuto Social, respectivamente, somente serão eficazes a partir da eleição do Conselheiro Independente, a ser eleito nos termos do Artigo 16, §2º deste Estatuto Social.

Art. 53 – *Eficácia.* As disposições contidas nos Capítulos VII e VIII deste Estatuto Social somente terão eficácia a partir da data em que a Companhia publicar seu Anúncio de Início da Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações relativamente à sua Oferta Pública Inicial de Ações.

****

Ata da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia que autorizou a realização da Oferta

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.
CNPJ/MF Nº. 11.669.021/0001-10
NIRE Nº. 33.300.292.896

ATA DE ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA
REALIZADA EM 26 DE OUTUBRO DE 2010

Data, Hora e Local: Aos 26 dias do mês de outubro de 2010, às 10:00 horas, na sede social da Companhia, localizada na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte) ("Companhia").

Convocação: Dispensada, nos termos do Artigo 124, parágrafo 4º, da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das S.A."), tendo em vista a presença da totalidade dos acionistas.

Presença: Acionistas representando 100% (cem por cento) do capital social conforme assinaturas constantes no Livro de Presença de Acionistas.

Mesa: Presidente, Sr. Antônio Augusto de Queiroz Galvão; Secretário, Sr. Leduvy de Pina Gouvêa Filho.

Ordem do Dia: Deliberar sobre **(i)** a abertura de capital da Companhia e a submissão do pedido de registro de companhia aberta, na categoria "A", perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM n.º 480/2009; **(ii)** a eleição do Sr. Leduvy de Pina Gouvêa Filho ao Conselho de Administração; **(iii)** a adesão da Companhia ao segmento de listagem da Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros de São Paulo ("BM&FBovespa") do Novo Mercado de Governança Corporativa; e **(iv)** a reforma do Estatuto Social da Companhia de forma a adaptar o Estatuto às exigências legais e regulamentares aplicáveis a companhia aberta e exigências decorrentes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa.

Deliberações Tomadas por Unanimidade: Após exame e discussão das matérias constantes da ordem do dia, os acionistas presentes decidiram:

(i) Aprovar a abertura de capital da Companhia, bem como a submissão de pedido de registro de companhia aberta perante a CVM, na categoria "A", nos termos da Instrução CVM nº. 480/2009.

(ii) Aprovar a eleição do Sr. Leduvy de Pina Gouvêa Filho, brasileiro, casado, engenheiro civil, portador da carteira de identidade nº 7010471949 SSP/RS e inscrito no CPF/MF sob o nº

295.618.500-44, residente na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, com domicílio profissional na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 501 (parte), Cidade e Estado do Rio de Janeiro, ao Conselho de Administração. O Sr. Leduvy de Pina Gouvêa Filho, aceita sua eleição para o cargo de Conselheiro e, recebe, da Companhia, para ocupar essa posição, uma ação ordinária nominativa, mediante registro nos Livros da Companhia, em conformidade com o art. 146, da Lei das S.A. O Conselheiro toma posse, no prazo previsto no art. 149, §1º e 2º da Lei das S.A., mediante assinatura do seu Termo de Posse, o qual será arquivado no Livro próprio e declara, sob as penas da lei, que, nos termos do artigo 147 da Lei das S.A. e da Instrução CVM nº 367/02: (a) não está impedido por lei especial, ou condenado por crime falimentar, de prevaricação, peita ou suborrno, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública ou a propriedade, ou pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos; (b) não está condenado à pena de suspensão ou inabilitação temporária aplicada pela CVM, que o torne inelegível para os cargos de administração de companhia aberta; (c) não ocupa cargo em sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia; e não tem, nem representa, interesse conflitante com o da Companhia e, por fim, (d) atende ao requisito de reputação ilibada;

(iii) Aprovar a adesão da Companhia ao segmento de listagem da BM&FBovespa do Novo Mercado de Governança Corporativa, bem como a celebração com a BM&FBovespa do Contrato de Adoção de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa – Novo Mercado, autorizando a administração da Companhia a tomar todas as medidas necessárias para tanto; e

(iv) Aprovar a reforma do Estatuto Social da Companhia de forma a adaptar o Estatuto às exigências legais e regulamentares aplicáveis a companhia aberta e exigências decorrentes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa, o qual passa a vigorar na forma consolidada constante do Anexo I.

Ainda, o Presidente da Mesa tomou a palavra e, solicitou a re-ratificação das declarações dos Conselheiros eleitos na Assembleia Geral de 02 de setembro de 2010, sendo consignado em Livro próprio que tais Conselheiros aceitam a indicação para o cargo e declaram, sob as penas da lei, que, nos termos do artigo 147 da Lei nº 6.404/76 e da Instrução CVM nº 367/02: (a) não estão impedidos por lei especial, ou condenados por crime falimentar, de prevaricação, peita ou suborrno, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública ou a propriedade, ou pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos; (b) não estão condenados à pena de suspensão ou inabilitação temporária aplicada pela CVM, que os tornem inelegíveis para os cargos de administração de companhia aberta; (c) não ocupam cargo em sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia; e não tem, nem representa, interesse conflitante com o da Companhia e, por fim, (d) atendem ao requisito de reputação ilibada; sendo tal pedido aprovado e aceito pelos acionistas presentes, por unanimidade de votos.

Encerramento: Nada mais havendo a ser tratado, foi esta ata lavrada, lida, aprovada e assinada por acionistas representando a totalidade do capital social da Companhia. A presente ata foi lavrada na forma de sumário dos fatos ocorridos, nos termos do Artigo 130, parágrafo 1º, da Lei das S.A.

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2010.

Mesa:

Antônio Augusto de Queiroz Galvão
Presidente

Leduvy de Pina Gouvêa Filho
Secretário

Acionistas Presentes:

Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.

Antônio Augusto de Queiroz Galvão

Ricardo de Queiroz Galvão

Maurício José de Queiroz Galvão

Roberto de Queiroz Galvão

Continuação da página de assinaturas da Ata de Assembléia Geral Extraordinária da QGEP Participações S.A. realizada em 26 de outubro de 2010.

ESTATUTO SOCIAL
QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

CNPJ/MF Nº. 11.669.021/0001-10
NIRE: 33.300.292.896

CAPÍTULO I

DENOMINAÇÃO, SEDE, OBJETO E DURAÇÃO

Art. 1º - *Denominação.* A QGEP Participações S.A. ("Companhia") é uma sociedade por ações que se rege pelo presente Estatuto Social, pela legislação aplicável e pelo Regulamento de Listagem no Novo Mercado ("Regulamento do Novo Mercado") da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA").

Art. 2º - *Sede, Foro e Filiais.* A Companhia tem sua sede e foro na Capital do Estado do Rio de Janeiro, na Av. Presidente Antônio Carlos, 51, sala 601 (parte), Centro, CEP 20020-010, podendo criar e extinguir filiais, agências ou outros estabelecimentos no país e no exterior, mediante deliberação da Diretoria.

Art. 3º - *Objeto Social.* A Companhia tem por objeto a participação em sociedades que se dediquem substancialmente a exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio, acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Art. 4º - *Prazo de Duração.* O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II

CAPITAL E AÇÕES

Art. 5º - *Capital.* O capital social subscrito é de R$558.197.657,00 (quinhentos e cinquenta e oito milhões, cento e noventa e sete mil e seiscentos e cinqüenta e sete reais), representado por 55.819.766 (cinqüenta e cinco milhões, oitocentas e dezenove mil e setecentas e sessenta e seis) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

§1º - *Voto por Ação.* Cada uma das ações ordinárias em que se divide o capital social dará direito a um voto nas deliberações das Assembleias Gerais da Companhia.

§2º - *Escrituração de Ações.* As ações da Companhia serão escriturais, mantidas em conta de depósito em nome de seus titulares, junto a uma instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e indicada pelo Conselho de Administração, podendo ser cobrada dos acionistas a remuneração de que trata o parágrafo 3º do artigo 35 da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("LSA").

§3º - *Acionista Omisso.* A não realização, pelo subscritor, do valor subscrito, nas condições previstas no boletim ou na chamada, fará com que o mesmo fique, de pleno direito, constituído em mora, para fins dos artigos 106 e 107 da LSA, sujeitando-se ao pagamento do valor em atraso corrigido monetariamente de acordo com a variação do Índice Geral de Preços ao Mercado - IGP-M, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, ou seu substituto, na menor periodicidade legalmente admitida, além de juros de 12% (doze por cento) ao ano, *pro rata temporis* e multa correspondente a 10% (dez por cento) do valor da prestação em atraso, devidamente atualizada.

§4º - *Grupamento e Desdobramento.* Por deliberação do Conselho de Administração, as ações que compõem o capital social da Companhia podem ser agrupadas ou desdobradas.

Artigo 6º – *Capital Autorizado.* A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de R$4.000.000.000,00 (quatro bilhões de reais), excluídas as ações já emitidas, independentemente de reforma estatutária.

§1º - *Forma.* O aumento do capital social será realizado mediante deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização. Ocorrendo subscrição com integralização em bens, a competência para o aumento de capital será da Assembleia Geral, ouvido o Conselho Fiscal, caso instalado.

§2º - *Ações ordinárias e Bônus de Subscrição.* Dentro do limite do capital autorizado, a Companhia poderá emitir ações ordinárias e bônus de subscrição.

Artigo 7º – *Exclusão do Direito de Preferência.* A Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição com exclusão do direito de preferência dos antigos acionistas, ou com redução do prazo para seu exercício, quando a colocação for feita mediante venda em bolsa de valores ou por subscrição pública, ou ainda através de permuta de ações, em oferta pública de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da LSA.

Artigo 8º – *Recompra.* A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, adquirir as próprias ações para permanência em tesouraria e posterior alienação ou cancelamento, até o montante do saldo de lucro e de reservas, exceto a reserva legal, sem diminuição do capital social, observadas as disposições legais e regulamentares aplicáveis.

Artigo 9º – *Plano de Opção.* A Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração e de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral, outorgar opção de compra ou subscrição de ações, sem direito de preferência para os acionistas, em favor dos seus administradores, empregados ou pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, podendo essa opção ser estendida aos administradores ou empregados das sociedades controladas pela Companhia, direta ou indiretamente.

Art. 10º - *Ações Preferenciais, de Fruição e Partes Beneficiárias.* A Companhia não poderá emitir ações preferenciais, ações de fruição ou partes beneficiárias.

Art. 11 - *Reembolso em Direito de Retirada.* Obedecido o disposto no artigo 45 da LSA, o valor do reembolso a ser pago aos acionistas dissidentes terá por base o valor patrimonial da Companhia, constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral.

CAPÍTULO III
ASSEMBLEIA GERAL

Art. 12 - *Periodicidade.* A Assembleia Geral, com a competência prevista em lei e neste Estatuto Social, reúne-se ordinariamente dentro dos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social e, extraordinariamente, sempre que os interesses sociais o exigirem.

§1º - *Representação por Procuradores.* Por ocasião das Assembleias Gerais, os acionistas que se fizerem representar por procuradores deverão apresentar procurações, sendo vedado o uso de procurações outorgadas por meios eletrônicos.

§2º - *Legitimação – Ações Escriturais.* Os titulares de ações escriturais ou em custódia deverão depositar na Companhia, com até 3 (três) dias de antecedência, os comprovantes expedidos pelas instituições

financeiras depositárias e documentação de comprovação de poderes de representação como condição para a sua participação nas Assembleias.

§3º - *Presidência.* As Assembleias serão instaladas e presididas pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, por acionista escolhido por maioria de votos dos presentes à Assembleia Geral. O Presidente da Assembleia indicará um secretário para auxiliá-lo nos trabalhos.

§4º - *Prazo de Convocação.* As reuniões das Assembleias Gerais serão convocadas com, no mínimo, 15 (quinze) dias corridos de antecedência, e presididas pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência, pelo Vice-Presidente do Conselho de Administração, e secretariadas por um acionista escolhido pelo Presidente da Assembleia dentre os presentes à reunião.

Artigo 13 – *Representação.* Para tomar parte na Assembleia Geral, o acionista deverá apresentar no dia da realização da respectiva assembleia: (i) comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de sua titularidade ou em custódia, na forma do artigo 126 da LSA, e/ou relativamente aos acionistas participantes da custódia fungível de ações nominativas, o extrato contendo a respectiva participação acionária, emitido pelo órgão competente datado de até 02 (dois) dias úteis antes da realização da Assembleia Geral; ou (ii) instrumento de mandato, devidamente regularizado na forma da lei e deste Estatuto, na hipótese de representação do acionista. O acionista ou seu representante legal deverá comparecer à Assembleia Geral munido de documentos que comprovem sua identidade.

§1º - *Procurador.* O acionista poderá ser representado na Assembleia Geral por procurador constituído há menos de 01 (um) ano, que seja acionista, com o reconhecimento de firma do outorgante, administrador da Companhia, advogado, instituição financeira ou administrador de fundos de investimento que represente os condôminos.

§2º - *Deliberações.* As deliberações da Assembleia Geral, ressalvadas as hipóteses especiais previstas em lei, serão tomadas por maioria absoluta de votos, não se computando os votos em branco.

§3º - *Competência Privativa.* Sem prejuízo das demais matérias previstas em lei, competirá privativamente à Assembleia Geral:

a) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras da Companhia;

b) reformar este Estatuto Social;

c) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração;

d) eleger e destituir os membros do Conselho Fiscal, se instalado;

e) deliberar acerca do cancelamento do registro de companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários, nos termos do Capítulo VII deste Estatuto Social;

f) deliberar, nos termos do Capítulo VII deste Estatuto Social, acerca da saída do Novo Mercado; e

g) escolher a empresa especializada responsável pela preparação de laudo de avaliação das ações da Companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta perante a CVM e saída do Novo Mercado, dentre as empresas indicadas em lista tríplice pelo Conselho de Administração.

§3º - *Ata em Forma Sumária.* As atas das Assembleias deverão ser lavradas na forma de sumário dos fatos ocorridos, inclusive dissidências e protestos, contendo a transcrição das deliberações tomadas, observado o disposto no § 1º do artigo 130 da LSA.

CAPÍTULO IV

ADMINISTRAÇÃO

Seção I - Normas Gerais

Art. 14 - *Órgãos da Administração.* A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria.

Artigo 15 – *Posse dos Administradores.* A partir da adesão pela Companhia ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, a posse dos administradores é condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores a que se refere o Regulamento do Novo Mercado e assinatura de um termo de anuência ao Manual de Divulgação e Uso de Informações e Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Companhia, também mediante assinatura do respectivo termo.

§ Unico – *Comunicação à BM&FBOVESPA.* Os administradores deverão, imediatamente após a investidura no cargo, comunicar à BM&FBOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos.

Seção II - Conselho de Administração

Art. 16 - *Composição.* O Conselho de Administração será composto por, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 7 (sete) membros, além de um outro número de suplentes a ser determinado em Assembleia Geral, limitado ao número de conselheiros eleitos, vinculados ou não a conselheiros efetivos específicos, eleitos pela Assembleia Geral e destituíveis por ela a qualquer tempo. O mandato dos conselheiros será unificado e o seu prazo será de 2 (dois) anos, salvo nas hipóteses de vacância de cargos reguladas pelo art. 17 abaixo.

§1º - *Presidente e Vice-Presidente do Conselho.* O Conselho de Administração terá um Presidente, eleito pela maioria de votos de seus membros, na primeira reunião após a posse dos membros ou sempre que ocorrer vacância do cargo de Presidente, bem como um Vice-Presidente, também eleito pela maioria de votos dos membros, ao qual competirá substituir o Presidente para o exercício de suas funções.

§2º - *Conselheiros Independentes.* No mínimo 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração deverão ser Conselheiros Independentes, expressamente declarados como tais na Assembleia Geral que os eleger. Considera-se Conselheiro Independente aquele que (i) não tiver qualquer vínculo com a Companhia, exceto participação no capital social; (ii) não for Acionista Controlador, cônjuge ou parente até segundo grau do Acionista Controlador, não for e não tiver sido nos últimos 03 (três) anos vinculado à sociedade ou entidade relacionada ao Acionista Controlador (excluem-se desta restrição pessoas vinculadas a instituições públicas de ensino e/ou pesquisa); (iii) não tiver sido nos últimos 3 (três) anos empregado ou diretor da Companhia, do Acionista Controlador ou de sociedade controlada pela Companhia; (iv) não for fornecedor ou comprador, direto ou indireto, de serviços ou produtos da Companhia, em magnitude que implique perda de independência; (v) não for funcionário ou administrador de sociedade ou entidade que esteja oferecendo ou demandando serviços e/ou produtos à Companhia; (vi) não for cônjuge ou parente até segundo grau de algum administrador da Companhia; ou (vii) não receber outra remuneração da Companhia além da de conselheiro (excluem-se desta restrição proventos em dinheiro oriundos de eventual participação no capital). É também considerado Conselheiro Independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos parágrafos 4º e 5º do artigo 141 da LSA.

§3º - *Arredondamento.* Quando, em decorrência da observância do percentual referido no parágrafo acima, 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, ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5.

§4º - *Investidura ao Cargo.* Os membros do Conselho de Administração serão investidos em seus cargos mediante assinatura de termo de posse lavrado no Livro de Atas de Reuniões do Conselho de Administração. Os membros do Conselho de Administração poderão ser destituídos a qualquer tempo pela Assembleia Geral, devendo permanecer em exercício nos respectivos cargos, até a investidura de seus sucessores.

§5º - *Ausência.* Em caso de ausência, os membros do Conselho de Administração serão substituídos da seguinte forma e na seguinte ordem: (a) por seu suplente específico, se houver, e não existindo esse suplente específico, (b) por um conselheiro efetivo, desde que nomeado pelo ausente como seu procurador, ficando desde já estabelecido que o conselheiro efetivo nomeado procurador pelo ausente está autorizado a proferir o seu próprio voto e, também, o voto do conselheiro ausente e, não havendo essa situação de nomeação de procurador, (c) por um suplente, convocado pelo Presidente do Conselho de Administração.

§6º - *Participação em Reuniões.* Os conselheiros poderão participar das reuniões do Conselho de Administração por intermédio de conferência telefônica, vídeo-conferência ou por qualquer outro meio de comunicação eletrônico, sendo considerados presentes à reunião e devendo confirmar seu voto através de declaração por escrito encaminhada ao Presidente do Conselho por carta, fac-simile ou correio eletrônico logo após o término da reunião. Uma vez recebida a declaração, o Presidente do Conselho ficará investido de plenos poderes para assinar a ata da reunião em nome do conselheiro.

Art. 17 - *Vacância.* No caso de vacância no cargo de conselheiro, não havendo suplente, o Conselho de Administração elegerá tantos conselheiros substitutos quantos forem os cargos vagos, sendo que os conselheiros eleitos nos termos deste artigo terão o seu mandato encerrado na próxima Assembleia Geral que for realizada.

Art. 18 - *Reuniões.* O Conselho de Administração reunir-se-á sempre que convocado por seu Presidente ou pela maioria dos seus membros, mediante comunicação por escrito com, no mínimo, 03 (três) dias de antecedência, salvo casos de manifesta urgência, quando o prazo poderá ser reduzido. As comunicações deverão informar a hora, data, local e ordem do dia da reunião, anexando cópias dos documentos ou propostas a serem apreciados ou discutidos.

§1º - *Dispensa de Convocação.* Serão consideradas regulares as reuniões a que comparecerem todos os membros, independente de quaisquer formalidades preliminares ou desde que todos manifestem por escrito sua concordância na dispensa das mesmas.

§2º - *Instalação e Quorum.* As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros e as deliberações serão tidas como válidas se aprovadas pela maioria dos membros presentes, cabendo ao Presidente, além do seu voto pessoal, o voto de qualidade de desempate.

Art. 19 - *Competência.* Sem prejuízo das demais atribuições previstas em lei, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre as matérias previstas neste Estatuto Social, em especial as abaixo relacionadas:

a) estabelecer os objetivos, a política e a orientação geral dos negócios da Companhia;

b) eleger, destituir, definir a remuneração e as atribuições dos membros da Diretoria, observados os limites estabelecidos pela Assembleia Geral ou por ela definidos;

c) nomear e destituir os auditores independentes da Companhia, quando for o caso;

d) fiscalizar a gestão dos Diretores;

e) manifestar-se previamente sobre o Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as Demonstrações Financeiras da Companhia e examinar os balancetes mensais;

f) submeter à Assembleia Geral a proposta de destino a ser dado ao lucro líquido da Companhia, a distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio de cada exercício social ou relativo a períodos menores;

g) convocar as Assembleias Gerais;

h) aprovar o orçamento geral da Companhia;

i) aprovar o plano de negócios da Companhia;

j) fixar o limite de endividamento da Companhia;

k) autorizar a Diretoria a (i) adquirir bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores superiores a R$ 35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais); (ii) alienar bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores superiores a R$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais); (iii) constituir ônus reais de bens do ativo permanente da Companhia em qualquer valor; (iv) prestação de garantia a obrigações de terceiros ou sociedades que não façam parte do grupo econômico da Companhia; (v) prestação de garantia em favor da Companhia ou sociedades que façam parte do seu grupo econômico, (vi) a formalização de operações financeiras, de crédito e de financiamento em geral, que excedam o valor de R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais); (vii) a formalização de operações estruturadas que excedam o valor de R$ 170.000.000,00 (cento e setenta milhões de reais); e (viii) a alienação, permuta e/ou oneração de participações societárias em coligadas e controladas com valores superiores a R$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais).

l) propor a Assembleia Geral o aumento ou a diminuição do capital social; bem como a forma de subscrição, integralização e emissão das ações;

m) deliberar sobre a emissão, pela Companhia, de bônus de subscrição, debêntures ou outros títulos ou valores mobiliários, bem como de instrumentos de crédito para a captação de recursos, sejam *bonds, notes, commercial papers* ou outros de uso comum no mercado, deliberando sobre as suas condições de emissão e resgate;

n) fixar a remuneração, dentro do valor global determinado pela Assembleia Geral, dos Conselheiros e Diretores, individualmente;

o) autorizar a amortização, resgate ou recompra de ações da própria Companhia para manutenção em tesouraria ou cancelamento, bem como deliberar sobre a eventual alienação das ações porventura em tesouraria;

p) propor os planos de opção de compra de ações para administradores e empregados da Companhia;

q) estabelecer o valor da participação nos lucros dos administradores e empregados da Companhia;

r) deliberar sobre a celebração, modificação e rescisão de contratos, bem como realização de operações de qualquer natureza entre, de um lado, a Companhia e, de outro lado, os acionistas da Companhia e/ou empresas controladas, coligadas ou controladoras dos acionistas da Companhia;

s) aumentar o capital social da Companhia dentro do limite autorizado pelo Estatuto Social, independentemente de reforma estatutária;

t) alienar bens do ativo permanente; e

u) exercer outras atribuições legais ou que lhe sejam conferidas pela Assembleia Geral, bem como resolver os casos omissos.

Art. 20 - *Comitês de Assessoramento.* O Conselho de Administração poderá determinar a criação de comitês de assessoramento destinados a auxiliar os respectivos membros do Conselho de Administração, bem como definir a respectiva composição e atribuições específicas.

Seção III – Diretoria

Art. 21 – *Diretoria.* A Diretoria é o órgão de representação da Companhia, competindo-lhe praticar todos os atos de gestão para assegurar o seu funcionamento regular.

§1º - *Composição.* A Diretoria será composta por, no mínimo, 02 (dois) e, no máximo, 6 (seis) membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e os demais Diretores sem designação específica, devendo um dos Diretores ser eleito ou cumular o cargo de Diretor de Relações com Investidores, devendo tal circunstância constar da ata do Conselho de Administração que deliberar sobre a eleição dos membros da diretoria.

§2º - *Mandato.* Os diretores serão eleitos para mandatos de até 2 (dois) anos, permitida a reeleição. O mandato dos diretores será prorrogado automaticamente até a eleição e posse dos respectivos substitutos, caso esses atos ocorram após o vencimento do mandato dos diretores.

§3º - *Vacância de Cargo.* Ocorrendo vacância de cargo de diretor, ou impedimento do titular, caberá ao Conselho de Administração eleger um novo diretor ou designar o substituto dentre os diretores restantes, fixando, em qualquer dos casos, o prazo de gestão e os respectivos vencimentos.

§4º - *Reuniões.* A Diretoria não é um órgão colegiado, podendo, contudo, reunir-se, sempre que necessário, a critério do Diretor Presidente, que também presidirá a reunião, para tratar de aspectos operacionais. A reunião da Diretoria será considerada instalada com a presença de diretores que representem a maioria dos seus membros.

§5º - *Diretor Presidente.* Compete ao Diretor Presidente: (a) submeter à aprovação do Conselho de Administração os planos de trabalho e orçamento anuais, os planos de investimento e os novos programas de expansão da Companhia e de suas sociedades controladas, promovendo a sua execução nos termos aprovados; (b) formular as estratégias e diretrizes operacionais da Companhia, bem como estabelecer os critérios para a execução das deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração, com a participação dos demais diretores; (c) exercer a supervisão de todas as atividades da Companhia; (d) coordenar e superintender as atividades da Diretoria, convocando e presidindo suas reuniões; e (e) exercer as demais atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração.

§6º - *Diretor Financeiro.* Compete ao Diretor Financeiro: (a) a execução das diretrizes determinadas pelo Conselho de Administração; (b) a administração financeira da Companhia; (c) a administração das áreas

de controladoria e contabilidade; e (d) a substituição do Diretor Presidente em suas ausências e impedimentos temporários, exercendo a respectiva competência determinada neste Estatuto.

§7º - *Diretor de Relações com Investidores.* Compete ao Diretor de Relações com Investidores: (a) divulgar e comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e à Bolsa de Valores de São Paulo, se for o caso, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação, além de outras atribuições definidas pelo Conselho de Administração; (b) prestar informações aos investidores; e (c) manter atualizado o registro da Companhia, prestando as informações necessárias para tanto, tudo em conformidade com a regulamentação aplicável da Comissão de Valores Mobiliários.

Art. 22 - *Competência.* Sem prejuízo das demais atribuições previstas em lei e neste Estatuto, compete à Diretoria, liderada pelo Diretor Presidente, desempenhar as matérias previstas neste Estatuto Social e, em especial, as abaixo relacionadas:

a) cumprir e fazer cumprir a orientação geral dos negócios da Companhia estabelecida pelo Conselho de Administração;

b) elaborar e propor, anualmente, ao Conselho de Administração os planos de investimento e o orçamento anual da Companhia;

c) elaborar, em cada exercício, o Relatório Anual de Administração e as Demonstrações Financeiras a serem submetidas ao Conselho de Administração e, posteriormente, à Assembleia Geral;

d) adquirir bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores de até R$ 35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais);

e) alienar bens destinados ao ativo permanente da Companhia em valores de até R$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

f) formalizar operações financeiras, de crédito e de financiamento em geral, em valores de até R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais);

g) formalizar operações estruturadas em valores de até R$170.000.000,00 (cento e setenta milhões de reais);

h) alienação, permuta e/ou oneração de participações societárias em coligadas e controladas em valores de até R$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

Artigo 23 – *Representação.* A Companhia considerar-se-á obrigada quando representada pela assinatura: (i) do Diretor Presidente e mais um Diretor; (ii) de 02 (dois) diretores em conjunto; ou (iii) de dois procuradores.

§ 1º – *Outorga.* As procurações serão outorgadas em nome da Companhia pela assinatura do Diretor Presidente e mais um Diretor, e, na ausência e/ou afastamento temporário do Diretor Presidente, as procurações serão outorgadas em nome da Companhia pela assinatura de 2 (dois) diretores em conjunto, devendo especificar os poderes conferidos e, com exceção das procurações para fins judiciais, serão válidas por no máximo 01 (um) ano.

CAPÍTULO V

CONSELHO FISCAL

Art. 24 – *Funcionamento.* O Conselho Fiscal da Companhia funcionará em caráter não permanente e, quando instalado, será composto por 03 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, todos residentes no país, acionistas ou não, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembleia Geral para mandato de 01 (um) ano, sendo permitida a reeleição. O Conselho Fiscal da Companhia será composto, instalado e remunerado em conformidade com a legislação em vigor.

§1º – *Presidência.* O Conselho Fiscal terá um Presidente, eleito por seus membros na primeira reunião do órgão após sua instalação.

§2º – *Posse.* A posse dos membros do Conselho Fiscal será feita mediante a assinatura de termo respectivo, em livro próprio, e a partir da adesão da Companhia ao segmento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, estará condicionada à subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal previsto no Regulamento do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

§3º – *Comunicação à BM&FBOVESPA.* A partir da adesão pela Companhia ao segmento do Novo mercado da BM&FBOVESPA, os membros do Conselho Fiscal deverão, ainda, imediatamente após a posse no cargo, comunicar à BM&FBOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive derivativos.

§4º – *Vacância.* Ocorrendo a vacância do cargo de membro do Conselho Fiscal, o respectivo suplente ocupará seu lugar. Não havendo suplente, a Assembleia Geral será convocada para proceder à eleição de membro para o cargo vago.

§5º – *Restrições para Eleição.* Não poderá ser eleito para o cargo de membro do Conselho Fiscal da Companhia aquele que mantiver vínculo com sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia, estando vedada, entre outros, a eleição da pessoa que: (a) seja empregado, acionista ou membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de concorrente ou de Acionista Controlador ou Controlada (conforme definidos no Artigo 33) de concorrente; (b) seja cônjuge ou parente até 2º grau de membro de órgão da administração, técnico ou fiscal de Concorrente ou de Acionista Controlador ou Controlada de concorrente.

§6º – *Indicação de Membro.* Caso qualquer acionista deseje indicar um ou mais representantes para compor o Conselho Fiscal, que não tenham sido membros do Conselho Fiscal no período subsequente à última Assembleia Geral Ordinária, tal acionista deverá notificar a Companhia por escrito com 10 (dez) dias úteis de antecedência em relação à data da Assembleia Geral que elegerá os Conselheiros, informando o nome, a qualificação e o currículo profissional completo dos candidatos.

Art. 25 – *Reuniões.* Quando instalado, o Conselho Fiscal se reunirá, nos termos da lei, sempre que necessário e analisará, ao menos trimestralmente, as demonstrações financeiras.

§1º – *Dispensa de Convocação.* Independentemente de quaisquer formalidades, será considerada regularmente convocada a reunião à qual comparecer a totalidade dos membros do Conselho Fiscal.

§2º – *Manifestação.* O Conselho Fiscal se manifesta por maioria absoluta de votos, presente a maioria dos seus membros.

§3º – *Registro das Deliberações.* Todas as deliberações do Conselho Fiscal constarão de atas lavradas no respectivo livro de Atas e Pareceres do Conselho Fiscal e assinadas pelos Conselheiros presentes.

CAPÍTULO VI

EXERCÍCIO SOCIAL E LUCROS

Art. 26 - *Exercício Social.* O exercício social durará de 1º de janeiro a 31 de dezembro de cada ano.

Art. 27 - *Demonstrações Financeiras e Informações.* Ao fim de cada exercício social e no último dia útil de cada trimestre civil, a Diretoria fará elaborar as demonstrações financeiras previstas em lei e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

§ Único: A Companhia e seus administradores deverão, pelo menos uma vez por ano, realizar reunião pública com analistas e quaisquer outros interessados, para divulgar informações quanto à situação econômico-financeira, projetos e perspectivas da Companhia.

Art. 28 - *Dividendos Antecipados.* O Conselho de Administração poderá declarar dividendos à conta de lucros ou de reservas de lucros, apurados em demonstrações financeiras relacionadas a qualquer período de tempo, que serão considerados antecipação do dividendo mínimo obrigatório deste Estatuto.

Art. 29 - *Destinação do Lucro Líquido.* A Companhia distribuirá, em cada exercício social, dividendos obrigatórios de, no mínimo, 0,001% (zero vírgula zero zero um por cento) do lucro líquido ajustado, calculado de acordo com o que dispõe o artigo 202 da LSA.

Art. 30 - *Participação de Administradores.* Nos termos do que dispõe o artigo 190 da LSA, a Assembleia Geral que aprovar as contas do exercício social poderá determinar a distribuição de até 10% (dez por cento) do resultado do exercício social, após os ajustes determinados pelo artigo 189 da LSA, aos administradores da Companhia, como participação nos lucros sociais.

§ Unico - *Critérios da Participação.* Compete ao Conselho de Administração fixar os critérios de atribuição aos administradores da participação nos lucros.

Art. 31 - *Correção Monetária e Prescrição.* Os dividendos atribuídos aos acionistas serão pagos nos prazos da lei, somente incidindo correção monetária e/ou juros se assim for determinado pela Assembleia Geral, e, se não reclamados dentro de 3 (três) anos contados da deliberação do ato que autorizou sua distribuição, prescreverão em favor da Companhia.

Art. 32 - *Juros sobre o Capital Próprio e Dividendos Antecipados.* O Conselho de Administração poderá levantar balanços em qualquer espaço de tempo para o fim de promover distribuições de juros sobre o capital próprio. Os dividendos intermediários e os juros sobre o capital próprio deverão sempre ser imputados ao dividendo obrigatório.

CAPÍTULO VII

DA ALIENAÇÃO DO CONTROLE ACIONÁRIO, DO CONTROLE DIFUSO, DO CANCELAMENTO DO REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA E DA SAÍDA DO NOVO MERCADO

Art. 33 – *Da Alienação de Controle.* A Alienação de Controle da Companhia, direta ou indiretamente, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob condição suspensiva ou resolutiva de que o adquirente do controle se obrigue a efetivar oferta

pública de aquisição das ações dos demais acionistas, observando-se as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao Acionista Controlador Alienante.

§1º – *Significados.* Para fins deste Estatuto Social, os termos abaixo indicados em letras maiúsculas terão o seguinte significado:

- "Acionista Controlador" significa o acionista ou o grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum que exerça o Poder de Controle da Companhia.
- "Acionista Controlador Alienante" significa o Acionista Controlador quando este promove a Alienação de Controle da Companhia.
- "Acionista Adquirente" significa qualquer pessoa (incluindo, sem limitação, qualquer pessoa natural ou jurídica, fundo de investimento, condomínio, carteira de títulos, universalidade de direitos, entidades não personificadas, ou outra forma de organização, residente, com domicílio ou com sede no Brasil ou no exterior), ou grupo de pessoas vinculadas por acordo de voto com o Acionista Adquirente e/ou que atue representando o mesmo interesse do Acionista Adquirente, que venha a subscrever e/ou adquirir ações da Companhia. Incluem-se, dentre os exemplos de uma pessoa que atue representando o mesmo interesse do Acionista Adquirente, qualquer pessoa (i) que seja, direta ou indiretamente, controlada ou administrada por tal Acionista Adquirente; (ii) que controle ou administre, sob qualquer forma, o Acionista Adquirente, (iii) que seja, direta ou indiretamente, controlada ou administrada por qualquer pessoa que controle ou administre, direta ou indiretamente, o Acionista Adquirente, (iv) na qual o controlador de tal Acionista Adquirente tenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social, (v) na qual o Acionista Adquirente tenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social, ou (vi) que tenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social do Acionista Adquirente.
- "Ações de Controle" significa o bloco de ações que assegura, de forma direta ou indireta, ao(s) seu(s) titular(es), o exercício individual e/ou compartilhado do Poder de Controle da Companhia.
- "Ações em Circulação" significa todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas pelo Acionista Controlador, por pessoas a ele vinculadas, por administradores da Companhia e aquelas em tesouraria.
- "Alienação de Controle da Companhia" significa a transferência a terceiro, a título oneroso, das Ações de Controle.
- "Controle" (bem como seus termos correlatos, "Controlador", "Controlado", "sob Controle comum" ou "Poder de Controle") significa o poder efetivamente utilizado de dirigir as atividades sociais e orientar o funcionamento dos órgãos da Companhia, de forma direta ou indireta, de fato ou de direito. Há presunção relativa de titularidade do controle em relação à pessoa ou ao grupo de pessoas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum (grupo de controle) que seja titular de ações que lhe tenham assegurado maioria absoluta dos votos dos acionistas presentes nas três últimas Assembleias Gerais da Companhia, ainda que não seja titular das ações que lhe assegurem a maioria absoluta do capital votante.
- "Grupo de Acionistas" significa o grupo de duas ou mais pessoas que sejam (a) vinculadas por contratos ou acordos de qualquer natureza, inclusive acordo de acionistas escritos, seja diretamente ou por meio de sociedades Controladas, Controladoras ou sob Controle comum; ou (b) entre os quais haja relação de Controle, seja direta ou indiretamente; ou (c) que estejam sob Controle comum; ou (d) que atuem representando interesse comum. Incluem-se, sem limitação, nos exemplos de pessoa representando um interesse comum (i) uma pessoa que detenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social da outra pessoa; e (ii) duas pessoas que tenham um terceiro investidor em comum que detenha, direta ou indiretamente, uma participação societária igual ou superior a 15% (quinze por cento) do capital social das duas pessoas. Qualsquer *joint-ventures*, fundos ou clubes de investimento, fundações, associações, *trusts*, condomínios, cooperativas, carteiras de títulos,

universalidades de direitos, ou quaisquer outras formas de organização ou empreendimento, constituídos no Brasil ou no exterior, serão considerados parte de um mesmo Grupo de Acionistas sempre que duas ou mais entre tais entidades: (x) forem administradas ou geridas pela mesma pessoa jurídica ou por partes relacionadas a uma mesma pessoa jurídica; ou (y) tenham em comum a maioria de seus administradores.

- "Controle Difuso" significa o Poder de Controle exercido por acionista detentor de menos de 50% (cinquenta por cento) do capital social. Significa, ainda, o Poder de Controle quando exercido por grupo de acionistas detentor de percentual superior a 50% do capital social em que cada acionista detenha individualmente menos de 50% do capital social e desde que estes acionistas não sejam signatários de acordo de votos, não estejam sob controle comum e nem atuem representando um interesse comum.
- "Valor Econômico" significa o valor da Companhia e de suas ações que vier a ser determinado por empresa especializada, mediante a utilização de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela CVM.

§2º – *Impossibilidade de Transferência.* O(s) Acionista(s) Controlador(es) Alienante(s) ou o Grupo de Acionistas Controlador alienante não poderão transferir a propriedade de suas ações, enquanto o adquirente não subscrever o Termo de Anuência dos Controladores a que alude o Regulamento do Novo Mercado.

§3º – *Subscrição do Termo de Anuência.* A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente do Poder de Controle ou para aquele(s) que vier(em) a deter o Poder de Controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores aludido no Regulamento do Novo Mercado.

§4º – *Restrição ao Registro.* Nenhum Acordo de Acionistas que disponha sobre o exercício do Poder de Controle poderá ser registrado na sede da Companhia sem que os seus signatários tenham subscrito o Termo de Anuência referido no parágrafo 2º deste Artigo.

Art. 34 – *Outros Casos de Oferta Pública.* A oferta pública de aquisição disposta no Artigo 33 também deverá ser efetivada:

(i) nos casos em que houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na Alienação do Controle da Companhia; ou

(ii) em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o Poder de Controle da Companhia, sendo que, neste caso, o Acionista Controlador Alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que o comprove.

Art. 35 – *Aquisição via Contrato Particular.* Aquele que já detiver ações da Companhia e venha a adquirir o Poder de Controle desta, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o(s) Acionista(s) Controlador(es) ou Grupo de Acionista Controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a:

(i) efetivar a oferta pública de aquisição referida no Artigo 33 deste Estatuto;

(ii) ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 06 (seis) meses anteriores à data da Alienação de Controle da Companhia, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao Acionista Controlador Alienante e o valor pago em bolsa, por ações da Companhia neste período, devidamente atualizado pela variação positiva do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA ("IPCA"); e

(iii) tomar as medidas cabíveis para recompor o percentual mínimo de 25% (vinte e cinco por cento) do total das ações da Companhia em circulação, dentro dos 06 (seis) meses subsequentes à aquisição do Controle.

Art. 36 – *Preço Mínimo.* Na oferta pública de aquisição de ações a ser efetivada pelo(s) Acionista(s) Controlador(es), Grupo de Acionistas Controlador ou pela Companhia para o cancelamento do registro de companhia aberta da Companhia, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, de acordo com o Artigo 38 deste Estatuto Social.

Art. 37 – O(s) Acionista(s) Controlador(es) ou o Grupo de Acionistas Controlador da Companhia deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas seja porque a saída da Companhia do Novo Mercado ocorra:

(i) para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado; ou
(ii) em virtude de operação de reorganização societária na qual as ações da companhia resultante de tal reorganização não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado.

§1º - *Preço Ofertado.* O preço a ser ofertado deverá corresponder, no mínimo, ao Valor Econômico apurado em laudo de avaliação, referido no Artigo 38 deste Estatuto Social, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§2º – *Notícia do Evento.* A notícia da realização da oferta pública mencionada neste Artigo deverá ser comunicada à BM&FBOVESPA e divulgada ao mercado imediatamente após a realização da Assembleia Geral da Companhia que houver aprovado a saída ou a referida reorganização.

Art. 38 – *Laudo de Avaliação.* O laudo de avaliação previsto neste Estatuto Social deverá ser elaborado por empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e controladores, devendo o laudo também satisfazer os requisitos do parágrafo 1º do artigo 8º da LSA e conter a responsabilidade prevista no parágrafo 6º do mesmo dispositivo legal.

§1º – *Escolha da Empresa Especializada.* A escolha da empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia é de competência privativa da Assembleia Geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não sendo computados os votos em branco, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes na Assembleia Geral, 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 em Circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação.

§2º – Os custos de elaboração do laudo de avaliação deverão ser assumidos integralmente pelo ofertante.

Art. 39 – *Controle Difuso.* Caso haja Controle Difuso:

(i) sempre que for aprovado, em Assembleia Geral, o cancelamento de registro de companhia aberta, a oferta pública de aquisição de ações referida no Artigo 36 deverá ser efetivada pela própria Companhia, sendo que, neste caso, a Companhia somente poderá adquirir as ações de titularidade dos acionistas que tenham votado a favor do cancelamento de registro na deliberação em Assembleia Geral após ter adquirido as ações dos demais acionistas que não tenham votado a favor da referida deliberação e que tenham aceitado a referida oferta pública; e

(ii) sempre que for aprovada, em Assembleia Geral, a saída do Novo Mercado, seja por registro das ações fora do Novo Mercado, seja por reorganização societária conforme previsto no Artigo 37 (ii) deste Estatuto Social, a oferta pública de aquisição de ações referida no Artigo 33 deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor da respectiva deliberação em Assembleia Geral.

Art. 40 – *AGE para Substituição do Conselho.* Na hipótese de haver Controle Difuso e a BM&FBOVESPA determinar que as cotações dos valores mobiliários de emissão da Companhia sejam divulgadas em separado ou que os valores mobiliários emitidos pela Companhia tenham a sua negociação suspensa no Novo Mercado, em virtude de descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado, o Presidente do Conselho de Administração deverá convocar, em até 02 (dois) dias da referida determinação, computados apenas os dias em que houver circulação dos jornais habitualmente utilizados pela Companhia, uma Assembleia Geral Extraordinária para substituição de todo o Conselho de Administração.

§1º – *Convocação por Acionista.* Caso a referida Assembleia Geral Extraordinária referida no *caput* deste artigo não seja convocada pelo Presidente do Conselho de Administração no prazo estabelecido, a mesma poderá ser convocada por qualquer acionista da Companhia.

§2º – O novo Conselho de Administração eleito na Assembleia Geral Extraordinária referida no *caput* e no parágrafo 1º deste artigo deverá sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado no menor prazo possível ou em novo prazo concedido pela BM&FBOVESPA para esse fim, o que for menor.

Art. 41 – *Saída em Razão de Descumprimento de Obrigações.* Na hipótese de haver Controle Difuso e a saída da Companhia do Novo Mercado ocorrer em razão do descumprimento de qualquer obrigação constante do Regulamento do Novo Mercado:

(i) caso o descumprimento decorra de deliberação em Assembleia Geral, a oferta pública de aquisição de ações deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implique o descumprimento; e

(ii) caso o descumprimento decorra de ato ou fato da administração da Companhia, esta deverá efetivar oferta pública de aquisição para cancelamento de registro de companhia aberta dirigida a todos os acionistas da Companhia. Caso seja deliberada, em Assembleia Geral, a manutenção do registro de companhia aberta da Companhia, a oferta pública de aquisição deverá ser efetivada pelos acionistas que tenham votado a favor dessa deliberação.

Art. 42 – *Formulação de Oferta Única.* É facultada a formulação de uma única oferta pública de aquisição de ações, visando a mais de uma das finalidades previstas neste Capítulo VII, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM, desde que seja possível compatibilizar os procedimentos de todas as modalidades de oferta pública de aquisição e não haja prejuízo para os destinatários da oferta e seja obtida a autorização da CVM quando exigida pela legislação aplicável.

§1º – *Prevalecimento.* As disposições do Regulamento do Novo Mercado prevalecerão sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo dos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas neste Estatuto.

Art. 43 – *Não Cumprimento das Obrigações.* Na hipótese de o Acionista Adquirente não cumprir as obrigações impostas por este Capítulo VII, inclusive no que concerne ao atendimento dos prazos (i) para a realização ou solicitação do registro da oferta pública; ou (ii) para atendimento das eventuais solicitações ou exigências da CVM, o Conselho de Administração da Companhia convocará Assembleia Geral Extraordinária, na qual o Acionista Adquirente não poderá votar, para deliberar sobre a suspensão do exercício dos direitos do Acionista Adquirente, conforme disposto no artigo 120 da LSA.

Art. 44 – A Companhia ou os acionistas responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição prevista neste Capítulo, no Regulamento do Novo Mercado ou na regulamentação emitida pela CVM poderão assegurar sua efetivação por intermédio de qualquer acionista, terceiro e, conforme o caso, pela Companhia. A Companhia ou o acionista, conforme o caso, não se eximem da obrigação de realizar a oferta pública de aquisição até que seja concluída com observância das regras aplicáveis.

CAPÍTULO VIII

JUÍZO ARBITRAL

Art. 45 – *Câmara Arbitral.* A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na LSA, neste Estatuto Social, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

§ Único – *Recurso ao Judiciário.* Sem prejuízo da validade deste Artigo arbitral, qualquer das partes do procedimento arbitral terá o direito de recorrer ao Poder Judiciário com o objetivo de, se e quando necessário, requerer medidas cautelares de proteção de direitos, seja em procedimento arbitral já instituído ou ainda não instituído, sendo que, tão logo qualquer medida dessa natureza seja concedida, a competência para decisão de mérito será imediatamente restituída ao tribunal arbitral instituído ou a ser instituído.

CAPÍTULO IX

LIQUIDAÇÃO DA COMPANHIA

Artigo 46 – *Liquidação.* A Companhia entrará em liquidação nos casos determinados em Lei, cabendo à Assembleia Geral eleger o liquidante ou liquidantes, e, se for o caso, o Conselho Fiscal para tal finalidade, obedecidas as formalidades legais.

CAPÍTULO X

DISPOSIÇÕES FINAIS

Artigo 47 – *Acordo de Acionistas.* A Companhia observará os acordos de acionistas arquivados em sua sede, sendo expressamente vedado aos integrantes da mesa diretora da Assembleia Geral ou do Conselho de Administração acatar declaração de voto de qualquer acionista, signatário de Acordo de Acionistas devidamente arquivado na sede social, que for proferida em desacordo com o que tiver sido ajustado no referido acordo, sendo também expressamente vedado à companhia aceitar e proceder à transferência de ações e/ou à oneração e/ou à cessão de direito de preferência à subscrição de ações e/ou de outros valores mobiliários que não respeitar aquilo que estiver previsto e regulado em acordo de acionistas.

Artigo 48 – *Casos Omissos.* Os casos omissos neste Estatuto Social serão resolvidos pela Assembleia Geral e regulados de acordo com o que preceitua a LSA.

Artigo 49 – *Publicações.* As publicações ordenadas pela LSA serão realizadas nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e o jornal Diário do Comércio.

Artigo 50 – *Pagamento dos Dividendos.* O pagamento dos dividendos, aprovado em Assembleia Geral, bem como a distribuição de ações provenientes de aumento do capital, serão efetuados no prazo máximo de 60 (sessenta) dias a partir da data em que forem declarados.

Artigo 51 – *Negociação de Próprias Ações.* A Companhia poderá negociar com suas próprias ações, observadas as disposições legais e as normas que vierem a ser expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

CAPÍTULO XI

DA EFICÁCIA DE DISPOSIÇÕES

Art. 52 – *Prazo dos Mandatos.* Os prazos dos mandatos dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria previstos nos art. 16, *caput* e 21, §2º, respectivamente, somente serão eficazes a partir da eleição do Conselheiro Independente, a ser eleito nos termos do art. 16, §2º deste Estatuto Social.

Art. 53 – *Eficácia.* As disposições contidas nos Capítulos VII e VIII deste Estatuto Social somente terão eficácia a partir da data em que a Companhia publicar seu Anúncio de Início da Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações relativamente à sua Oferta Pública Inicial de Ações.

****

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Ata da Reunião de Conselho de Administração da Companhia que autorizou a realização da Oferta

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.
CNPJ/MF Nº. 11.669.021/0001-10
NIRE Nº. 33.300.292.896

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO REALIZADA EM 26 DE OUTUBRO DE 2010

Data, Hora e Local: Aos 26 dias do mês de outubro de 2010, às 11:00 horas, na sede social da Companhia, localizada na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte) ("Companhia").

Convocação e Presenças: Dispensada a convocação tendo em vista a presença da totalidade dos membros do Conselho de Administração da Companhia, a saber, os Srs. Antônio Augusto de Queiroz Galvão, Ricardo de Queiroz Galvão, Maurício José de Queiroz Galvão e Roberto de Queiroz Galvão.

Mesa: Presidente, Sr. Antônio Augusto de Queiroz Galvão; Secretária, Sra. Paula Vasconcelos da Costa.

Ordem do Dia: Deliberar sobre: **(i)** a eleição da Diretora Financeira e de Relações com Investidores; **(ii)** a aprovação, nos termos do artigo 15 da Instrução CVM 358 de 2002 ("Instrução 358"), da política de negociação de valores mobiliários da Companhia ("Política de Negociação"); **(iii)** a aprovação, nos termos do Artigo 16 da Instrução 358, da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia ("Política de Divulgação"); **(iv)** a realização de oferta pública de distribuição primária e secundária de ações ordinárias de emissão da Companhia, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações") 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 **(v)** a concessão de autorização para a Diretoria da Companhia tomar todas as providências e praticar todos os atos necessários à realização da Oferta e ratificação dos atos já realizados.

Deliberações tomadas por unanimidade: Os Conselheiros decidiram, por unanimidade de votos, e sem ressalvas:

(i) Eleger a Sra. Paula Vasconcelos da Costa, brasileira, divorciada, engenheira de produção, portadora da carteira de identidade nº M-7859209, expedida pela SSP-MG, inscrita no CPF/MF sob o nº 054.005.287-67, com domicílio profissional na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte), Cidade e Estado do Rio de Janeiro, para ocupar o cargo de Diretora Financeira e de Relações com Investidores. A Sra. Paula Costa, acima qualificada, aceita a indicação para o cargo de Diretora Financeira e de Relações com Investidores e declara, sob as penas da lei, que, nos termos do artigo 147 da Lei nº 6.404/76 e da

Instrução CVM nº 367/02: (a) não está impedida por lei especial, ou condenada por crime falimentar, de prevaricação, peita ou suborno, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública ou a propriedade, ou pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos; (b) não está condenada à pena de suspensão ou inabilitação temporária aplicada pela CVM, que a torne inelegível para os cargos de administração de companhia aberta; (c) não ocupa cargo em sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia; e não tem, nem representa, interesse conflitante com o da Companhia e, por fim, (d) atende ao requisito de reputação ilibada;

(ii) Aprovar a Política de Negociação da Companhia, nos termos do Artigo 15 da Instrução 358, que vigorará a partir da data da concessão do registro de companhia aberta pela CVM, com a redação e forma do Anexo I, o qual assinado e rubricado pela mesa, integra a presente ata para todos os efeitos.

(iii) Aprovar a Política de Divulgação da Companhia, nos termos do Artigo 16 da Instrução 358, que vigorará a partir da data da concessão do registro de companhia aberta pela CVM, com a redação e forma do Anexo II, o qual assinado e rubricado pela mesa, integra a presente ata para todos os efeitos.

(iv) Aprovar a realização da Oferta.

(v) Autorizar a Diretoria da Companhia a tomar todas as providências e praticar todos os atos necessários à realização da Oferta, em especial, dos poderes de representação da Companhia perante a CVM, Banco Central do Brasil e BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, podendo praticar ou fazer com que sejam praticados, quando necessários, quaisquer atos e/ou negociar e firmar quaisquer contratos, comunicações, notificações, certificados, documentos ou instrumentos que considerar necessários ou apropriados para a realização da Oferta, e ratificar todos os atos já praticados pela diretoria da Companhia com vistas à Oferta.

Ainda, o Presidente da Mesa tomou a palavra e, solicitou a re-ratificação das declarações dos Diretores eleitos na Reunião do Conselho de Administração de 1º de outubro de 2010, sendo consignado em Livro próprio que tais Diretores aceitam a indicação para o cargo e declaram, sob as penas da lei, que, nos termos do artigo 147 da Lei nº 6.404/76 e da Instrução CVM nº 367/02: (a) não estão impedidos por lei especial, ou condenados por crime falimentar, de prevaricação, peita ou suborrno, concussão, peculato, contra a economia popular, a fé pública ou a propriedade, ou pena criminal que vede, ainda que temporariamente, o acesso a cargos públicos; (b) não estão condenados à pena de suspensão ou inabilitação temporária aplicada pela CVM, que os tornem inelegíveis para os cargos de administração de companhia aberta; (c) não ocupam cargo em sociedade que possa ser considerada concorrente da Companhia; e não tem, nem representa, interesse conflitante com o da Companhia e, por fim, (d) atendem ao requisito de reputação ilibada; sendo tal pedido aprovado e aceito pelos Conselheiros presentes, por unanimidade de votos.

Encerramento: Nada mais havendo a tratar, encerrou-se a sessão, tendo-se antes redigido e feito lavrar esta ata, a qual lida e achada conforme, foi devidamente assinada.

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2010.

Mesa:

Antônio Augusto de Queiroz Galvão
Presidente

Paula Vasconcelos da Costa
Secretária

Conselheiros Presentes:

Antônio Augusto de Queiroz Galvão

Ricardo de Queiroz Galvão

Maurício José de Queiroz Galvão

Roberto de Queiroz Galvão

Continuação da página de assinaturas da Ata de Reunião do Conselho de Administração da QGEP Participações S.A. realizada em 26 de outubro de 2010.

POLÍTICA DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

I. OBJETIVO

1.1 Esta Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., elaborada nos termos da Instrução CVM n.º 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada, tem por objetivo estabelecer regras para a negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia por parte de Pessoas Vinculadas, visando assegurar à observância de práticas de boa conduta e a prevenir a prática de *insider trading*; isto é, a utilização de Informação Privilegiada ou Informação Relevante, por parte da Pessoa Vinculada e sob a qual deva manter sigilo, para obtenção de vantagem econômica indevida, para si ou para outrem, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiros, de Valores Mobiliários de emissão da QGEPP.

1.2 A presente Política abrange a vedação à negociação de Valores Mobiliários de emissão da Companhia por parte de Pessoas Vinculadas durante o período que se inicia no momento da ciência de uma dada Informação Privilegiada ou Informação Relevante sobre a Companhia e que se encerra quando aquela Informação Privilegiada ou Informação Relevante é divulgada ao mercado.

II. DEFINIÇÕES

2.1 Os termos e expressões relacionados a seguir, quando utilizados nesta Política de Negociação, terão o seguinte significado:

"Acionista Controlador": o acionista ou grupo de acionistas vinculado por acordo de acionistas ou sob controle comum, que exerça o poder de controle da Companhia, direto ou indireto, nos termos da Lei n.º 6.404/76 e suas alterações posteriores.

"Administradores": os Diretores e membros do Conselho de Administração, titulares e suplentes, da Companhia.

"Companhia" ou "QGEPP": QGEP Participações S.A.

"Conselheiros Fiscais": os membros do Conselho Fiscal da Companhia, titulares e suplentes, quando instalado, eleitos por deliberação da Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

"Corretoras Credenciadas": as corretoras de valores mobiliários especialmente credenciadas pela Companhia para a negociação de seus valores mobiliários por parte das Pessoas Vinculadas.

"CVM": a Comissão de Valores Mobiliários.

"Diretor de Relações com Investidores": o Diretor da Companhia responsável pela prestação de informações ao público investidor, à CVM e às Entidades do Mercado, bem como pela atualização do registro de companhia aberta da Companhia perante a CVM.

"Entidades do Mercado": conjunto das bolsas de valores ou das entidades do mercado de balcão organizado nas quais os valores mobiliários de emissão da Companhia sejam ou venham a ser admitidos à negociação, assim como entidades equivalentes em outros países.

"Ex Administradores": os Administradores que deixarem de integrar a administração da Companhia.

"Funcionários com acesso à Informação Privilegiada": os empregados e demais colaboradores da Companhia que, em decorrência de seu cargo, função ou posição na Companhia, tenham acesso a qualquer Informação Privilegiada.

"Informação Privilegiada": toda informação relacionada à Companhia ou às suas Sociedades Controladas que possa influir de modo significativo na cotação dos Valores Mobiliários, de acordo com a Instrução CVM nº 358 e que ainda não tenha sido divulgada ao público investidor.

"Instrução 358": a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada.

"Período de Impedimento à Negociação": todo e qualquer período em que haja impedimento à negociação de Valores Mobiliários por determinação regulamentar ou do Diretor de Relações com Investidores.

"Pessoas Ligadas": as pessoas que mantenham com Administradores e Conselheiros Fiscais da Companhia os seguintes vínculos: (i) o cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente, (ii) o(a) companheiro(a); (iii) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto de renda

da pessoa física; e (iv) as sociedades direta ou indiretamente controladas pelos Administradores, pelos Conselheiros Fiscais ou pelas Pessoas Ligadas.

"Pessoas Vinculadas": a Companhia, os Acionistas Controladores, Administradores, Conselheiros Fiscais e Funcionários com acesso a Informação Privilegiada, e ainda, qualquer pessoa que, em virtude de seu cargo, função ou posição na Controladora ou nas Sociedades Controladas, tenha aderido expressamente à Política de Negociação e esteja obrigada à observância das regras nela descritas.

"Política de Negociação": esta Política de Negociação de Valores Mobiliários de emissão da QGEPP.

"Sociedades Controladas": as sociedades nas quais a Companhia, diretamente ou através de outras sociedades, é titular de direitos de sócia que lhe assegurem, de modo permanente, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores.

"Termo de Adesão": termo de adesão à presente Política de Negociação, a ser firmado conforme o modelo constante do Anexo A a esta Política de Negociação, nos termos dos artigos 15, § 1º, inciso I e 16, § 1º da Instrução 358.

"Valores Mobiliários": ações, debêntures, bônus de subscrição, recibos e direitos de subscrição, notas promissórias, opções de compra ou de venda, índices e derivativos de qualquer espécie ou, ainda, quaisquer outros títulos ou contratos de investimento coletivo de emissão da Companhia, ou a eles referenciados, os quais sejam considerados valores mobiliários por definição legal.

III. POLÍTICA DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DA COMPANHIA

3.1 Negociação através de Corretoras Credenciadas e Períodos de Impedimento à Negociação.

3.1.1 Com o objetivo de assegurar os padrões de negociação com Valores Mobiliários da QGEPP previstos nesta Política de Negociação, todas as negociações com Valores Mobiliários, por parte da própria Companhia e das pessoas obrigadas a observar os termos e condições desta Política de Negociação, somente serão realizadas com a intermediação de alguma das Corretoras Credenciadas, conforme relação encaminhada pela Companhia à CVM, a ser atualizada de tempos em tempos.

3.1.2 As Pessoas Vinculadas que tenham firmado o Termo de Adesão não poderão negociar seus Valores Mobiliários nos Períodos de Impedimento à Negociação.

3.1.3 O Diretor de Relações com Investidores não está obrigado a informar os motivos da determinação do Período de Impedimento à Negociação, e as Pessoas Vinculadas deverão manter tal determinação em absoluto sigilo.

3.2 Restrições à Negociação na Pendência de Divulgação de Ato ou Fato Relevante.

3.2.1 É vedada a negociação de Valores Mobiliários por parte das Pessoas Vinculadas, as quais possam ter conhecimento de Informação Privilegiada sobre a Companhia até que esta o divulgue ao mercado na forma de Ato ou Fato Relevante.

3.2.1.1 A regra do subitem 3.2.1 aplica-se também:

(i) quando (a) estiver em curso aquisição ou alienação de Valores Mobiliários pela própria Companhia, suas Sociedades Controladas ou outra sociedade sob controle comum, ou (b) houver sido outorgada opção ou mandato para este fim, exclusivamente nas datas em que a própria Companhia negocie ou informe às Corretoras Credenciadas que negociará com Valores Mobiliários de sua própria emissão; e

(ii) quando existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia.

3.3 Exceções às Restrições Gerais à Negociação de Valores Mobiliários.

3.3.1 As restrições à negociação aqui previstas não se aplicam às Pessoas Vinculadas quando realizarem operações autorizadas no âmbito desta Política de Negociação, conforme descritas no item 3.3.2., abaixo.

3.3.2 Serão enquadradas no âmbito da Política de Negociação as negociações das Pessoas Vinculadas, realizadas de acordo com plano de investimento a longo prazo, aprovado pela Companhia, atendendo pelo menos a uma dessas características:

(i) execução, pela Companhia, das compras objeto de programa de recompra de ações para cancelamento ou manutenção em tesouraria;

(ii) aplicação da remuneração variável recebida pela Pessoa Vinculada, a título de participação nos lucros e resultados da Companhia, mediante a aquisição de Valores Mobiliários; ou

(iii) aquisição de ações para cancelamento ou manutenção em tesouraria ou alienação de ações em tesouraria pela Companhia, por meio de negociação privada, decorrente do exercício de opção de compra no âmbito de plano de opção de compra de ações da Companhia, devidamente aprovado pela Assembléia Geral.

3.4 Restrições à Negociação após a Divulgação de Ato ou Fato Relevante.

3.4.1 Ainda que após a divulgação de Ato ou Fato Relevante, continuará prevalecendo a proibição de negociação, caso esta possa interferir nas condições dos negócios com Valores Mobiliários, de maneira a acarretar dano à própria Companhia ou a seus acionistas, devendo tal restrição adicional ser informada pelo Diretor de Relações com Investidores.

3.5 Vedação à Negociação em Período Anterior à Divulgação de Informações Trimestrais, das Demonstrações Financeiras Padronizadas e da Distribuição de Resultados.

3.5.1 As Pessoa Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários no período de 15 (quinze) dias anterior à divulgação ou publicação, quando for o caso, das (i) informações trimestrais da Companhia (ITR); ou (ii) demonstrações financeiras padronizadas da Companhia (DFP).

3.5.1.1. As restrições previstas no item 3.5.1 acima, não se aplicam na hipótese de programa individual de investimento, que atenda aos requisitos previstos no art. 15, §3º da Instrução CVM nº 358, por meio do qual as pessoas submetidas a esta Política de Negociação indiquem, de forma aproximada, o volume de recursos a serem investidos ou a quantidade de valores mobiliários de emissão da Companhia a serem negociados e o prazo de duração do investimento.

3.5.2. As mesmas pessoas citadas no item 3.5.1 acima não poderão negociar Valores Mobiliários em período a ser determinado pelo Diretor de Relação com Investidores, compreendido entre a decisão tomada pelo órgão social competente, de aumentar o capital social, distribuir resultados, bonificações em ações ou seus derivativos ou aprovar desdobramento, e a publicação dos respectivos editais ou anúncios.

3.5.3. As Corretoras Credenciadas (a) não registrarão as operações de compra ou venda de Valores Mobiliários realizadas pelas pessoas mencionadas acima, se efetuadas durante os 15 (quinze) dias anteriores à divulgação ou publicação dessas informações periódicas ou demonstrações financeiras da Companhia, e (b) informarão a Companhia quando da ocorrência

destas operações.

3.5.4. As Corretoras Credenciadas receberão da Companhia uma lista das Pessoas Vinculadas às quais estarão impedidas de negociar Valores Mobiliários durante os períodos mencionados nos item 3.5.1.

3.5.5. As Corretoras Credenciadas assinarão termo de responsabilidade, assegurando o cumprimento das obrigações previstas no item 3.5.3., acima.

3.6 Vedação à deliberação relativa à aquisição ou à alienação de ações de emissão da própria Companhia.

3.6.1 O Conselho de Administração não poderá aprovar a aquisição ou a alienação, pela Companhia, de Valores Mobiliários de emissão da própria Companhia enquanto não forem divulgadas ao público, se for o caso, por meio da publicação de Ato ou Fato Relevante, informações relativas à:

(i) celebração de qualquer acordo ou contrato para a transferência do controle acionário da Companhia; ou

(ii) outorga de opção ou mandato para o fim de transferência do controle acionário da Companhia; ou

(iii) existência de intenção de se promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária que envolva a Companhia.

3.6.2 Caso, após a aprovação de programa de recompra, ocorra fato que se enquadre em qualquer das três hipóteses acima, a Companhia suspenderá imediatamente as operações com Valores Mobiliários de sua própria emissão até a divulgação do respectivo Ato ou Fato Relevante.

3.7 Vedação à Negociação Aplicável a Ex Administradores.

3.7.1 Os Ex Administradores, que se afastarem da administração da Companhia antes da divulgação pública de Ato ou Fato Relevante relativo a negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão, não poderão negociar Valores Mobiliários:

(i) pelo prazo de 6 (seis) meses após o seu afastamento ou demissão; ou

(ii) antes de completados 6 (seis) meses de seu afastamento, até a divulgação, pela Companhia, do Ato ou Fato Relevante ao mercado.

3.7.2 Na hipótese do item (ii) acima, se a negociação com os Valores Mobiliários, após a divulgação do Ato ou Fato Relevante, puder interferir nas condições dos referidos negócios, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas, os Ex Administradores não poderão negociar Valores Mobiliários pelo prazo indicado no item (i) acima.

3.8 Vedações à Negociação Indireta.

3.8.1 As vedações disciplinadas nesta Política de Negociação também se aplicam às negociações realizadas pelas Pessoas Vinculadas, inclusive nos casos em que estas negociações se dêem por intermédio de:

(i) sociedade por elas controlada;

(ii) terceiros com quem tiverem celebrado contrato de administração de carteira de valores mobiliários ou de negócio fiduciário (*trust*); ou

(iii) Pessoas Ligadas ou quaisquer pessoas que tenham tido conhecimento de Informação Privilegiada, por intermédio de qualquer das pessoas impedidas a negociar, sabendo que esta ainda não foi divulgada ao mercado.

3.8.2 Não são consideradas negociações indiretas, e não estarão sujeitas à vedação prevista nesta Política de Negociação, as negociações realizadas por fundos e/ou clubes de investimento de que sejam cotistas as pessoas mencionadas no item acima, desde que:

(i) os fundos e/ou clubes de investimento não sejam exclusivos; e

(ii) as decisões de negociação do administrador do fundo e/ou clube de investimento não possam de nenhuma forma ser influenciadas pelos seus respectivos cotistas.

IV. ALTERAÇÃO NA POLÍTICA DE NEGOCIAÇÃO

4.1 Por meio de deliberação do Conselho de Administração, a Política de Negociação da Companhia poderá ser alterada nas seguintes situações:

(i) quando houver determinação expressa nesse sentido por parte da CVM;

(ii) diante de modificação nas normas legais e regulamentares aplicáveis, de forma a implementar as adaptações que forem necessárias;

(iii) quando o Conselho de Administração, no processo de avaliação da eficácia dos procedimentos adotados, constatar a necessidade de alterações.

4.2 A alteração da Política de Negociação da Companhia deverá ser comunicada à CVM e às Entidades do Mercado pelo Diretor de Relações com Investidores, na forma exigida pelas normas aplicáveis, assim como às pessoas que constem da relação referida no item 6.1.3 abaixo.

4.3 Esta Política de Negociação não poderá ser alterada na pendência de Fato Relevante ainda não divulgado.

V. INFRAÇÕES E SANÇÕES

5.1 Sem prejuízo das sanções cabíveis nos termos da legislação vigente, a serem aplicadas pelas autoridades competentes em caso de violação dos termos e procedimentos estabelecidos nesta Política de Negociação, caberá ao Diretor de Relação com Investidores tomar as medidas disciplinares que forem cabíveis no âmbito interno da Companhia, após consulta aos membros do Conselho de Administração. As medidas disciplinares poderão contemplar, inclusive, a destituição do cargo ou demissão do infrator nas hipóteses de violação grave.

5.2 Caso a medida cabível seja de competência legal ou estatutária da Assembleia Geral, deverá o Conselho de Administração convocá-la para deliberar sobre o tema.

VI. DISPOSIÇÕES FINAIS

6.1 A Companhia deverá enviar por correspondência registrada ao Acionista Controlador, diretores, membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, cópia desta Política de Negociação, solicitando o retorno à Companhia de termo de adesão devidamente assinado conforme o Anexo A do presente documento, o qual ficará arquivado na sede da Companhia.

6.1.1 Na assinatura do termo de posse dos novos Administradores será exigida a assinatura do termo constante do Anexo A, sendo-lhes dado conhecimento imediato desta Política de Negociação.

6.1.2 A comunicação da Política de Negociação da Companhia, assim como a exigência de assinatura do termo constante do Anexo A, a pessoas não referidas no item 6.1, acima, será feita antes desta pessoa realizar qualquer negociação com Valores Mobiliários de emissão da Companhia.

6.1.3 A Companhia manterá em sua sede, à disposição da CVM, a relação de pessoas contempladas no item 6.1 e respectivas qualificações, indicando cargo ou função, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas do Ministério da Fazenda, atualizando-a imediatamente, sempre que houver modificação.

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2010.

Mesa:

Antônio Augusto de Queiroz Galvão
Presidente

Paula Vasconcelos da Costa
Secretária

ANEXO A

TERMO DE ADESÃO À POLÍTICA DE NEGOCIAÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

Pelo presente instrumento, [•], na qualidade de "[•]" da **QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.**, sociedade por ações, com sede na Av. Presidente Antônio Carlos nº 51, sala 601 (parte), Centro, CEP 20020-010, na cidade e Estado do Rio de Janeiro, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda (CNPJ) sob nº 11.669.021/0001-10, doravante denominada simplesmente "Companhia", vem, por meio deste Termo de Adesão, declarar ter tomado conhecimento da Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Companhia, aprovada pelo Conselho de Administração em [•] de [•] de 2010, nos termos da Instrução CVM n.º 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada, e assumir o compromisso de observar as normas e procedimentos previstos em tal documento e pautar suas ações em relação à Companhia sempre em conformidade com tais disposições.

Rio de Janeiro, [•] de [•] de 2010.

_____

[•]

POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE ATO OU FATO RELEVANTE

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

I. PROPÓSITO, ABRAGÊNCIA E ESCOPO

A presente Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da QGEPP tem como propósito disciplinar os procedimentos internos a serem adotados pelas pessoas vinculadas com a finalidade de atender integralmente as disposições legais e regulamentares concernentes à divulgação de ato ou fato relevante, nos termos da Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme alterada.

O objetivo da divulgação da informação relevante, por meio de Ato ou Fato Relevante, é assegurar aos investidores a disponibilidade, em tempo hábil e de forma clara e equânime, das informações necessárias para suas decisões de investimento, assegurando melhor simetria possível na disseminação das informações, evitando-se o uso indevido de informações privilegiadas no mercado de valores mobiliários pelas pessoas que a elas tenham acesso, em proveito próprio ou de terceiros, em detrimento de investidores em geral, do mercado e da própria Companhia. Entretanto, os eventos relacionados a Ato ou Fato Relevante devem ter a sua materialidade analisada no contexto das atividades usuais e da dimensão da QGEPP, considerando também as informações anteriormente divulgadas pela Companhia, de modo a evitar a banalização das suas divulgações de Ato ou Fato Relevante em prejuízo da qualidade da análise pelo mercado das perspectivas da QGEPP.

A importância da manutenção do sigilo da informação privilegiada deve-se ao fato de ainda não existir clara visibilidade, e, portanto, certeza de que tal informação se tornará uma informação relevante, dado que se trata de uma informação referente à negociação ou transação ainda não concluída.

II. DEFINIÇÕES

Neste documento, os termos seguintes quando grafados com iniciais maiúsculas, na sua forma singular ou plural, terão por significado as respectivas definições abaixo:

Ato ou Fato Relevante: nos termos do artigo 155, § 1º, da Lei nº 6.404/76, e do artigo 2º, da Instrução CVM nº 358/02, é qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembléia geral ou dos órgãos de administração da Companhia, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político administrativo, técnico, negocial ou econômico financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios, que

possa influir de modo ponderável:

1) na cotação dos valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados,
2) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários, e
3) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela Companhia ou a eles referenciados, incluindo, sem limitação, os atos ou fatos constantes do Anexo A deste documento.

Companhia ou QGEPP: QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

CVM: Comissão de Valores Mobiliários.

Diretor Responsável: Diretor de Relações com Investidores, que é o responsável na Companhia pela relação com os investidores e pela execução e acompanhamento da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia.

Entidades do Mercado: conjunto das bolsas de valores ou das entidades do mercado de balcão organizado nas quais os valores mobiliários de emissão da Companhia sejam ou venham a ser admitidos à negociação, assim como entidades equivalentes em outros países.

III. PRINCÍPIOS E OBJETIVOS

A Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia é baseada nos seguintes princípios e objetivos:

(i) prestar informação completa aos acionistas e investidores;

(ii) garantir ampla e imediata divulgação de Ato ou Fato Relevante;

(iii) possibilitar acesso equânime às informações públicas sobre a Companhia a todo acionista e investidor;

(iv) zelar pelo sigilo de Ato ou Fato Relevante não divulgado;

(v) colaborar para a estabilidade e o desenvolvimento do mercado de capitais brasileiro; e

(vi) consolidar práticas de boa governança corporativa na Companhia.

IV. PROCEDIMENTOS DE DIVULGAÇÃO

4.1 A divulgação e comunicação à CVM e às Entidades do Mercado de Ato ou Fato Relevante, pelos canais institucionais de comunicação, assim como a adoção dos demais procedimentos aqui previstos, é obrigação do Diretor Responsável.

4.2 O Ato ou Fato Relevante deverá ser divulgado por meio (a) de publicação nos jornais de grande circulação habitualmente utilizados pela Companhia; e (b) da disponibilização da respectiva informação, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e às Entidades do Mercado, na rede mundial de computadores (Internet), no endereço www.qgep.com.br

4.2.1 A critério do Diretor Responsável, a publicação referida no item 4.2(a) acima poderá ser feita de forma resumida, com indicação de que a informação completa poderá ser acessada no endereço eletrônico www.qgep.com.br

4.2.2 A informação deverá ser apresentada de forma clara e precisa, em linguagem objetiva e acessível ao público investidor. Sempre que for utilizado algum conceito técnico que, a critério do Diretor Responsável, seja considerado como de maior complexidade, uma explicação sobre o seu significado deverá constar da informação divulgada.

4.3 Na hipótese de veiculação de Ato ou Fato Relevante por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no País ou no exterior, deverá o Diretor Responsável divulgar simultaneamente a respectiva informação ao mercado, na forma estabelecida neste documento.

4.4 O acionista controlador, diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal, quando instalado, bem como qualquer empregado da Companhia que venha a ter acesso a informações sobre Ato ou Fato Relevante, que tenham firmado o termo constante do Anexo B, conforme o item 6.3 abaixo, serão responsáveis por comunicar ao Diretor Responsável todo e qualquer Ato ou Fato Relevante de que tenham conhecimento e que saibam não ter ainda chegado ao conhecimento do Diretor Responsável. Desta forma, verificarão se o Diretor Responsável tomou as providências prescritas neste documento em relação à divulgação da respectiva informação.

4.4.1 A comunicação ao Diretor Responsável, de que trata o item 4.4 acima, deverá ser feita por meio de correio eletrônico, para o endereço ri@qgep.com.br

4.4.2 Caso as pessoas mencionadas neste item 4.4 verifiquem a omissão do Diretor Responsável no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, e não tenha sido deliberada a manutenção do sigilo sobre o Ato ou Fato Relevante, nos termos da Seção V desta

Política, tais pessoas deverão comunicar imediatamente o Ato ou Fato Relevante diretamente à CVM para se eximirem de responsabilidade imposta pela regulamentação aplicável em caso de sua não divulgação.

4.5 Sempre que a CVM ou as Entidades do Mercado exigir do Diretor Responsável esclarecimentos adicionais à comunicação e à divulgação de Ato ou Fato Relevante, ou caso ocorra oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários de emissão da Companhia, ou a eles referenciados, deverá o Diretor Responsável questionar as pessoas com acesso a Atos ou Fatos Relevantes, visando averiguar se estas possuem conhecimento de informações que devam ser divulgadas ao mercado.

4.5.1 Os administradores e empregados da Companhia, questionados na forma do item 4.5, deverão responder à solicitação do Diretor Responsável imediatamente. Caso não tenham condições de se encontrarem pessoalmente ou falarem por telefone com o Diretor Responsável, ainda no mesmo dia em que este tiver tido conhecimento da respectiva exigência da CVM ou das Entidades do Mercado, os administradores e empregados em questão deverão enviar correio eletrônico com as informações pertinentes para ri@qgep.com.br

4.6 A divulgação de Ato ou Fato Relevante deverá ser feita, como regra, simultaneamente à CVM e às Entidades de Mercado, antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Entidades do Mercado. Quando os valores mobiliários de emissão da Companhia estiverem sendo negociados simultaneamente em Entidades do Mercado brasileiras e estrangeiras, a divulgação deverá ser feita, como regra, antes do início ou após o encerramento dos negócios em todos os países, prevalecendo, no caso de incompatibilidade, o horário de funcionamento do mercado brasileiro.

4.6.1 Caso excepcionalmente seja imperativo que a divulgação de Ato ou Fato Relevante ocorra durante o horário de negociação, o Diretor Responsável poderá, ao comunicar o Ato ou Fato Relevante, solicitar, sempre simultaneamente às Entidades do Mercado brasileiras e estrangeiras, a suspensão da negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados, pelo tempo necessário à adequada disseminação da respectiva informação. O Diretor Responsável deverá comprovar perante as Entidades do Mercado brasileiras que a suspensão de negociação solicitada também se efetivou nas Entidades do Mercado estrangeiras.

4.7 A Companhia poderá adotar a prática de divulgar ao mercado suas expectativas de desempenho futuro (*guidance*), tanto de curto como de longo prazo, principalmente no que se refere aos aspectos financeiros e operacionais dos seus negócios, por decisão do conselho de administração, observado que a divulgação de tais expectativas enseja a restrição de negociação aposta no parágrafo 4º, do artigo 13, da Instrução CVM nº 358/02.

4.7.1 Na hipótese de divulgação de tais expectativas, devem ser observadas as seguintes premissas:

(i) a divulgação antecipada de resultados pode ser admitida no caso de informações preliminares, ainda não auditadas, apresentadas com clareza, para cada um dos itens e períodos projetados, as premissas e memórias de cálculos utilizados;

(ii) os resultados ou informativos elaborados, em consonância com padrões contábeis estrangeiros, devem apresentar a reconciliação para as práticas contábeis brasileiras, bem como a reconciliação com as rubricas contábeis expressas diretamente nas demonstrações financeiras da Companhia e, portanto, obtidas pelos critérios contábeis adotados no Brasil;

(iii) caso as informações divulgadas envolvam a elaboração de projeções, deve ser apresentado confronto com os resultados efetivamente obtidos, por ocasião da divulgação do Formulário ITR da Companhia; e

(iv) se as projeções divulgadas forem descontinuadas, esse fato deverá ser informado, acompanhado dos motivos que levaram à sua perda de validade, na forma de Fato Relevante.

V. EXCEÇÃO À DIVULGAÇÃO

5.1 Os Atos ou Fatos Relevantes podem, de forma excepcional, deixar de ser divulgados se o acionista controlador ou o conselho de administração entender que sua revelação colocará em risco interesse legítimo da Companhia, devendo obrigatoriamente ser adotados os procedimentos estabelecidos neste documento com o propósito de garantir o sigilo de tais informações.

5.2 Caso o Ato ou Fato Relevante esteja relacionado a operações que envolvam diretamente o acionista controlador, este poderá instruir o Diretor Responsável a não divulgar o Ato ou Fato Relevante, expondo os motivos de sua decisão.

5.3 O Diretor Responsável deverá sempre ser informado de Ato ou Fato Relevante mantido sob sigilo, sendo de sua responsabilidade, em conjunto com as demais pessoas que tiverem conhecimento de tal informação, zelar pela adoção dos procedimentos adequados para a manutenção do sigilo.

5.4 Sempre que houver, por parte daqueles que tenham conhecimento de Ato ou Fato Relevante mantido em sigilo, dúvida quanto à legitimidade da não divulgação da informação, deverá a questão ser submetida à CVM, na forma prevista nas normas aplicáveis.

VI. PROCEDIMENTOS PARA PRESERVAÇÃO DE SIGILO

6.1 O acionista controlador, diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal, quando instalado, além dos demais empregados e agentes da Companhia, deverão preservar o sigilo das informações pertinentes a Atos ou Fatos Relevantes às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupem, sempre respeitando os procedimentos estabelecidos nesta Seção VI, até sua efetiva divulgação ao mercado, assim como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, responsabilizando-se solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

6.2 Para o propósito de preservação do sigilo a que se refere o item 6.1 acima, as pessoas ali mencionadas deverão observar e zelar pela observância dos seguintes procedimentos, sem prejuízo da adoção de outras medidas que se mostrem apropriadas diante de cada situação concreta:

(i) divulgar a informação confidencial estritamente àquelas pessoas que dela imprescindivelmente precisem tomar conhecimento;

(ii) não discutir a informação confidencial na presença de terceiros que dela não tenham conhecimento;

(iii) tomar medidas para garantir que documentos com informação confidencial não sejam inadvertidamente divulgados a terceiros por ocasião de sua transmissão, análise ou discussão; e

(iv) sem prejuízo da responsabilidade daquele que estiver transmitindo a informação confidencial, exigir de terceiro externo à Companhia que precise ter acesso à informação a assinatura de um termo de confidencialidade, no qual deve ser especificada a natureza da informação e constar a declaração de que o terceiro reconhece o seu caráter confidencial, comprometendo-se a não divulgá-la a qualquer outra pessoa e a não negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia antes da divulgação da informação ao mercado.

6.3 Quando a informação confidencial precisar ser divulgada a empregado da Companhia ou a outra pessoa que ocupe cargo, função ou posição na Companhia, seus controladores, controladas ou coligadas, que não seja diretor, membro do conselho de administração ou do conselho fiscal da Companhia, a

pessoa responsável pela transmissão da informação deverá se certificar de que a pessoa que a está recebendo tem conhecimento da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, exigindo ainda que assine o termo constante do Anexo B antes de lhe facultar acesso à informação.

VII. ACOMPANHAMENTO DA POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO

7.1 Cabe ao Diretor Responsável verificar, diante da ocorrência de Ato ou Fato Relevante, o adequado cumprimento da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, informando imediatamente qualquer irregularidade ao conselho de administração.

7.2 A precisão e a adequação na forma de redação da informação divulgada ao mercado, conforme exigido pelo item 4.2.2 acima, será apurada pelo Diretor Responsável, a partir da verificação das razões subjacentes aos pedidos de esclarecimentos adicionais por parte da CVM e das Entidades do Mercado.

7.3 Na ocorrência de qualquer das hipóteses previstas no item 5.3 acima, que impliquem a necessidade de divulgação de Ato ou Fato Relevante mantido sob sigilo, ou da violação do sigilo de Ato ou Fato Relevante previamente a sua divulgação ao mercado, deverá o Diretor Responsável realizar investigações e diligências internas na Companhia, inquirindo as pessoas envolvidas, que deverão sempre responder as suas solicitações de informações, com o propósito de verificar o motivo que provocou a eventual violação do sigilo da informação.

7.3.1 As conclusões do Diretor Responsável serão encaminhadas ao conselho de administração, para as providências cabíveis, acompanhadas de eventuais recomendações e sugestões de alteração na Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, que possam futuramente evitar a quebra do sigilo de informações confidenciais.

7.4 Deverá o Diretor Responsável monitorar a negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia ou a eles referenciados, adotando procedimentos para que lhe sejam informadas as negociações que ocorrerem em períodos que antecedem à divulgação ao mercado de Ato ou Fato Relevante, com o propósito de identificar eventuais negociações vedadas pela legislação vigente por pessoas que tinham conhecimento de tal Ato ou Fato Relevante, comunicando eventuais irregularidades ao conselho de administração e à CVM.

VIII. ALTERAÇÃO NA POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO

8.1 Por meio de deliberação do conselho de administração, a Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia poderá ser alterada nas seguintes situações:

(i) quando houver determinação expressa nesse sentido por parte da CVM;

(ii) diante de modificação nas normas legais e regulamentares aplicáveis, de forma a implementar as adaptações que forem necessárias; e

(iii) quando o conselho de administração, no processo de avaliação da eficácia dos procedimentos adotados, constatar a necessidade de alterações.

8.2 A alteração da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia deverá ser comunicada à CVM e às Entidades do Mercado pelo Diretor Responsável, na forma exigida pelas normas aplicáveis, assim como às pessoas que constem da relação referida em 10.1.3 abaixo.

IX. INFRAÇÕES E SANÇÕES

9.1 Sem prejuízo das sanções cabíveis nos termos da legislação vigente, a serem aplicadas pelas autoridades competentes, em caso de violação dos termos e procedimentos estabelecidos na Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, caberá ao conselho de administração tomar as medidas disciplinares que forem cabíveis, no âmbito interno da Companhia, inclusive para a destituição de cargo ou demissão do infrator nas hipóteses de violação grave.

9.2 Caso a medida cabível seja de competência legal ou estatutária da assembléia geral, deverá o conselho de administração convocá-la para deliberar sobre o tema.

X. VALIDADE DO TERMO DE ADESÃO

10.1 A Companhia comunicará, formalmente, esta Política às pessoas vinculadas e obterá a respectiva adesão formal ao Termo de Adesão, que permanecerá arquivado na sede da Companhia durante o prazo em que a referida pessoa vinculada mantiver vínculo com a Companhia e por 5(cinco) anos, no mínimo, após o seu desligamento.

XI. DISPOSIÇÕES FINAIS

11.1 A Companhia deverá enviar por correspondência registrada ao acionista controlador, diretores, membros do conselho de administração e do conselho fiscal, quando instalado, bem como a quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição na Companhia, seus controladores, controladas ou

coligadas, possa vir a ter conhecimento de informação relativa a fato ou ato relevante, cópia desta Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, solicitando o retorno à Companhia de termo de adesão devidamente assinado conforme o Anexo B do presente documento, o qual ficará arquivado na sede da Companhia.

10.1.1 Na assinatura do termo de posse dos novos administradores deverá ser exigida a assinatura do termo constante do Anexo B, sendo-lhes dado conhecimento desta Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia.

10.1.2 A comunicação da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, assim como a exigência de assinatura do termo constante do Anexo B, às pessoas referidas no item 10.1 acima, será feita antes destas pessoas tomarem conhecimento de Ato ou Fato Relevante, na forma do item 6.3 acima.

10.1.3 A Companhia manterá em sua sede, à disposição da CVM, a relação de pessoas contempladas no item 10.1 e respectivas qualificações, indicando cargo ou função, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ou no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas, atualizando-a imediatamente sempre que houver modificação.

10.2 Esta Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia deverá ser observada a partir da data de sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2010.

Mesa:

Antônio Augusto de Queiroz Galvão
Presidente

Paula Vasconcelos da Costa
Secretária

ANEXO A

1. Assinatura de acordo ou contrato de transferência do controle acionário da Companhia, ainda que sob condição suspensiva ou resolutiva.

2. Mudança no controle da Companhia, inclusive através de celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas.

3. Celebração, alteração ou rescisão de acordo de acionistas em que a Companhia seja parte ou interveniente, ou que tenha sido averbado no livro próprio da Companhia.

4. Ingresso ou saída de acionista que mantenha, com a Companhia, contrato ou colaboração operacional, financeira, tecnológica ou administrativa.

5. Autorização para negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia em qualquer mercado, nacional ou estrangeiro.

6. Decisão de promover o cancelamento de registro de companhia aberta.

7. Aquisição ou venda de ativos de valor relevante

8. Incorporação, fusão ou cisão envolvendo a Companhia ou empresas ligadas.

9. Transformação ou dissolução da Companhia.

10. Mudança na composição do patrimônio da Companhia.

11. Mudança de critérios contábeis.

12. Renegociação de dívidas.

13. Aprovação de plano de outorga de opção de compra de ações.

14. Alteração nos direitos e vantagens dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

15. Desdobramento ou grupamento de ações ou atribuição de bonificação.

16. Aquisição de ações da Companhia para permanência em tesouraria ou cancelamento, e alienação de ações assim adquiridas.

17. Lucro ou prejuízo da Companhia e a atribuição de proventos em dinheiro.

18. Celebração ou extinção de contrato, ou o insucesso na sua realização, quando a expectativa de concretização for de conhecimento público.

19. Aprovação, alteração ou desistência de projeto ou atraso em sua implantação.

20. Início, retomada ou paralisação da fabricação ou comercialização de produto ou da prestação de serviço.

21. Descoberta, mudança ou desenvolvimento de tecnologia ou de recursos da Companhia.

22. Modificação de projeções divulgadas pela Companhia.

23. Impetração de recuperação judicial, requerimento ou confissão de falência ou propositura de ação judicial que possa vir a afetar a situação econômico-financeira da Companhia.

24. Aprovação, pelos órgãos da administração da Companhia, de realização de oferta pública que dependa de registro na CVM.

25. Aquisição de controle acionário de companhia aberta.

* * * *

ANEXO B

TERMO DE ADESÃO À POLÍTICA DE DIVULGAÇÃO DE ATO OU FATO RELEVANTE DA QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

Pelo presente instrumento, [•], na qualidade de "[•]" da **QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.**, sociedade por ações, com sede na Av. Presidente Antônio Carlos nº 51, sala 601 (parte), Centro, CEP 20020-010, na cidade e Estado do Rio de Janeiro, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda (CNPJ) sob nº 11.669.021/0001-10, doravante denominada simplesmente "Companhia", vem, por meio deste Termo de Adesão, declarar ter tomado conhecimento da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, aprovada pelo Conselho de Administração em [•] de [•] de 2010, nos termos da Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, conforme modificada pela Instrução CVM 369, de 11 de junho de 2002 e pela Instrução CVM n.º 449, de 15 de março de 2007, e assumir o compromisso de observar as normas e procedimentos previstos em tal documento e pautar suas ações em relação à Companhia sempre em conformidade com tais disposições.

Rio de Janeiro, [•] de [•] de 2010.

_____

nome: [•]

cargo: [•]

* * * *

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia que aprova o aumento de capital referente à Oferta e o Preço por Ação

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

CNPJ/MF: 11.669.021/0001-10
NIRE: 33.3.0029289-6

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO REALIZADA EM 7 DE FEVEREIRO DE 2011

1. Data, Hora e Local: Aos 7 dias de fevereiro de 2011, às 18:30 horas, na sede social da QGEP Participações S.A. ("Companhia"), na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte), Centro, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, CEP 20020-010.

2. Convocação e Presenças: Dispensada a convocação em razão da presença da totalidade dos membros do Conselho de Administração da Companhia.

3. Mesa: Presidente: Sr. Antônio Augusto de Queiroz Galvão; Secretária: Sra. Paula Vasconcelos da Costa.

4. Ordem do Dia: Deliberar sobre: **(i)** aprovação do aumento de capital da Companhia, dentro do limite de capital autorizado, mediante emissão de ações ordinárias a serem distribuídas por oferta pública primária de ações no Brasil e com esforços de colocação no exterior; **(ii)** fixação do preço de emissão das ações objeto do aumento de capital social e respectiva justificativa; **(iii)** exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia na subscrição das novas ações ordinárias; **(iv)** determinação da forma de subscrição e integralização das ações a serem emitidas pela Companhia; **(v)** determinação dos direitos que as ações a serem emitidas conferirão a seus titulares; **(vi)** aprovação do conteúdo do Prospecto Preliminar, do Prospecto Definitivo, bem como do *Preliminary Offering Memorandum* e do *Final Offering Memorandum,* utilizados na Oferta (conforme definido abaixo); **(vii)** destinação dos recursos a serem auferidos pela Companhia em decorrência do aumento de capital; **(viii)** concessão de autorização à Diretoria da Companhia para celebrar todos os contratos, firmar todos os documentos e praticar todos os atos relacionados à Oferta; e **(ix)** ratificação de todos os atos praticados pelos membros da administração da Companhia em relação à Oferta.

5. Deliberações: Pela unanimidade dos presentes e sem reservas, foram tomadas as seguintes deliberações:

(i) Foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, dentro do limite do capital autorizado, no montante de R$1.317.460.323,00 (hum bilhão, trezentos e dezessete milhões, quatrocentos e sessenta mil, trezentos e vinte e três reais), o qual passará de R$620.416.742,82 (seiscentos e vinte milhões, quatrocentos e dezesseis mil, setecentos e quarenta e dois reais e oitenta e dois centavos) para R$1.937.877.065,82 (hum bilhão, novecentos e trinta e sete milhões, oitocentos e setenta e sete mil, sessenta e cinco reais e oitenta e dois centavos), mediante a emissão de

69.340.017 (sessenta e nove milhões, trezentos e quarenta mil e dezessete) ações ordinárias, todas nominativas escriturais e sem valor nominal ("Ações da Oferta"), que serão objeto de distribuição pública primária a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n.° 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), sob coordenação do Banco Itaú BBA S.A. ("Coordenador Líder"), do Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A. ("BofA Merrill Lynch") e do Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual" e, em conjunto com o Coordenador Líder e com o BofA Merril Lynch, "Coordenadores"), a qual foi aprovada pela Companhia na Assembleia Geral Extraordinária da Companhia realizada em 26 de outubro de 2010. Foram realizados esforços de colocação no exterior, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, Banco Central do Brasil e CVM, nos Estados Unidos da América, para investidores institucionais qualificados, conforme definido na *Rule* 144A editada pela *Securities and Exchange Commission* ("SEC"), em operações isentas de registro em conformidade com o disposto no *Securities Act* de 1933 ("*Securities Act*") e nos regulamentos editados ao amparo do *Securities Act* e, nos demais países, de acordo com a legislação vigente no país de domicílio de cada investidor e em conformidade com a *Regulation* S editada pela SEC ("Oferta");

(ii) Foi aprovado o preço de emissão das Ações da Oferta de R$19,00 (dezenove reais) por ação, com base no resultado do procedimento de coleta de intenções de investimento ("Procedimento de *Bookbuilding*") conduzido pelos Coordenadores, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400, e de acordo com o artigo 170, §1°, III da Lei n.° 6.404/76, de modo que tal preço não promoverá diluição injustificada dos atuais acionistas da Companhia;

(iii) Foi aprovada a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição das Ações da Oferta, em conformidade com o disposto no artigo 172 da Lei n.° 6.404/76;

(iv) As Ações da Oferta deverão ser integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional;

(v) As Ações da Oferta terão os mesmos direitos conferidos às demais ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos do Estatuto Social da Companhia e da legislação aplicável, fazendo jus ao recebimento de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia, após a data de liquidação da Oferta;

(vi) Foi aprovado o inteiro teor do Prospecto Preliminar, do Prospecto Definitivo, bem como do *Preliminary Offering Memorandum* e do *Final Offering Memorandum*;

(vii) Foi aprovada a utilização dos recursos a serem obtidos pela Companhia provenientes da Oferta, de acordo com o previsto no Prospecto Definitivo utilizado na mesma;

(viii) Foi concedida autorização à Diretoria da Companhia para celebrar todos os contratos, firmar todos os documentos e praticar todos os atos relacionados à Oferta; e

(ix) Foram ratificados todos os atos praticados pelos membros da administração da Companhia em relação à Oferta.

6. Encerramento: Nada mais havendo a tratar, foi a presente ata lavrada, lida, aprovada e assinada pela totalidade dos presentes e pelo Presidente e Secretária da Mesa.

Certifico que o presente é extrato da ata original lavrada em livro próprio.

[Assinaturas na próxima página]

(Página de assinatura da Ata de Reunião do Conselho de Administração da QGEP Participações S.A. realizada em 7 de fevereiro de 2011)

Antonio Augusto de Queiroz Galvão
Presidente do Conselho de Administração

Paula Costa
Secretária

Ricardo de Queiroz Galvão

Maurício José de Queiroz Galvão

Roberto de Queiroz Galvão

Antonio Augusto de Queiroz Galvão

Leduvy de Pina Gouvêa Filho

Luis Carlos de Lemos Costamilan

José Luiz Alquéres

Declarações da Companhia e do Coordenador Líder para fins do artigo 56 da Instrução CVM n° 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400/03

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade por ações com sede na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte), na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda (CNPJ/MF) sob o nº 11.669.021/0001-10, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social por José Augusto Fernandes Filho, Diretor Geral, e Paula Vasconcelos da Costa, Diretora Financeira e de Relações com Investidores, ("Companhia"), no âmbito da oferta pública de distribuição primária e a possível distribuição secundária de ações ordinárias de emissão da Companhia ("Ações") no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, nos termos da Instrução CVM 400/03, sob a coordenação Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A. ("BofA Merrill Lynch"), do Banco BTG Pactual S.A. ("BTG Pactual") e do Banco Itaú BBA S.A. ("Coordenador Líder" e, em conjunto com o BofA Merrill Lynch e com o BTG Pactual, "Coordenadores da Oferta"), e com a participação de determinadas instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição ("Coordenadores Contratados") e instituições intermediárias autorizadas a operar na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("Instituições Consorciadas", sendo as Instituições Consorciadas em conjunto com os Coordenadores da Oferta e com os Coordenadores Contratados definidos como "Instituições Participantes da Oferta") por eles convidadas. Serão também realizados, simultaneamente, esforços de colocação das Ações no exterior pelo Merrill Lynch, Pierce, Fenner & Smith Incorporated, pelo BTG Pactual US Capital Corp. e pelo Itaú USA Securities, Inc. ("Agentes de Colocação Internacional") e por determinadas instituições financeiras contratadas, exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act of 1933* dos Estados Unidos da América ("Regra 144A" e "*Securities Act*", respectivamente), em operações isentas de registro previstas no *Securities Act*, e a investidores residentes nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do *Securities Act* ("Regulamento S"), observada a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor e, em qualquer caso, por meio dos mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional ("CMN"), pelo Banco Central do Brasil ("BACEN"), pela Comissão de Valores Mobiliários e demais legislações brasileiras aplicáveis, nos termos do Contrato de Colocação Internacional (*Placement Facilitation Agreement – PFA*), vem, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, declarar ser responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro da Oferta e fornecidas ao mercado durante a Oferta, considerando que:

(a) A Companhia, o Acionista Vendedor e os Coordenadores da Oferta constituíram consultores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(b) Está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia, suas controladas e suas subsidiárias, iniciada em 2 de setembro de 2010, sendo que tal auditoria prosseguirá até a divulgação do

Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da Companhia (o "Prospecto Definitivo");

(c) A Companhia e o Acionista Vendedor disponibilizaram para a análise dos Coordenadores da Oferta e seus consultores legais todos os documentos que estes consideraram relevantes para a preparação do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária e Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da Companhia (o "Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo, bem como foram prestadas todas as informações por eles consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia, para permitir aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(d) Além dos documentos a que se refere o item (c) acima, foram solicitados documentos e informações adicionais relativos à Companhia; e

(e) A Companhia e o Acionista Vendedor, juntamente com os Coordenadores da Oferta, participaram na elaboração do Prospecto Preliminar, e participarão na elaboração do Prospecto Definitivo, diretamente e por meio de seus respectivos consultores legais;

Adicionalmente, a Companhia declara, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM 400/03, que:

(i) O Prospecto Preliminar contém, nesta data, e o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua divulgação, todas as informações relevantes a respeito da Oferta, das Ações e da Companhia, suas atividades e os riscos inerentes às mesmas, sua situação econômico-financeira e outras informações relevantes, as quais são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;

(iii) O Prospecto Preliminar foi e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, sem limitação, a Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003.

Rio de Janeiro, 18 de janeiro de 2011

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

Nome: José Augusto Fernandes Filho
Cargo: Diretor Geral

Nome: Paula Vasconcelos da Costa
Cargo: Diretora Financeira e de Relações com Investidores

DECLARAÇÃO DO COORDENADOR LÍDER
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM 400

O **BANCO ITAÚ BBA S.A.**, instituição financeira constituída de acordo com as leis do Brasil, com sede na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.400, 4º andar, na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda (CNPJ/MF) sob o nº 17.298.092/0001-30, representada na forma de seu Estatuto Social], na qualidade de coordenador líder ("Coordenador Líder") da oferta pública de distribuição primária de ações ordinárias de emissão da QGEP Participações S.A. ("Companhia") e da possível oferta pública de distribuição secundária de ações ordinárias de emissão da Companhia e de titularidade de Quantum – Fundo de Investimento em Participações, fundo de investimento em participações administrado por Oliveira Trust Servicer S.A., com sede na Av. das Américas nº 500, Bloco 13, grupo 205, na cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro ("Acionista Vendedor") a serem distribuídas nos termos da faculdade prevista no artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), todas nominativas, escriturais, sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações" e "Oferta", respectivamente), vem pela presente, para tal fim e efeito, apresentar a declaração de que trata o artigo 56 da Instrução CVM 400.

CONSIDERANDO QUE:

(i) a Companhia, o Acionista Vendedor e o Coordenador Líder constituíram seus respectivos assessores legais para auxiliá-los na implementação da Oferta;

(ii) tendo em vista a realização da Oferta, está sendo efetuada auditoria jurídica na Companhia e em suas subsidiárias, iniciada em 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° 12 com relação ao prospecto preliminar da Oferta ("Prospecto Preliminar") e ao Prospecto Definitivo;

(iv) foram disponibilizados pela Companhia e pelo Acionista Vendedor os documentos que a Companhia e o Acionista Vendedor consideraram relevantes para a Oferta;

(v) além dos documentos a que se refere o item (iv) acima, foram solicitados pelo Coordenador Líder documentos e informações adicionais relativos à Companhia e ao Acionista Vendedor; e

Itaú BBA FAT Jurídico

(vi) a Companhia e o Acionista Vendedor confirmaram ter disponibilizado todos os documentos e prestado todas as informações consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia para análise do Coordenador Líder e de seus assessores legais, 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 e pelo Acionista Vendedor são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; (b) as informações fornecidas ao mercado durante todo o prazo da Oferta, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro da Companhia, que integra 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 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, sendo tais informações verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes para permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta; e

(iii) o Prospecto Preliminar foi elaborado e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à 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, 18 de janeiro de 2011.

BANCO ITAÚ BBA S.A.

Nome: Adriano Borges
Cargo: Diretor
Investment Banking

Nome: Fernando Fontes Iunes
Cargo: Diretor
Investment Banking

Itaú - BBA
FAT
Jurídico

Declaração da Diretoria da Companhia, nos termos do artigo 25, V e VI, da Instrução CVM 480

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da **QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.**, sociedade anônima com sede na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 ("Companhia"), nos termos do inciso V do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução Normativa n.º 480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes) referentes às demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 9 de março e 30 de setembro de 2010.

Rio de Janeiro, 1º de novembro de 2010.

José Augusto Fernandes Filho
Diretor-Presidente

Paula Vasconcelos da Costa
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Lincoln Rumenos Guardado
Diretor

Danilo Oliveira
Diretor

DECLARAÇÃO

PARA FINS DO ARTIGO 25 DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da **QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.**, sociedade anônima com sede na Avenida Presidente Antônio Carlos, nº 51, sala 601 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 ("Companhia"), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução Normativa n.º 480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 9 de março e 30 de setembro de 2010.

Rio de Janeiro, 1º de novembro de 2010.

José Augusto Fernandes Filho
Diretor-Presidente

Paula Vasconcelos da Costa
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Lincoln Rumenos Guardado
Diretor

Danilo Oliveira
Diretor

FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA

Formulário de Referência

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis 201

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores 202

2.3 - Outras informações relevantes 203

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras 204

3.2 - Medições não contábeis 205

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras 206

3.4 - Política de destinação dos resultados 208

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido 209

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas 210

3.7 - Nível de endividamento 211

3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento 212

3.9 - Outras informações relevantes 213

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco 217

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco 229

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes 231

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores 237

4.5 - Processos sigilosos relevantes 238

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto 239

4.7 - Outras contingências relevantes 240

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados 246

5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado 247

Índice

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado 249
5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado 251
5.4 - Outras informações relevantes 252

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM 253
6.3 - Breve histórico 254
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas 255
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial 256
6.7 - Outras informações relevantes 257

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas 258
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais 282
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais 283
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total 306
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades 307
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior 320
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades 321
7.8 - Relações de longo prazo relevantes 322
7.9 - Outras informações relevantes 323

8. Grupo econômico

8.1 - Descrição do Grupo Econômico 338
8.2 - Organograma do Grupo Econômico 339
8.3 - Operações de reestruturação 340
8.4 - Outras informações relevantes 341

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros 342
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados 343

Índice

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia 344

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades 345

9.2 - Outras informações relevantes 346

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais 347

10.2 - Resultado operacional e financeiro 355

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras 358

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor 359

10.5 - Políticas contábeis críticas 361

10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor 364

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios 365

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras 366

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 367

10.10 - Plano de negócios 368

10.11 - Outros fatores com influência relevante 370

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas 385

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas 386

12. Assembléia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa 387

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais 392

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76 394

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração 395

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem 396

12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal 397

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração 401

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores 402

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros 407

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores 408

12.12 - Outras informações relevantes 409

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária 410

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 414

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal 415

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária 416

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão 417

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 418

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária 419

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária 420

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 421

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários 422

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal 423

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria 424

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores 425

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam 426

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 427

13.16 - Outras informações relevantes 428

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos 429

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos 431

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados 432

Índice

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos 433

15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária 434

15.3 - Distribuição de capital 443

15.4 - Organograma dos acionistas 444

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte 446

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor 447

15.7 - Outras informações relevantes 448

16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas 449

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas 450

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 457

17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social 458

17.2 - Aumentos do capital social 459

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações 460

17.4 - Informações sobre reduções do capital social 461

17.5 - Outras informações relevantes 462

18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações 463

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública 464

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto 465

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados 466

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos 467

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação 468

Índice

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros 469

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 470

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros 471

18.10 - Outras informações relevantes 472

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor 473

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria 474

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social 475

19.4 - Outras informações relevantes 476

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários 477

20.2 - Outras informações relevantes 478

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações 479

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 480

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações 481

21.4 - Outras informações relevantes 482

22. Negócios extraordinários

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor 483

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor 484

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais 485

22.4 - Outras informações relevantes 486

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Sra. Paula Vasconcelos da Costa**
Cargo do responsável	Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	**Sr. José Augusto Fernandes Filho**
Cargo do responsável	Diretor Presidente

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

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11
Período de prestação de serviço	01/09/2010
Descrição do serviço contratado	(1) Serviço relacionado à auditoria das demonstrações financeiras para o período de 9 de março de 2010 a 30 de setembro de 2010, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, com emissão de parecer sobre as referidas demonstrações financeiras e revisões das informações trimestrais – ITR, com a respectiva emissão de relatórios sobre as revisões; (2) Serviço relacionado à auditoria das nossas demonstrações financeiras consolidadas carve out, extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, e períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2009, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, com emissão de parecer sobre as referidas demonstrações financeiras, em conexão com a nossa oferta pública inicial de ações. Não foram prestados serviços que não tivessem relação com os serviços de auditoria independente.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Os serviços relacionados à auditoria das demonstrações financeiras consolidadas carve out para os exercícios de 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 e períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009, foram contratados por nós pelo montante total de R$872.000.000,00.
Justificativa da substituição	Não aplicável, vez que não houve substituição do auditor.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Antônio Carlos Brandão	01/09/2010 a 31/12/2010	892.965.757-53	Avenida Presidente Wilson, nº 231, 22º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, CEP 20020-010, Telefone (021) 39810500, Fax (021) 39810600, e-mail: antoniobrandao@deloitte.com

2.3 - Outras informações relevantes

Fomos constituídos em 9 de março de 2010. Para informações adicionais relativas ao nosso histórico, consulte a Seção 6 – Item 6.3 deste Formulário de Referência.

3.1 - Informações Financeiras

(Reais)	Últ. Inf. Contábil (30/09/2010)	Exercício social (31/12/2009)
Patrimônio Líquido	582.227.000,00	0,00
Ativo Total	1.127.391.000,00	0,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	36.579.000,00	0,00
Resultado Bruto	26.012.000,00	0,00
Resultado Líquido	24.030.000,00	0,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	55.819.766	0
Valor Patrimonial de Ação (Reais Unidade)	10,430000	0,000000

3.2 - Medições não contábeis

a) Valor e b) Conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas:

Informações Financeiras Consolidadas para o período de 29 dias findo em 30 de setembro de 2010

(R$ milhões)	Período de 29 dias findo em 30/09/2010 [5]
Lucro líquido do período	24,0
Amortização	8,5
Resultado financeiro	(6,4)
Imposto de renda e contribuição social	4,0
EBITDA [1]	30,1
Custos exploratórios para a extração de petróleo e gás	1,2
EBITDAX [2]	31,3
Margem EBITDA[3]	82,2%
Margem EBITDAX [4]	85,5%

[1] Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de amortização. O EBITDA não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; Normas Internacionais de Relatório Financeiro, ou IFRS; ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente de nós. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. O EBITDA é utilizado por nós como medida adicional de desempenho de nossas operações.

[2] Calculamos o EBITDAX como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro, das despesas de amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDAX de maneira diferente de nós. O EBITDAX, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos, amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX é utilizado por nós como forma que melhor reflete a geração de caixa da atividade produtiva.

[3] EBITDA dividido pela receita líquida.

[4] EBITDAX dividido pela receita líquida.

[5] Para dados referentes às informações financeiras consolidadas *carve out* dos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007 a 2009 e períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2009 e 2010, consulte a Seção 3 - Item 3.9 deste Formulário de Referência.

c) Motivo pelo qual se entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da condição financeira e do resultado das operações da Companhia:

Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de amortização. O EBITDA não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; Normas Internacionais de Relatório Financeiro, ou IFRS; ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente de nós. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. O EBITDA é utilizado por nós como medida adicional de desempenho de nossas operações.

Calculamos o EBITDAX como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro, das despesas de amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDAX de maneira diferente de nós. O EBITDAX, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos, amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX é utilizado por nós como forma que melhor reflete a geração de caixa da atividade produtiva.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Em 26 de outubro de 2010, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas deliberou, dentre outros, a aprovação do nosso Estatuto Social o qual prevê que o dividendo mínimo obrigatório será de 0,001% do lucro líquido ajustado, calculado de acordo com o que dispõe o artigo 202 da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada pelas Leis n^{os} 11.638 de 28 de dezembro de 2007 e 11.941 de 27 de maio de 2009, ou Lei das Sociedades por Ações.

Em 28 de outubro de 2010, celebramos contrato com a Queiroz Galvão S.A., ou QGSA, nossa controladora, prevendo que nós e nossas subsidiárias e afiliadas remuneraremos a QGSA por garantias prestadas, de acordo com as condições de mercado vigentes ("*arm's lenght basis*"). Em 10 de janeiro de 2010, Manati S.A. e QGSA concordaram em fixar a remuneração pela fiança prestada nos contratos de financiamento da Manati S.A., cuja remuneração será devida a partir de 16 de janeiro de 2011 com base no saldo do financiamento calculado diariamente.

Em 10 de dezembro de 2010, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas deliberou pelo pagamento de dividendo intercalar oriundo da conta de lucro líquido apurado no balanço patrimonial levantado em 31 de outubro de 2010, conforme proposta apresentada pelo Conselho de Administração, a ser imputado ao dividendo mínimo obrigatório do exercício social, no montante de R$33.708.573,35 (trinta e três milhões, setecentos e oito mil, quinhentos e setenta e três reais e trinta e cinco centavos), corresponde ao valor de R$0,60 (sessenta centavos) por ação. Tal pagamento foi realizado em 10 de dezembro de 2010.

No dia 16 de dezembro de 2010, foi realizada uma reunião do nosso Conselho de Administração, na qual foi aprovado um aumento de capital da Companhia, no montante de R$62.219.085,82 (sessenta e dois milhões, duzentos e dezenove mil, oitenta e cinco reais e oitenta e dois centavos), passando de R$558.197.657,00 (quinhentos e cinquenta e oito milhões, cento e noventa e sete mil, seiscentos e cinquenta e sete reais) para R$620.416.742,82 (seiscentos e vinte milhões, quatrocentos e dezesseis mil, setecentos e quarenta e dois reais e oitenta e dois centavos), mediante a emissão de 6.202.196 (seis milhões, duzentas e duas mil, cento e noventa e seis) novas ações ordinárias, sem valor nominal, ao preço individual de emissão de R$10,03178323 cada. A QGSA renunciou, para todos os fins de direito, seu direito de preferência à subscrição das ações emitidas, as quais foram integralmente subscritas pelo Quantum – Fundo de Investimento em Participações.

Em 27 de dezembro de 2010, foi realizada uma Assembleia Geral Extraordinária da nossa subsidiária Queiroz Galvão Exploração e Produção, na qual foi aprovado um aumento de capital daquela companhia no montante de R$57.000.000,00 (cinquenta e sete milhões de reais). Subscrevemos e integralizamos todas as ações emitidas no referido aumento.

No dia 30 de dezembro de 2010, procedemos à liquidação do contrato de financiamento celebrado com o Banco do Brasil em 24 de agosto de 2009 e aditado em 20 de agosto de 2010, no valor de US$50,0 milhões mais juros. Conforme previsto no termo aditivo, a liquidação do financiamento foi realizada em uma única parcela. Para maiores informações, consulte a Seção 10 - Item 10.1 (f), i deste Formulário de Referência. . Além disso, desde a referida data, dois poços do Campo de Manati entraram em manutenção, reduzindo a capacidade de produção do campo para um total de 5,5 milhões de m3 por dia. Apesar da diminuição temporária da capacidade de produção, o consórcio continua atendendo a demanda de gás atual estipulada no contrato de venda de gás com a Petrobras. Nossa expectativa é de que essa manutenção dure cerca de 90 dias.

No dia 12 de janeiro de 2011, a diretoria da ANP autorizou a transferência para a nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, dos direitos de exploração dos blocos em que a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, possuía participação, com exceção do Bloco BM-CAL-5 e do Campo de Coral. Para informações adicionais, consulte a Seção 7 – Item 7.1 deste Formulário de Referência.

No dia 17 de janeiro de 2011, realizamos uma AGE em que nossos acionistas aprovaram o desdobramento das nossas ações, passando cada uma ação ordinária a ser representada por três ações pós-desdobramento, recebendo os acionistas duas novas ações para cada ação ordinária que detinham naquela data. Em consequência, o nosso capital social passou a ser dividido em 186.065.886 (cento e oitenta e seis milhões, sessenta e cinco mil, oitocentas e oitenta e seis) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Celebramos um acordo com a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, e a sua futura controladora Constellation Overseas, Ltd., ou Constellation mediante o qual nos comprometemos a indenizá-la por qualquer contingência relacionada às atividades de Exploração e Produção, ou E&P, que venha a ser imputada àquela companhia ou que já esteja em curso. Em contrapartida, em 18 de janeiro de 2011, celebramos um contrato com a QGOG e a Constellation, pelo qual essas companhias ficaram obrigadas a nos indenizar por qualquer contingência ou prejuízos havidos em relação a todo o passivo existente e contingente não relacionado à E&P que venha a ser imputado a nós.

Celebramos, ainda, um acordo com a QGOG regulando o reembolso das despesas e custos por ela incorridos em razão de tais contratos, e que se relacionem aos ativos e atividades de E&P que esta transferiu a nós.

Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos

Após 30 de setembro de 2010 realizamos pagamentos e empréstimos e financiamentos de curto prazo no montante de R$119.078 mil, nas seguintes datas:

Data	Instituição Financeira	R$ mil
15/10/10	BNDES e Banco do Nordeste do Brasil	5.260
16/11/10	BNDES e Banco do Nordeste do Brasil	15.185
30/11/10	IFC	5.093
15/12/10	BNDES e Banco do Nordeste do Brasil	8.652
30/12/10	Banco do Brasil	84.887
Total		**119.078**

3.4 - Política de destinação dos resultados

	2010
Regras sobre retenção de lucros	De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada pelas Leis n^{os} 11.638 de 28 de dezembro de 2007 e 11.941 de 27 de maio de 2009, ou Lei das Sociedades por Ações, somos obrigados a inicialmente deduzir dos resultados do exercício os prejuízos acumulados nos exercícios sociais anteriores e a provisão para Imposto de Renda e contribuições sociais. Após tais deduções, e antes de qualquer outra destinação, 5% do lucro líquido remanescente do exercício será aplicado para a constituição da reserva legal, até que esta atinja 20% do capital social. Cabe ressaltar, que poderemos deixar de constituir a reserva legal no exercício social em que o saldo dessa reserva, acrescido das reservas de capital, de que trata o §1º do artigo 182 da Lei das Sociedades por Ações, atingir 30% do nosso capital social.
Regras sobre distribuição de dividendos	Aos acionistas é assegurado dividendo mínimo de 0,001% do lucro líquido ajustado, calculado de acordo com o disposto na Lei das Sociedades por Ações, após a constituição da reserva legal de 5% do lucro líquido do exercício, até que essa reserva atinja 20% do capital social. O eventual saldo remanescente de lucro líquido do exercício societário será destinado de acordo com a deliberação da nossa Assembleia Geral Ordinária.
Periodicidade das distribuições de dividendos	Distribuiremos dividendos em cada exercício social. O Conselho de Administração poderá declarar dividendos à conta de lucros ou reservas de lucros, apurados em demonstrações financeiras relacionadas a qualquer período de tempo, que serão considerados antecipação do dividendo mínimo.
Restrições à distribuição de dividendos	Não possuímos restrições à distribuição de nossos dividendos. No entanto, nossa controlada indireta, Manati S.A., possui contratos com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, e com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., ou BNB, que determinam que a Manati S.A. não pode distribuir aos seus acionistas dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio que, somados, atinjam percentual superior a 25% do lucro líquido ao ano, sem prévia e expressa anuência dos respectivos credores.

Fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por esse motivo, não possuímos política de destinação dos resultados para os anos de 2007, 2008 e 2009.

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Em 10 de dezembro de 2010, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas deliberou pelo pagamento de dividendo intercalar oriundo da conta de lucro líquido apurado no balanço patrimonial levantado em 31 de outubro de 2010, conforme proposta apresentada pelo Conselho de Administração, a ser imputado ao dividendo mínimo obrigatório do exercício social, no montante de R$33.708.573,35 (trinta e três milhões, setecentos e oito mil, quinhentos e setenta e três reais e trinta e cinco centavos), corresponde ao valor de R$0,60 (sessenta centavos) por ação.

Desde nossa constituição, em 9 de março de 2010, não retivemos lucro líquido.

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

Desde nossa constituição, em 9 de março de 2010, não declaramos dividendos à conta de lucros retidos ou 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	545.164.000,00	Índice de Endividamento	0,93634300	

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**
Garantia Real	52.529.000,00	103.130.000,00	90.063.000,00	23.633.000,00	269.355.000,00
Quirografárias	165.768.000,00	13.358.000,00	0,00	96.683.000,00	275.809.000,00
Total	218.297.000,00	116.488.000,00	90.063.000,00	120.316.000,00	545.164.000,00
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**
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação					

3.9 - Outras informações relevantes

Fomos constituídos em 9 de março de 2010. No dia 2 de setembro de 2010, recebemos de nossa então controladora Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, a totalidade das ações da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, sociedade na qual haviam sido aportados praticamente todos os ativos e passivos relacionados ao segmento de negócio de exploração e produção de petróleo e gás natural, ou E&P. Para informações adicionais sobre nossa reestruturação societária consulte a Seção 6 - Item 6.3 deste Formulário de Referência.

Nossas demonstrações financeiras auditadas *carve out* compreendem:

● Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007: as informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P que incluem o investimento na nossa controlada indireta Manati S.A. e as operações do Campo de Coral da BS-3 S.A.

● Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009: as informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na nossa controlada indireta Manati S.A. e as operações do Campo de Coral da BS-3 S.A.

● Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010: a combinação das informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG para o período de 1º de janeiro de 2010 a 1º de julho de 2010, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na nossa controlada indireta Manati S.A. e as operações do Campo de Coral da BS-3 S.A., bem como os nossos resultados históricos de operações, ativos e passivos para o período de 2 de julho a 30 de setembro de 2010. Estas informações financeiras foram combinadas considerando que as operações de E&P e que as empresas estavam sob controle e administração comuns. Nossas demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas a partir dos registros contábeis históricos individuais tendo sido eliminadas as operações existentes entre as empresas, com objetivo de demonstrar as operações como se fosse uma entidade única, conforme resultou da transferência de ativos realizada em 2 de julho de 2010. Por esse motivo, as demonstrações financeiras estão sendo denominadas consolidadas *carve out*.

Sendo assim, nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* refletem a separação do segmento E&P da QGOG das demais operações que permaneceram naquela empresa, como se essas operações já estivessem segregadas em cada exercício social ou período apresentado. Dessa forma, nossas demonstrações financeiras não consolidam os resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de serviço da QGOG que foi separado antes da data da emissão nossas demonstrações.

Nossas demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico contábil como base de valor.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* podem não ser indicativas do nosso desempenho futuro e não necessariamente refletem como teriam sido nossos resultados combinados de operações, posição financeira e fluxos de caixa, caso tivéssemos operado como uma empresa independente durante os exercícios e períodos apresentados.

As informações financeiras incluídas neste item derivam das:

Nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, elaboradas por nós de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro, ou IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui os seguintes parágrafos de ênfase:

- "Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out,* os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os exercícios apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem, nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios.

3.9 - Outras informações relevantes

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da Oferta Pública Inicial da QGEP Participações S.A. Entretanto, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de óleo e gás natural da Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo de Oferta.

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo 5 e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito."

Nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e de 2010, elaboradas por nós, de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que:

- "Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os períodos apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios.

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da Oferta Pública Inicial da QGEP Participações S.A.. Entretanto, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de óleo e gás natural da Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da Agência Nacional de do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo em andamento de Oferta Pública Inicial de ações.

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo 5 e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito."

Informação financeiras selecionadas de nossas Demonstrações Financeiras Carve-Out

Informações Financeiras

(R$ milhões)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de
	2009	2008	2007	2010
Patrimônio Líquido	404,5	361,2	129	582,2
Ativo Total	1015,5	919,6	871,5	1127,4
Receita Líquida	330,2	367,5	270,5	281,8
Resultado Bruto	240,4	215,4	130,6	187,2
Resultado Líquido	65,9	79,8	127,5	136,4

3.9 - Outras informações relevantes

Medições não contábeis

(R$ milhões)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de	
	2009	2008	2007[3]	2010	2009
Lucro líquido	65,9	79,8	127,5	136,4	24,9
Amortização	47,5	70,7	81,2	55,2	33,1
Resultado financeiro	(11,1)	46,6	31,3	6,9	(15,3)
Imposto de renda e contribuição social	15,3	21,9	40,7	26,6	7,5
EBITDA [1]	117,6	219,0	280,7	225,1	50,2
Custos exploratórios para a extração de petróleo e gás	148,9	54,5	66,7	2,6	136,0
EBITDAX [2]	266,5	273,5	347,4	227,7	186,2

[1] Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de amortização. O EBITDA não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente de nós. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. O EBITDA é utilizado por nós como medida adicional de desempenho de nossas operações. Para a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA, consulte "Discussão e Análise da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado das Operações – EBITDA", Seção 10 - Item 10.1 deste Formulário de Referência.

[2] Calculamos o EBITDAX como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro, das despesas de amortização e despesas em atividades de exploração de petróleo e gás. O EBITDAX não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDAX de maneira diferente de nós. O EBITDAX, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos, amortização e custos exploratórios para extração de petróleo e gás. O EBITDAX é utilizado por nós como forma que melhor reflete a geração de caixa da atividade produtiva. Para a reconciliação do lucro líquido com o EBITDAX, consulte "Discussão e Análise da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado das Operações – EBITDAX", Seção 10 - Item 10.1 deste Formulário de Referência.

[3] Em 2007, realizamos a venda parcial (*farm-out*) de quatro blocos exploratórios.

Nível de endividamento

(R$ milhões)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Período de nove meses encerrado em 30 de setembro de	
	2009	2008	2007	2010	2009
a) Montante total de dívida, de qualquer natureza (R$/mil) [1]	611,1	558,4	742,6	545,2	639,0
b) Índice de endividamento[2]	1,51	1,55	5,76	0,94	1,82

[1] O Montante total de dívida de qualquer natureza é obtido através da soma do passivo circulante e o não circulante consolidado. Para informações adicionais referentes aos nossos empréstimos, consulte a Seção 10 – Item 10.1 (f) desde Formulário de Referência.

[2] Passivo circulante mais o não circulante consolidado, dividido pelo acervo líquido.

3.9 - Outras informações relevantes

Dividendos pagos por Manati S.A.

A tabela abaixo lista os dividendos pagos por nossa subsidiária Manati S.A. em 2008, 2009 e 2010:

Ano	(R$ mil)
2008	66.192
2009	-
2010	102.071

Os dividendos pagos em 2008 foram distribuídos para a QGOG, então controladora da Manati S.A. Os dividendos pagos em 2010 foram distribuídos para a QGEP, quando essa sociedade ainda era controlada por QGOG. Referidos pagamentos de dividendos foram feitos em estrita observância às restrições contratuais impostas à Manati S.A. pelos contratos de financiamento celebrados entre aquela companhia e o BNDES e o BNB. Para maiores informações sobre os referidos contratos de financiamento e as limitações contratuais impostas a Manati S.A., consulte a Seção 10 - Item 10.1, “f”, “i” e “iv” deste Formulário de Referência.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Futuras perfurações em nossas áreas poderão não ser realizadas ou não produzir petróleo ou gás em quantidades ou qualidades viáveis do ponto de vista comercial.

Possuímos um campo em operação e direitos de concessão de exploração de blocos nos quais desenvolvemos nossas atividades de exploração e produção.

Não podemos prever, antes da perfuração e dos testes, se um Prospecto Exploratório, ou seja, se uma acumulação potencial que é suficientemente bem definida para ser um alvo de perfuração viável, conterá petróleo ou gás natural ou, se tiver, se produzirá petróleo ou gás natural em quantidade ou qualidade suficientes para recuperar os custos da perfuração ou da completação ou para se tornar economicamente viável, ou ainda, se após os testes exploratórios, ou mesmo se os blocos descartados após os testes, são, efetivamente, inviáveis.

Quanto à exploração de gás natural, mesmo que quantidade significativa de gás natural seja descoberta nos nossos blocos exploratórios, a construção de gasodutos para a produção de gás natural poderá não ser viável financeiramente. Quanto à exploração do petróleo, caso este se encontre em áreas de difícil retirada ou os poços não tenham reservas que justifiquem o investimento, poderemos descartá-los. Se as áreas potenciais não tiverem êxito comprovado, nosso negócio, nossa situação financeira e nossos resultados poderão ser afetados de modo adverso.

Os Relatórios da GCA são baseados em estimativas e premissas que podem não ser exatas.

Os relatórios de avaliação independente elaborados pela Gaffney Cline Associates, ou GCA, certificando nossas reservas, ou Relatórios da GCA, são baseados em estimativas e premissas que, por sua natureza, apresentam várias incertezas e contingências fora do nosso controle. Dado que estas incertezas são inerentes às estimativas, não podemos assegurar que as projeções ou conclusões oriundas dessas estimativas irão se concretizar. Nossos recursos, reservas e fluxos de caixa atuais podem ser significativamente inferiores aos apontados nos Relatórios da GCA. Um dos riscos inerentes às estimativas de recursos prospectivos e contingentes é o fato de que um poço perfurado ou um projeto em desenvolvimento pode não ser considerado economicamente viável ou uma exploração pode não ser bem sucedida. Adicionalmente, a possibilidade de não descobrir hidrocarbonetos é um risco intrínseco às nossas operações.

Revisões a menor de nossos recursos contingentes e prospectivos podem levar a níveis mais baixos de produção esperada no futuro, o que pode ter um efeito adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e condição financeira, bem como sobre o nosso valor de mercado, o que pode impactar o preço de mercado de nossas ações ordinárias. Da mesma forma, parte ou todo investimento de nossos acionistas na nossa Companhia pode ser perdido, especialmente caso essas estimativas ou conclusões não se concretizem.

A exploração e produção de petróleo envolve riscos contra os quais nossas apólices de seguro podem não fornecer adequada cobertura.

A exploração e produção de petróleo envolve diversos riscos, dentre os quais, o de vazamentos, explosões em dutos e poços exploratórios e desastres ambientais e geológicos. Esses e outros eventos ou acidentes podem resultar em lesões corporais, mortes, danos severos ao meio ambiente e, consequentemente, dispêndios com contenção, limpeza e reparação do dano, bem como danos em equipamentos e responsabilização no âmbito civil e administrativo.

Nossa atividade de produção é atualmente realizada em Águas Rasas, onde é mais fácil administrar os acidentes, mas onde os impactos ambientais de eventuais acidentes ambientais tendem a ser mais graves. Nossas atividades de exploração, por sua vez, ocorrem em Águas Rasas, Águas Profundas e Ultraprofundas e tendem a paulatinamente se concentrar nessas últimas, em razão de os reservatórios do pré-sal estarem localizados em Águas Profundas e Ultraprofundas. Os riscos inerentes à exploração e produção de petróleo são acentuados quando essas atividades são conduzidas em Águas Profundas e Ultraprofundas.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

O recente acidente no Golfo do México, que ilustra esses riscos, resultou em suspensão das atividades de perfuração na região. Não podemos garantir que esse acidente não resultará na imposição de novos e mais severos normativos ambientais e regulatórios, mesmo por parte de países não envolvidos no acidente, dentre os quais o Brasil, ou de encargos mais onerosos para as atividades desenvolvidas no País, inclusive em relação à exigências mais restritivas em termos de equipamentos e infraestrutura, tampouco podemos garantir se resultará em custos mais elevados na contratação de seguro no setor de petróleo e gás natural como um todo ou qual seria a dimensão desses aumentos. Por exemplo, nossas apólices de seguro apresentam limites máximos de indenização, limites no valor de cada cobertura e exclusões de cobertura, incluindo, entre outras, interrupção de negócios, poluição e contaminação graduais, deterioração gradual, confisco, expropriação, guerra, rebelião, sabotagem, terrorismo. Nossas apólices de seguros podem não cobrir todos os riscos a que estamos sujeitos. Ademais, apólices de seguro para cobrir todos os riscos a que estamos sujeitos podem não estar disponíveis para contratação ou estar disponíveis a prêmios excessivos.

Ainda, não podemos garantir que nenhum tipo de acidente ocorrerá no futuro, que nossas apólices de seguro cobrirão integral e adequadamente os nossos prejuízos ou que não seremos responsabilizados por esses ou outros eventos ou acidentes.

Nossas atividades estão sujeitas a extensa regulamentação ambiental, o que pode vir a aumentar o nosso custo e limitar o nosso desenvolvimento ou de outra forma afetar adversamente as nossas atividades.

Nossas operações estão sujeitas a leis e regulamentos ambientais federais, estaduais e municipais. Somos obrigados a obter aprovação de diversas autoridades governamentais para desenvolvermos nossa atividade de exploração e produção de petróleo e gás, podendo novas leis ou regulamentos serem aprovados, implementados ou interpretados de modo a afetar adversamente os nossos resultados operacionais, conforme se tornem mais rígidos.

Essas normas ambientais podem acarretar atrasos, fazer com que incorramos em custos significativos para cumpri-las e outros custos adicionais, assim como podem proibir ou restringir severamente a atividade de exploração e produção de petróleo e gás em regiões ou áreas ambientalmente sensíveis, tais como Águas Rasas e espaços territoriais especialmente protegidos (como exemplo, o bloco BM-J-2, na Bacia de Jequitinhonha, localiza-se no entorno do Parque Nacional de Abrolhos, em área objeto de discussão em ação civil pública). As leis que regem o setor de exploração e produção de petróleo e gás, em particular a legislação ambiental, tendem a se tornar mais restritivas e qualquer aumento de restrições pode afetar adversamente e de maneira relevante os nossos resultados operacionais.

Os nossos negócios envolvem muitas incertezas e riscos operacionais que podem nos impedir de obter lucro e nos causar importantes perdas.

As nossas atividades de exploração e produção poderão não obter sucesso em função 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 assegurará que conseguiremos obter lucro sobre nosso investimento. Inúmeros fatores, como fatores geológicos, regulatórios e de mercado podem fazer com que um poço seja pouco viável ou mesmo inviável economicamente. 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, cimento, poços marítimos ou oleodutos;
- colapsos no revestimento;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- 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 poços, plataformas, sistemas de coleta e instalações de processamento, o que poderá afetar, adversa e materialmente, quaisquer operações de perfuração iniciadas. Operações de perfuração afetadas poderão levar a perdas importantes 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 de nossas operações; e
- reparos para reiniciar 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 a 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 relevante adverso para nós.

Não somos operadores dos poços na grande maioria de nossos blocos e, dessa forma, nossa capacidade de controlar as atividades de exploração e o prazo de desenvolvimento, os custos associados ou a taxa de produção oriunda de qualquer exploração com sucesso com relação a esses blocos é limitada.

Atualmente, operamos apenas um de nossos oito blocos exploratórios, sendo que os demais são operados pela Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Em consequência, nossa capacidade de influenciar as operações nos blocos operados por nossos parceiros é limitada. Adicionalmente, a nossa dependência em relação à Petrobras como operador desses blocos poderá nos impedir de alcançar nossas metas para esses ativos. O sucesso, prazo e retorno das nossas atividades de exploração e produção nos blocos exploratórios operados pela Petrobras irão depender de uma série de fatores que estão, em grande parte, fora do nosso controle, incluindo o prazo e o montante das despesas de capital; a perícia e experiência do operador e sua capacidade financeira; a aprovação de outros participantes na perfuração de poços; a escolha da tecnologia; e o índice de produção das reservas, se o desenvolvimento der resultado.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Os operadores desses ativos, em conjunto com nossos parceiros em tais blocos, podem, dependendo dos termos dos *Joint Operating Agreements,* se recusar a iniciar projetos de exploração ou desenvolvimento; iniciar projetos de exploração ou desenvolvimento em velocidade mais lenta ou mais rápida do que esperamos; atrasar a perfuração exploratória ou do empreendimento; e/ou perfurar mais poços ou construir mais instalações em um projeto do que podemos suportar, seja por meio de pagamento à vista ou de financiamento, o que pode limitar a nossa participação nesses projetos ou limitar o percentual de nossas receitas provenientes desses projetos. Essa limitada capacidade de influenciar as operações de alguns dos nossos blocos pode ter um efeito adverso sobre os nossos resultados operacionais e condição financeira.

De modo geral, as operações a serem desenvolvidas em um bloco exploratório são decididas por meio de um mecanismo de *Pass Mark Vote* estabelecido nos *Joint Operating Agreements*. Por meio desse mecanismo, todas as votações do Comitê Operacional ficam sujeitas ao voto de um número mínimo de partes, conforme seus respectivos percentuais de participação. Dessa forma, nossa capacidade de influenciar as operações nos blocos em que participamos como não operadores está diretamente relacionada ao nosso percentual de participação e ao *Pass Mark Vote* estabelecido, ressalvados casos em que há a obrigatoriedade de decisão unânime pelas partes. Para informações adicionais sobre os *Pass Mark Votes* estabelecidos em cada um dos *Joint Operating Agreements*, consulte a Seção 7 deste Formulário de Referência.

Dependemos de determinados integrantes da nossa Administração e da nossa equipe de exploração e produção.

O nosso desempenho e o nosso sucesso dependem, em significativa medida, de integrantes essenciais da nossa administração e da nossa equipe de exploração e produção, e a perda ou afastamento de seus membros poderá ser prejudicial para o sucesso do nosso futuro. Ao tomar a decisão de investir em nossa Companhia, o investidor deve estar disposto a confiar, fundamentalmente, no critério e no juízo da nossa administração. A perda de quaisquer dos diretores ou de outros colaboradores essenciais, especialmente de membros de nossa equipe de exploração e produção, poderá acarretar um impacto adverso relevante nos nossos negócios, nos resultados de nossas operações, na nossa situação financeira, bem como no preço de mercado de nossas ações.

A agenda dos projetos de E&P está sujeita a atrasos e estouros de custos orçados, o que poderá afetar adversamente nossos projetos atuais e futuros e, consequentemente, poderemos não ser capazes de atingir nossos esforços de exploração e produção.

Os custos de desenvolvimento de certos projetos de E&P podem variar significativamente e custos de engenharia, contratação, aquisição e descontinuação (este relativo às despesas de capital em que precisaremos incorrer no final da vida útil de uma propriedade para encerrarmos nossas operações em uma área) dependem de diversos fatores que podem ser difíceis ou impossíveis de prever ou mensurar na etapa inicial de um projeto. Não se pode assegurar que a agenda de construção e operação se desenvolverá como planejado, sem quaisquer atrasos ou estouro nos custos orçados. Quaisquer atrasos poderão elevar os custos dos projetos, exigindo capital adicional, não podendo haver garantia de que este capital estará disponível tempestivamente e a custos satisfatórios.

Os projetos poderão ser afetados de forma adversa por um ou mais fatores normalmente associados a grandes projetos industriais, tais como: (i) escassez de equipamentos, materiais e mão de obra; (ii) flutuações nos preços dos materiais de construção, em particular o aço; (iii) atrasos na entrega de equipamentos e materiais; (iv) disputas trabalhistas; (v) acontecimentos políticos; (vi) bloqueios ou embargos; (vii) litígios; (viii) condições meteorológicas adversas; (ix) aumentos imprevistos dos custos; (x) desastres naturais; (xi) acidentes; (xii) complicações de engenharia imprevistas; (xiii) problemas ambientais ou geológicos; e (xiv) outras circunstâncias imprevistas.

Quaisquer desses eventos, ou outros eventos imprevistos, poderão acarretar atrasos na performance e definição de nossos projetos ou estouros de custos orçados, fazendo com que não alcancemos nossas metas de exploração e produção, o que poderá ter um efeito material adverso em nossa situação financeira e resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Podemos não ter recursos suficientes para financiar nossas atividades futuras de exploração, produção e desenvolvimento de nossos recursos no pré-sal.

A exploração, produção e desenvolvimento de nossos recursos de petróleo e gás natural na camada do pré-sal exigirão montantes substanciais de capital, recursos humanos e uma vasta gama de serviços *offshore* de petróleo. Muito embora nossos recursos no pré-sal estejam localizados em Águas Rasas, existem diversos desafios operacionais envolvidos na sua operação. O petróleo, por exemplo, apresenta um conjunto de propriedades particulares, exigindo o desenvolvimento de novas tecnologias de produção. Ao enfrentar estes novos desafios, podemos não ter recursos suficientes, habilidade ou capacidade de obter recursos adicionais para desenvolver a tecnologia necessária para atender as metas de produção e desenvolvimento relativas aos nossos recursos na camada no pré-sal.

Somos sucessores nas obrigações da QGOG nas operações de E&P e podemos ser considerados sucessores em operações não relacionadas à E&P.

Fomos criados recentemente e todas as nossas operações foram transferidas da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG em 2 de setembro de 2010. Por meio de um acordo celebrado em 28 de outubro de 2010, temos acordado que indenizaremos a QGOG por qualquer contingência relacionada à E&P que venha a ser imputada àquela companhia. Em contrapartida, em 18 de janeiro de 2011, celebramos um contrato com a QGOG e sua futura controladora, a Constellation Overseas, Ltd., ou Constellation, pelo qual as referidas companhias ficaram obrigadas a nos indenizar por prejuízos havidos em relação a todo o passivo existente e contingente não relacionado às atividades de E&P que venha a ser imputado a nós.

Os tribunais brasileiros, em algumas circunstâncias, têm entendido que um acionista controlador, uma entidade sucessora de outra sociedade, uma sociedade cessionária de ativos de outra sociedade e outras empresas sujeitas ao controle comum à empresa cedente ou antecessora podem ser todas responsabilizadas solidariamente por, dentre outras obrigações, obrigações trabalhistas, previdenciárias, cíveis, fiscais ou ambientais da empresa cedente, cedida ou antecessora. Podemos, portanto, vir a ser responsabilizados por obrigações da QGOG para as quais não temos e não pretendemos ter qualquer provisionamento, em especial para as relacionadas à E&P, dado que de acordo com os assessores jurídicos externos da QGOG, as chances de perda de todas as contingências identificadas até a presente data relacionadas à E&P foram classificadas como “remotas” ou “possíveis”, bem como a indenização que a QGOG ou a Constellation poderá nos dever por prejuízos havidos por atividades não relacionadas à E&P que venham a ser imputados a nós pode não ser suficiente ou adequada para nos manter indenes, o que pode afetar adversamente nossas atividades e situação financeira.

Acontecimentos e a percepção de risco em outros países, especialmente nos Estados Unidos e em países emergentes, podem afetar de forma adversa o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, incluindo nossas ações ordinárias, e limitar nossa habilidade de financiar nossas operações por meio da emissão de valores mobiliários.

O valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras é afetado em diferentes níveis por condições econômicas e de mercado em outros países, incluindo os Estados Unidos, outros países da América Latina e outros mercados emergentes. Reações de investidores aos desenvolvimentos nesses países podem ter um efeito adverso no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras, inclusive nas ações de nossa emissão. Crises em outros países ou políticas econômicas em outros países podem diminuir o interesse do investidor em valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras, incluindo nossas ações, o que pode afetar adversamente o preço de mercado de nossas ações ordinárias e limitar nossa habilidade de financiar nossas operações por meio da emissão de valores mobiliários.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

b. Com relação ao controlador, direto ou indireto, da Companhia, ou ao grupo de controle

Nossas parcerias podem não ser bem sucedidas em função de fatores diversos.

Não há como assegurar que nossas parcerias e *joint ventures* serão bem sucedidas e produzirão os resultados esperados. A possibilidade das mesmas não serem bem sucedidas poderá prejudicar as nossas atividades, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Os riscos relacionados às parcerias e *joint ventures* incluem, dentre outros: (i) dificuldade em manter um bom relacionamento com nossos parceiros (atuais e futuros); (ii) dificuldades financeiras dos parceiros, que poderão resultar na necessidade de investimentos adicionais de nossa parte; (iii) divergência de interesses econômicos e comerciais entre nós e nossos parceiros; (iv) responsabilização, em circunstâncias e condições específicas, pelas obrigações das empresas relacionadas, especialmente as de natureza tributária, trabalhista, ambiental e de defesa do consumidor; e (v) existência de passivos ocultos (não previamente identificados nas auditorias realizadas por nós nas sociedades ou empreendimentos nos quais viermos a investir). A ocorrência de tais riscos poderá afetar o resultado estimado ou poderá resultar na perda de investimentos realizados em tais parcerias.

Podemos ter conflito de interesses com as demais empresas do Grupo Queiroz Galvão.

Podemos realizar negócios com outras empresas do Grupo Queiroz Galvão durante a exploração, desenvolvimento e produção de nossos projetos. Como exemplo, podemos contratar serviços da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, experiente prestadora de serviços de perfuração de poços de petróleo *onshore* e *offshore* e de serviços de produção em unidade flutuante de armazenamento e transferência, ou FPSO. O Grupo Queiroz Galvão é, ainda, sócio do Estaleiro Atlântico Sul, estaleiro que constrói plataformas *offshore* dos tipos semissubmersível, FPSO, TLP e SPAR. Nesse contexto, podem surgir conflitos de interesse em função do nosso relacionamento com outras empresas do Grupo Queiroz Galvão e com nosso Acionista Controlador, Queiroz Galvão S.A., os quais poderão afetar, interromper ou alterar nosso relacionamento com outras empresas do Grupo Queiroz Galvão. Nosso Acionista Controlador poderá favorecer outras empresas em detrimento de nosso negócio e, neste caso, nossa situação financeira e os resultados das nossas operações poderão ser afetados.

Para informações adicionais sobre nossos contratos com partes relacionadas, consulte a Seção 16 - Item 16.2 deste Formulário de Referência.

Nosso Acionista Controlador poderá tomar determinadas decisões relativas ao nosso negócio sem a participação de todos os nossos acionistas que poderão conflitar com os interesses dos nossos demais acionistas.

Nosso Acionista Controlador tem poderes para, entre outras coisas:

- nomear a maioria dos membros do Conselho de Administração;
- dar o voto decisivo relativo a uma alteração no nosso controle, ainda que esta não vise ao melhor interesse dos acionistas;
- dar o voto decisivo relativo a uma fusão estratégica com outra empresa que poderia acarretar benefícios consideráveis para as empresas que participarem da fusão;
- restringir a oportunidade dos outros acionistas receberem a diferença entre o valor contábil e o valor pago por suas ações em qualquer reestruturação societária, inclusive uma incorporação, fusão ou cisão; e
- influenciar a nossa política de dividendos.

O nosso Acionista Controlador poderá ter interesse em realizar aquisições, alienações, parcerias, buscar financiamentos ou operações similares que possam ser conflitantes com os interesses dos demais acionistas, e, mesmo em tais casos, o interesse do Acionista Controlador poderá prevalecer.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

c. Com relação aos acionistas da Companhia

A relativa volatilidade e liquidez do mercado de capitais brasileiro poderá limitar substancialmente a capacidade dos investidores de vender nossas ações ordinárias pelo preço desejado ou no tempo desejado.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é consideravelmente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado do que os grandes mercados de valores mobiliários internacionais, tais como o dos Estados Unidos. Em 30 de setembro de 2010, a capitalização total de mercado das empresas listadas na BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de valores, Mercadorias e Futuros, ou BM&FBOVESPA, era equivalente a cerca de US$1.469,0 bilhões, ao passo que as dez maiores empresas listadas na BM&FBOVESPA representavam, aproximadamente, 46,2% da capitalização total de mercado de todas as empresas listadas naquela data. Essas características de mercado podem limitar substancialmente a capacidade dos titulares de nossas ações ordinárias de vendê-las pelo preço e na data desejados, afetando adversamente os preços de negociação de nossas ações ordinárias.

Adicionalmente, o preço das ações alienadas em uma oferta pública está sujeito à volatilidade por um período de tempo após tal oferta. Fatores alheios ao nosso controle, tais como recomendações de analistas de mercado ou acontecimentos afetando a nossa indústria e alterações nas condições do mercado financeiro podem ter um efeito significativo no preço de mercado de nossas ações ordinárias. Antes da oferta pública inicial de ações que pretendemos realizar não há mercado para negociação pública de nossas ações ordinárias. Se um mercado de negociação ativo não for desenvolvido ou mantido, a liquidez e os preços de negociação de nossas ações ordinárias poderão ser seriamente impactados.

Poderemos precisar de recursos adicionais no futuro, podendo optar por obtê-los por meio da emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar na diluição da participação de investidores em nosso capital social.

Poderemos precisar captar recursos adicionais no futuro e, no caso da indisponibilidade de financiamento público ou privado ou por decisão de nosso Acionista Controlador, poderemos emitir novas ações ordinárias. Qualquer emissão adicional de ações poderá resultar na diluição da participação de investidores em nosso capital social.

d. Com relação a controladas e coligadas da Companhia

Os riscos relacionados às nossas controladas e coligadas são os mesmos a nós relacionados.

e. Com relação aos fornecedores da Companhia

Nossos projetos podem ser interrompidos por falhas ou escassez de equipamentos, pessoal qualificado ou fornecedores.

Existem riscos de interrupção dos nossos projetos devido a diversos fatores, incluindo, mas não se limitando: falhas ou avarias de equipamentos ou procedimentos; erros do empreiteiro ou do operador; inadimplência de terceiros contratados; conflitos trabalhistas; interrupções ou quedas de produtividade; aumento nos preços dos materiais ou nos custos salariais; e/ou incapacidade para atrair um número suficiente de trabalhadores qualificados. Além disso, a escassez no mercado de unidades de perfuração e plataformas de produção, dutos e outros equipamentos e insumos necessários podem atrasar nossas operações de E&P, tendo em vista a crescente demanda de perfuração em Águas Profundas e Ultraprofundas. Durante os períodos de escassez, o custo e o tempo de entrega de equipamentos e suprimentos são substancialmente maiores. Ainda, a escassez de equipamentos e suprimentos pode atrasar e afetar adversamente a nossa habilidade de conduzir as nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção. Tais riscos podem causar um efeito material adverso em nossos negócios, condição financeira e resultado operacional.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

f. Com relação aos clientes da Companhia

A nossa receita operacional é preponderantemente proveniente da venda de gás natural do Campo de Manati para a Petrobras.

Atualmente, nossa receita operacional é preponderantemente proveniente da venda de gás natural do Campo de Manati para a Petrobras, com base em um contrato de longo prazo que prevê a compra de um volume mínimo contratado (*take or pay*). O preço de gás é denominado em Reais e reajustado em bases anuais de acordo com índice contratual, sendo que nossa receita operacional é diretamente afetada por alterações de volumes vendidos. Nossa controlada indireta, Manati S.A., possui contratos com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, e com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., ou BNB, que determinam que a Manati S.A. não pode distribuir aos seus acionistas dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio que, somados, atinjam percentual superior a 25% do lucro líquido ao ano, sem prévia e expressa anuência dos respectivos credores, o que poderá limitar o fluxo de dividendos para nós. Caso haja uma diminuição nos volumes vendidos ou atrasos nos nossos recebimentos, tais fatos poderão afetar nosso fluxo de caixa e nosso planejamento estratégico. Ainda, na hipótese da rescisão antecipada deste contrato, podemos não conseguir, no prazo adequado, encontrar destinação ao gás natural produzido em Manati. Qualquer desses acontecimentos podem causar um efeito material adverso em nossos negócios, condição financeira e resultado operacional.

g. Com relação ao setor da economia de atuação da Companhia

Os preços internacionais de referência do petróleo cru e gás natural e a demanda por esses produtos podem oscilar devido a fatores alheios ao nosso controle.

O preço mundial de petróleo e do gás natural tem oscilado bastante ao longo dos últimos dez anos e está sujeito a fatores internacionais de oferta e demanda sobre os quais não temos controle. Acontecimentos políticos em todo o mundo, especialmente no Oriente Médio, a evolução nos estoques de produtos de petróleo e gás natural, os efeitos circunstanciais das alterações climáticas e fenômenos meteorológicos, tais como tempestades e furacões, que especialmente afetaram o Golfo do México, o aumento da demanda em países com forte crescimento econômico, tais como China e Índia, bem como a instabilidade política e a ameaça do terrorismo a que algumas regiões produtoras sofrem periodicamente, aliados ao risco de que a oferta de petróleo cru e gás natural possa se tornar uma arma política, podem especialmente afetar o mercado e os preços do petróleo e gás natural internacionais.

Em 2009, a média do preço do petróleo cru de *West Texas Intermediate*, ou WTI, foi de US$61,85 por barril, em comparação com uma média de US$51,13 por barril no período de 2000 a 2009, com média máxima de US$81,04 e mínima anual de US$33,98 por barril, respectivamente. A média do preço do gás natural *Henry Hub* foi de US$3,94 por milhões de BTU em 2009, comparado a uma média de US$5,84 por milhões de BTU para o período de 2000 a 2009, com média máxima de US$6,11 e mínima de US$1,88 por milhões de BTU, respectivamente. A média do preço do petróleo de WTI para o período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010 foi de US$78,34 por barril e a média do preço do gás natural *Henry Hub* para o mesmo período foi de US$4,72 por milhões de BTU.

Os preços internacionais de referência do petróleo cru e a demanda por petróleo cru também podem oscilar significativamente durante os ciclos econômicos. O enfraquecimento da demanda global tem pressionado os preços das *commodities* nos últimos dois anos. Em 2008, os preços do petróleo diminuíram mais de 70% de seu pico superior a US$145 por barril (WTI), em julho de 2008, refletindo a forte desaceleração da economia global, apesar da decisão da Organização dos Países Exportadores de Petróleo, ou OPEP, de reduzir a produção. Em 2009, o petróleo (WTI) foi negociado em um intervalo de, aproximadamente, US$35 e US$ 80 o barril. No período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2010, o petróleo (WTI) foi negociado em um intervalo de, aproximadamente, US$66 e US$87 o barril.

Reduções nos preços do petróleo e do gás natural afetam negativamente nossa lucratividade, a precificação de nossos ativos e nossos planos de investimento de capital, incluindo as despesas de capital previstas para as nossas atividades de E&P. Uma redução significativa dos investimentos de capital pode afetar negativamente a nossa capacidade de substituir reservas de petróleo.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A indústria de petróleo e gás natural está sujeita a riscos operacionais específicos que podem ser afetados por uma variedade de fatores que não podemos controlar.

A indústria de petróleo e gás natural está sujeita a riscos operacionais específicos, alguns dos quais estão além do nosso controle. Essas atividades estão sujeitas a riscos de produção, equipamentos e transporte, guerras, desastres naturais e ambientais, e outras incertezas incluindo aquelas relativas às características físicas de um campo de petróleo ou gás natural. Nossas operações de E&P poderão ser reduzidas, adiadas ou canceladas em consequência de condições meteorológicas, problemas mecânicos, derrames ou vazamentos de hidrocarbonetos, faltas ou atrasos na entrega de equipamentos e necessidades de atendimento a exigências governamentais. Em qualquer destas hipóteses, poderemos incorrer em perdas significativas e interromper nossas operações, causando danos à nossa reputação e afetando significativa e adversamente as nossas operações e resultados.

A indústria do petróleo e do gás natural é altamente competitiva.

O setor internacional de petróleo e gás natural é altamente competitivo em todos os aspectos, incluindo a aquisição de direitos de concessão sobre blocos de exploração, a exploração e o desenvolvimento de novas fontes de fornecimento e a distribuição e comercialização de derivados de petróleo. Operamos em um ambiente altamente competitivo para a aquisição de áreas com fins exploratórios e para a contratação e manutenção de pessoal treinado. Podem existir certas companhias que desejem ou sejam capazes de pagar mais valores do que nós por propriedades e prospectos de petróleo e gás natural em produção e de avaliar, ofertar e adquirir um número maior de propriedades e prospectos do que nossos recursos financeiros e humanos permitem.

A nossa habilidade em adquirir prospectos adicionais e de descobrir e desenvolver reservas no futuro dependerá da nossa capacidade de avaliar e selecionar áreas adequadas, de financiar nossas necessidades de investimentos e de realizar transações em um ambiente altamente competitivo. Ainda, há intensa competição por capital disponível para investimento na indústria do petróleo e do gás natural. Em decorrência desses e de outros fatores, talvez não consigamos competir com êxito em uma indústria altamente competitiva, o que poderá causar um efeito material adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

h. Com relação à regulação do setor de atuação da Companhia

Companhias de petróleo e gás natural no Brasil não são possuidoras de nenhuma das reservas de petróleo e gás natural.

Sob a lei brasileira, o Governo Federal detém todas as reservas de petróleo e gás natural no Brasil, restando à concessionária apenas o petróleo e gás natural que ela produz. Companhias de petróleo e gás natural no Brasil adquiriram o direito exclusivo de explorar, desenvolver e produzir as reservas descobertas em determinadas áreas de concessão nos termos dos contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Todavia, caso o Governo Federal venha a restringir ou impedir as concessionárias, incluindo nós, de explorar essas reservas de petróleo e gás natural, a nossa capacidade de gerar receita poderia ser adversamente afetada, o que teria um efeito material adverso sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

Os contratos de concessão, por meio dos quais as companhias no Brasil são autorizadas a produzir petróleo e gás natural de diversos reservatórios, estão sujeitos, em determinadas circunstâncias, a hipóteses de término antecipado ou a não renovação da concessão.

Por meio dos contratos de concessão celebrados com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, companhias de petróleo e gás natural no Brasil são autorizadas a realizar atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas concedidas durante o período exploratório, de forma independente ou em consórcio com outras empresas habilitadas pela ANP, durante o qual um programa exploratório mínimo deverá ser atingido. Se não forem realizadas descobertas comerciais durante o período exploratório, a concessão será terminada.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Adicionalmente, o término do *Joint Operating Agreement* está diretamente relacionado ao término do contrato de concessão. Na data deste Formulário de Referência, oito de nossas concessões permanecem em seus respectivos períodos exploratórios, expirando entre março de 2011 e dezembro de 2013, a menos que o consórcio opte pelo prosseguimento no período exploratório seguinte ou que uma declaração de comercialidade seja arquivada perante à ANP, a partir da qual um período de produção de 27 anos automaticamente tem início. Se uma descoberta comercial for realizada e a mesma for devidamente notificada à ANP, o período de produção de 27 anos automaticamente tem início e as companhias poderão produzir petróleo e gás natural, durante tal período, para a venda nos mercados nacional e internacional. Tais concessões, sujeitas ao exclusivo critério da ANP, poderão ser renovadas por um período adicional, igual ao originalmente previsto, desde que assim solicitado à ANP com, pelo menos, 12 meses de antecedência e desde que não tenha ocorrido qualquer descumprimento no contrato de concessão. Adicionalmente, a renovação de uma concessão poderá estar condicionada ao pagamento de novas taxas para a produção e negociação de petróleo e gás natural. Os contratos de concessão estabelecem o término antecipado nos seguintes casos: (i) desapropriação pelo Governo Federal por motivo de interesse público; (ii) revogação da concessão (segundo os termos do contrato de concessão); (iii) o não cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão, incluindo, sem limitação, à falha em observar o período exploratório mínimo em virtude da ausência de licenças ambientais; ou (iv) falência do concessionário. O término de nossos contratos de concessão e dos *Joint Operating Agreements* dos quais somos parte pode ter um efeito material adverso em nossa condição financeira e resultados operacionais. Para informações adicionais sobre os principais termos e condições de nossos contratos de concessão, consulte a Seção 7 deste Formulário de Referência.

No caso de término antecipado de um contrato de concessão por meio de desapropriação, a indenização à qual as companhias atuantes no Brasil têm direito poderá não ser suficiente para compensar o valor integral de seus ativos. Ademais, caso haja o término antecipado de quaisquer dos contratos de concessão em decorrência do não cumprimento de tais obrigações, não será devida pela ANP qualquer compensação e, ainda, poderão ser aplicadas multas ou outras penalidades. Nesse sentido, a ausência de descobertas comerciais durante o período exploratório, o término antecipado ou a não renovação de quaisquer de nossos contratos de concessão, por qualquer razão, poderão afetar de maneira materialmente adversa nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira, bem como os preços de mercado de nossas ações.

Nossas estimativas de recursos potenciais e contingentes de petróleo e gás natural envolvem significativo grau de incerteza, o que poderá afetar adversamente nossa habilidade de gerar receitas.

Estimar recursos potenciais contingentes de petróleo e gás natural é algo complexo, inerentemente impreciso e substancialmente diferente do que estimar reservas provadas. Recursos potenciais são estimados por nós mediante o uso de dados geológicos e de engenharia para determinar com um grau razoável de certeza se o petróleo ou o gás natural em potenciais acumulações é recuperável sob certas condições operacionais. Existem incertezas em estimar quantidades de recursos potenciais e contingentes de petróleo e gás natural em relação aos preços vigentes de petróleo e gás natural aplicáveis à sua produção prevista, o que poderá levar a efetuar revisões em nossas estimativas atuais de recursos potenciais e contingentes. Um risco inerente às estimativas de recursos potenciais e contingentes é a possibilidade de que nenhum poço perfurado ou projetos em desenvolvimento seja considerado economicamente viável ou que a quantidade de petróleo descoberto seja inferior à estimada.

Ainda, a possibilidade de não encontrar reservas, ou encontrar reservas com quantidade de petróleo inferior à estimada, é um risco intrínseco ao nosso portfólio. Revisões em nossas previsões que indiquem uma redução em nossas estimativas de recursos potenciais e contingentes poderão ocasionar reduções nos níveis de produção esperados, o que pode causar um efeito material adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Condições de mercado ou restrições de infraestrutura poderão dificultar o acesso aos mercados de petróleo e gás natural ou atrasar a produção.

A indústria brasileira de petróleo e gás natural poderá ficar exposta, de forma desproporcional, ao impacto dos atrasos ou das interrupções da produção dos poços nas bacias licitadas, causados por restrições de estoque e capacidade e interrupções do transporte de petróleo e gás natural produzido. Adicionalmente, condições de mercado adversas ou a ausência de acordos satisfatórios para o transporte de petróleo e gás natural poderão dificultar o acesso aos mercados de petróleo e gás natural ou atrasar a produção. A disponibilidade de um mercado consumidor para a produção de gás natural depende de uma série de fatores, incluindo a oferta e demanda de gás natural e a proximidade aos dutos e instalações.

Ademais, as companhias de petróleo e gás natural no Brasil, incluindo nós, podem ser dependentes de serviços de transporte prestados por terceiros para levar ao mercado a produção atual e futura de petróleo e gás natural. A habilidade de negociar a produção de petróleo e gás natural dependerá substancialmente da disponibilidade e capacidade de sistemas, dutos e instalações de processamento detidas e operadas por terceiro. A falha na obtenção de tais serviços em termos satisfatórios poderá afetar de forma material adversa nossos negócios.

As companhias da indústria do petróleo no Brasil recorrem, basicamente, ao processo de licitação pública regulamentado pela ANP para adquirir direitos de exploração e produção.

Enquanto a ANP pode oferecer concessões para a exploração de blocos em determinadas bacias em futuras rodadas de licitação, existe um risco de que tais rodadas possam não acontecer ou de que as mesmas não incluam localidades desejadas, uma vez que são conduzidas ao único e exclusivo critério do Governo Federal, o que pode ter um efeito material adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira. Adicionalmente, as licitações promovidas pela ANP estão sujeitas ao risco de interrupção ou alterações nos blocos exploratórios oferecidos, como ocorreu na oitava e nona rodadas, respectivamente. Na oitava rodada de licitação da ANP, determinados blocos exploratórios ofertados no processo de leilão foram suspensos, e as concessões relacionadas a tais blocos não foram concedidas até a data deste Formulário de Referência, em razão de duas medidas liminares obtidas em ações judiciais que questionaram os detalhes das regras de licitação. Na nona rodada de licitação da ANP, 41 blocos de exploração *offshore* foram retirados do processo antes da realização da licitação. Na décima rodada de licitação da ANP, apenas blocos de exploração *onshore* foram ofertados.

Além disso, e como resultado das descobertas na camada do pré-sal, o Governo Federal aprovou três leis que trazem mudanças à atual legislação de petróleo conforme segue: (i) Lei no 12.276, de 30 de junho de 2010, que dispõe sobre a capitalização da Petrobras autorizando o Governo Federal a assegurar para a Petrobras os direitos de exploração e produção em uma área pré-determinada, garantindo a recuperação no limite máximo de 5 bilhões de barris de petróleo; (ii) Lei no 12.304, de 2 de agosto de 2010, que autoriza a criação de uma empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A – Pré-Sal Petróleo S.A., ou PPSA, que será responsável pela gestão dos contratos de partilha e produção, bem como dos contratos para a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União; e (iii) Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que prevê (iii.a) a criação de um modelo de partilha para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas pré-definidas, por meio do qual os blocos sujeitos a este modelo serão ou oferecidos à Petrobras de forma exclusiva ou ofertados em leilões públicos. Se ofertados em leilões públicos, o vencedor será a companhia que oferecer maior percentual de “excedente em óleo” para o Governo Federal, que é a produção de hidrocarbonetos de um certo campo após a dedução do “custo em óleo” (hidrocarbonetos equivalente aos custos de exploração e produção, conforme definido no modelo de partilha) e pagamentos de royalties. De acordo com tal modelo, os riscos de exploração serão suportados exclusivamente pela parte contratada e o petróleo e gás natural produzidos nesses blocos estarão sujeitos ao modelo de partilha. Se o contrato de partilha for concedido por meio de um leilão público, um consórcio deverá ser obrigatoriamente formado entre a companhia vencedora, a Petrobras (com a participação mínima de 30% e operadora) e a companhia estatal denominada PPSA, a ser constituída com o propósito específico de gerenciar os contratos de partilha de produção; e (iii.b) a criação de um fundo para gerir os recursos oriundos das participações do Governo Federal relativas às atividades de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos e outras fontes aplicando-os em projetos e programas de interesse público.

Essas leis criam regras específicas para os leilões públicos de direitos de exploração e produção na área do pré-sal e outras áreas a serem pré-definidas, que serão aplicáveis a nós caso seja do nosso interesse.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

As operações da indústria de petróleo e gás natural estão sujeitas à extensa regulamentação.

A indústria de petróleo e gás natural está sujeita à extensa regulamentação e intervenção do Governo Federal em questões como o interesse na concessão de exploração e produção, a imposição de obrigações específicas de perfuração e exploração, restrições à produção, controle de preços, tributação, necessária alienação de ativos e controle de moeda estrangeira ao longo do desenvolvimento, nacionalização e desapropriação ou cancelamento de direitos contratuais. Significativos gastos podem assegurar o nosso cumprimento da regulamentação governamental, especialmente as seguintes matérias, incluindo, mas não se limitando: licenças para operações de perfuração; unitização de acumulações de petróleo e gás natural, a política de conteúdo local; e tributação, em particular devido ao fato das autoridades fiscais competentes continuarem a aprovar novas regras sujeitas a interpretações e eventuais litígios.

Sob essas leis e regulamentos, há responsabilidade potencial para danos pessoais, danos à propriedade e outros danos. A não observância a tais leis e regulamentos também pode resultar na suspensão ou término das operações e na sujeição a penalidades administrativas, civis e criminais. Além disso, tais leis e regulamentos podem ser alterados de tal forma a aumentar substancialmente os custos. Quaisquer dessas responsabilidades, penalidades, suspensões, términos ou mudanças regulatórias podem ter um efeito material adverso em nossa condição financeira e resultados operacionais. Ademais, a política de conteúdo local, que é uma exigência prevista no contrato de concessão, cria uma regulamentação da ANP que se tornou uma questão importante para companhias de petróleo e gás natural que operam no Brasil, tendo em vista as penalidades advindas de seu descumprimento. Para informações adicionais relativas aos “Efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades da Companhia”, consulte a Seção 7 deste Formulário de Referência.

i. Com relação aos países estrangeiros onde a Companhia atua

Não atuamos em países estrangeiros.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

Temos como prática a análise e monitoramento constante dos riscos aos quais estamos expostos e que possam afetar de forma adversa nossos negócios, situação financeira e resultados, incluindo eventuais mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar negativamente o desenvolvimento de nossas atividades. Na data deste Formulário de Referência, não tínhamos nenhuma expectativa de aumento e/ou redução em qualquer dos riscos mencionados no Item 4.1 acima.

4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Somos responsáveis por eventuais contingências relacionadas às nossas concessões, na proporção de nossa participação em cada contrato de concessão. Somos, ainda, responsáveis por eventuais contingências alocadas à Petrobras, devido a um contrato de longo prazo firmado, em setembro de 2007, entre nossa controlada indireta Manati S.A. e a Petrobras para venda de gás natural do Campo de Manati. Para maiores informações sobre esse contrato, consulte a Seção 7 – Item 7.9 deste Formulário de Referência.

Constituímos provisões para contingências cuja liquidação seja "provável" de acordo com a opinião dos nossos administradores e assessores legais externos. Não constituímos provisões para contingências cuja expectativa de perda seja classificada como "remota" ou "possível".

(i) Contingências Tributárias

Em 30 de setembro de 2010, nós e nossas controladas Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, e Manati S.A. não éramos partes em ações judiciais e processos administrativos de natureza tributária.

(ii) Contingências Trabalhistas

Em 30 de setembro de 2010, nós e nossas controladas QGEP e Manati S.A. não éramos partes em ações judiciais e processos administrativos de natureza trabalhista.

(iii) Contingências Cíveis

Em 30 de setembro de 2010, nós e nossa controlada QGEP não éramos partes em ações judiciais e processos administrativos de natureza cível.

Por outro lado, nossa controlada Manati S.A. estava envolvida nos processos cíveis abaixo descritos. Caso as ações sejam julgadas procedentes, as atividades desenvolvidas por Manati S.A. no Campo de Manati podem ser paralisadas, o que teria um impacto significativo em nossos resultados. Com base na opinião dos advogados responsáveis pela defesa da Manati S.A., estimamos ser improvável o risco de que haja decisão determinando a paralisação definitiva das atividades ora em curso. Caso venhamos efetivamente a ser condenados nos referidos processos, estimamos com base na opinião dos nossos consultores externos que o prognóstico mais possível seria uma obrigação de indenizar, que poderia ter, conforme valor a ser indenizado, impacto adverso contra nós.

(iii.1) Ação Ordinária nº 1341350-3/2006 – Comarca de Valença, Bahia Redistribuído para a Vara Federal de Ilhéus, Bahia, reautuado sob o nº 2009.33.01.000584-8	
a. Juízo	Vara Cível de Valença, Bahia, remetido para Vara Federal de Ilhéus, Bahia
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	14 de dezembro de 2006
d. Partes no processo	Colônia de Pescadores Z-15 (autora), QGOG, Manati S.A. e outros (réus)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	(1) Indenização por danos materiais e morais supostamente causados pelas atividades dos réus em alto-mar, que teriam prejudicado a atividade pesqueira e (2) a paralisação das atividades desenvolvidas pelos réus no Campo Manati, Bacia de Camanu, Bahia.
f. Principais fatos	Em 23 de outubro de 2008 a União manifestou interesse no feito, tendo havido declínio da competência para Justiça Federal em Ilhéus, Bahia. No dia 19 de maio de 2009, o processo foi reautuado e redistribuído sob o nº 2009.33.01.000584-8. O juízo indeferiu o pedido de tutela antecipada, tendo os réus interposto embargos de declaração, os quais foram julgados intempestivos. Foi então interposto agravo de instrumento sobre a decisão que julgou pela rejeição dos embargos. Mantida a decisão agravada com intimação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA a se manifestar sobre a sua integralização à lide ou não em cinco dias; converteu o

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	agravo em agravo retido. Aguarda-se decisão.
g. Chance de perda	Possível
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Já descrito no item "e. Valores, bens ou direitos envolvidos" acima.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iii.2) Ação Ordinária nº 0000088-59.2005.805.0255	
a. Juízo	Vara Cível de Taperoá, Bahia
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	Não informado
d. Partes no processo	Colônia de Pescadores Z-53 (autora), QGOG, Manati S.A. e outros (réus)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	(1) Indenização por danos materiais e morais supostamente causados pelas atividades das rés em alto-mar, que teriam prejudicado a atividade pesqueira e (2) a paralisação das atividades desenvolvidas pelos réus no Campo Manati, Bacia de Camanu, Bahia.
f. Principais fatos	Aguarda-se manifestação da União a respeito de seu interesse no feito.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Já descrito no item "e. Valores, bens ou direitos envolvidos" acima.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

(iv) Contingências Ambientais

(iv.1) Procedimento Administrativo nº 02006.001664/2007-46	
a. Juízo	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA
b. Instância	Procedimento administrativo
c. Data de instauração	27 de setembro de 2007
d. Partes no processo	IBAMA e Petrobras (a Petrobras figura no polo passivo na qualidade de nossa Operadora devido ao contrato de concessão firmado com nossa controlada indireta Manati S.A., para a venda de gás natural do Campo de Manati).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$10.000.000,00 (dez milhões de reais) – A Manati S.A. é responsável por 45% de uma eventual contingência, na proporção de sua participação em cada contrato de concessão.
f. Principais fatos	Arraste de duto na Laje do Machadinho, aguardando pronunciamento do IBAMA acerca da impugnação apresentada.
g. Chance de perda	Remota, conforme avaliação da operadora (Petrobras) com base em relatório atualizado até 30 de dezembro de 2010.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Além da reparação de danos, tal conduta poderá ensejar responsabilização ambiental nas esferas cível e criminal.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iv.2) Procedimento Administrativo nº 02022.004809/2006-81	
a. Juízo	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA
b. Instância	Procedimento administrativo
c. Data de instauração	30 de novembro de 2006
d. Partes no processo	IBAMA e Petrobras (a Petrobras figura no polo passivo na qualidade de nossa operadora, devido ao contrato de concessão firmado com nossa controlada indireta Manati S.A., para a venda de gás natural do Campo de Manati).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$10.000.000,00 (dez milhões de reais) – A Manati S.A. é responsável por 45% de uma eventual contingência, na proporção de sua participação em cada contrato de concessão.
f. Principais fatos	Instalação de obra e serviço sem licença. Aguardando pronunciamento do IBAMA acerca das alegações finais apresentadas em 12 de maio de 2009.
g. Chance de perda	Remota, conforme avaliação da operadora (Petrobras) com base em relatório atualizado até 30 de dezembro de 2010.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Além da reparação de danos, tal conduta poderá ensejar responsabilização ambiental nas esferas cível e criminal.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iv.3) Procedimento Administrativo nº 02022.004766/2006-34	
a. Juízo	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA
b. Instância	Procedimento administrativo
c. Data de instauração	1º de dezembro de 2006
d. Partes no processo	IBAMA e Petrobras (a Petrobras figura no polo passivo na qualidade de nossa operadora, devido ao contrato de concessão firmado com nossa controlada indireta Manati S.A., para a venda de gás natural do Campo de Manati).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$1.000.000,00 (um milhão de reais) – A Manati S.A. é responsável por 45% de uma eventual contingência, na proporção de sua participação em cada contrato de concessão.
f. Principais fatos	Descumprimento da condicionante de Licença de Instalação – LI 317/05. Aguardando pronunciamento do IBAMA acerca da impugnação apresentada.
g. Chance de perda	Remota, conforme avaliação da operadora (Petrobras) com base em relatório atualizado até 30 de dezembro de 2010.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Além da reparação de danos, tal conduta poderá ensejar responsabilização ambiental nas esferas cível e criminal.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iv.4) Procedimento Administrativo nº 2006-003350/TEC/LO-0067 – AI 2006 - 007365/TEC/AIMU0343	
a. Juízo	Instituto do Meio Ambiente - IMA
b. Instância	Procedimento administrativo
c. Data de instauração	22 de novembro de 2006
d. Partes no processo	IMA e Petrobras (a Petrobras figura no polo passivo na qualidade de nossa operadora, devido ao contrato de concessão firmado com nossa controlada indireta Manati S.A., para a venda de gás natural do Campo de Manati).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$200.000,00 (duzentos mil reais) – A Manati S.A. é responsável por 45% de uma eventual contingência, na proporção de sua participação em cada contrato de concessão.
f. Principais fatos	Assoreamento de córregos e erosão na instalação do gasoduto entre Guaibin e São Francisco do Conde – descumprimento de condicionantes. Consta de relatório encaminhado pela Petrobras que teria ocorrido o encerramento irregular do processo administrativo e emissão de CDA igualmente irregular.
g. Chance de perda	Possível.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Além da reparação de danos, tal conduta poderá ensejar responsabilização ambiental nas esferas cível e criminal.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iv.5) Procedimento Administrativo nº 2006-003350/TEC/LO-0067 – AI 2007 - 002277/TEC/AIMU0110	
a. Juízo	Instituto do Meio Ambiente - IMA
b. Instância	Procedimento administrativo
c. Data de instauração	23 de março de 2007
d. Partes no processo	IMA e Petrobras (a Petrobras figura no polo passivo na qualidade de nossa operadora, devido ao contrato de concessão firmado com nossa controlada indireta Manati S.A., para a venda de gás natural do Campo de Manati).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$300.000,00 (trezentos mil reais) – A Manati S.A. é responsável por 45% de uma eventual contingência, na proporção de sua participação em cada contrato de concessão.
f. Principais fatos	Assoreamento do Rio Castro e descumprimento de condicionantes da Licença Precária de Operação do gasoduto Manati (Portaria CRA 7645/06). Consta de relatório encaminhado pela Petrobras que teria ocorrido o encerramento irregular do processo administrativo e emissão de CDA igualmente irregular.
g. Chance de perda	Possível.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Além da reparação de danos, tal conduta poderá ensejar responsabilização ambiental nas esferas cível e criminal.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iv.6) Procedimento Administrativo nº 2007-005567/TEC/FC-0026 - AI 2009-014426/TEC/AIMU0265	
a. Juízo	Instituto do Meio Ambiente - IMA
b. Instância	Procedimento administrativo
c. Data de instauração	16 de junho de 2009
d. Partes no processo	IMA e Petrobras (a Petrobras figura no polo passivo na qualidade de nossa operadora, devido ao contrato de concessão firmado com nossa controlada indireta Manati S.A., para a venda de gás natural do Campo de Manati).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	R$150.000,00 (cento e cinquenta mil reais) – A Manati S.A. é responsável por 45% de uma eventual contingência, na proporção de sua participação em cada contrato de concessão.
f. Principais fatos	Descumprimento de condicionantes impostas na licença para construção do gasoduto. Defesa protocolada em 06 de julho de 2009. Aguardando julgamento.
g. Chance de perda	Remota, conforme avaliação da operadora (Petrobras) com base em relatório atualizado até 30 de setembro de 2010.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Além da reparação de danos, tal conduta poderá ensejar responsabilização ambiental nas esferas cível e criminal.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

Até a data deste Formulário de Referência, nós e nossas controladas não éramos parte de processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

Até a data deste Formulário de Referência, nós e nossas controladas não éramos parte de processos sigilosos relevantes.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Até a data deste Formulário de Referência, nós e nossas controladas não éramos parte de outros processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto.

4.7 - Outras contingências relevantes

Fomos constituídos em 9 de março de 2010 no âmbito do processo de reestruturação das operações no setor de óleo e gás do Grupo Queiroz Galvão, iniciado em 2 de julho de 2010. Em 2 de setembro de 2010, conforme deliberado em Assembleia Geral Extraordinária, a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, nossa antiga controladora, aportou os ativos de exploração e produção, ou E&P, do Grupo Queiroz Galvão em nós. Por meio de um contrato celebrado em 28 de outubro de 2010, temos acordado que indenizaremos a QGOG por qualquer contingência relacionada às atividades de E&P que venha a ser imputada àquela companhia. Em contrapartida, em 18 de janeiro de 2011, celebramos um contrato com a QGOG e sua futura controladora Constellation Overseas, Ltd., ou Constellation, pelo qual as referidas companhias ficaram obrigadas a nos indenizar por prejuízos havidos em relação a todo o passivo existente e contingente não relacionado às atividades de E&P que venha a ser imputado a nós. Não obstante os acordos de indenização que teremos com QGOG e Constellation, podemos vir a ser responsabilizados por obrigações da QGOG, inclusive aquelas não relacionadas à E&P. Para informações adicionais relativas ao risco de sucessão, consulte a Seção 4 - Item 4.1 deste Formulário de Referência: “Descrição dos fatores de risco - Podemos ser considerados sucessores nas obrigações da QGOG”.

Em razão dos acordos de indenização que celebraremos com QGOG e Constellation, constituiremos provisões para contingências dessas empresas que sejam relacionadas às atividades de E&P e cuja expectativa de perda seja classificada como “provável”. Para informações adicionais sobre nossas políticas contábeis, consulte a Seção 10 - Item 10.5 deste Formulário de Referência: “Políticas Contábeis Críticas - Provisão para contingências”.

(i) Contingências Tributárias da QGOG

Em 30 de setembro de 2010, a QGOG, nossa antiga controladora, estava envolvida em contingências fiscais no montante de aproximadamente R$44,7 milhões, relacionadas a processos tributários em que figurava no polo passivo. A QGOG não constituiu provisões em face de tais contingências, tendo em vista que seus assessores legais avaliam as chances de perda como possíveis e remotas.

(ii) Contingências Trabalhistas da QGOG

Em 30 de setembro de 2010, a QGOG, nossa antiga controladora, figurava no polo passivo de 40 processos de natureza trabalhista, todos relacionados à atividade de prestação de serviços, que em conjunto somam aproximadamente R$10,5 milhões. Entendemos que tais processos não configuram uma contingência nossa ou de nossas subsidiárias, uma vez que não são relacionados à atividade de E&P.

(iii) Contingências Cíveis da QGOG

Em 30 de setembro de 2010, a QGOG, nossa antiga controladora, além de figurar como co-ré no processo descrito no Item 4.3 (iii.1) acima, estava envolvida nos processos cíveis abaixo descritos, cujos valores são inestimáveis, em razão do caráter dos direitos discutidos, e as chances de perda são remotas, de acordo com os relatórios dos assessores legais da QGOG. Os processos cíveis envolvendo a QGOG listados abaixo são relacionados à atividade de E&P e, portanto, configuram uma contingência nossa.

4.7 - Outras contingências relevantes

(iii.1) Ação Ordinária nº 2008.33.002364-0	
a. Juízo	14ª Federal da Seção Judiciária do Estado da Bahia
b. Instância	1ª instância
c. Data de instauração	26 de fevereiro de 2008
d. Partes no processo	Município de Cairú (autor), QGOG e outros (réus)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Nulidade de contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, firmado entre a ANP e a Petrobras em janeiro de 1998, no que se refere à fixação dos *royalties*. O Município de Cairú pleiteia o aumento do valor dos *royalties* para 10%, bem como a condenação dos réus ao pagamento da diferença dos valores não pagos.
f. Principais fatos	A ação foi julgada improcedente em primeiro grau. O Município de Cairú interpôs recurso de apelação e, no momento, aguarda-se prazo para manifestação.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Pagamento de (i) *royalties* no percentual de 10% sobre o petróleo e gás natural produzidos na área de concessão, e (ii) indenização em valor correspondente à diferença entre os *royalties* que foram pagos e os royalties que estão sendo pleiteados.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

4.7 - Outras contingências relevantes

(iii.2) Ação Civil Pública nº 2001.51.01.020399-2	
a. Juízo	5ª Turma do Tribunal Regional Federal da 2ª Região
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	18 de outubro de 2001
d. Partes no processo	Associação dos Engenheiros da Petrobras – AEPET (autora), QGOG e outros (réus)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Nulidade de 3ª rodada de licitações promovida pela ANP, bem como de contratos de concessão para exploração de petróleo, no que se refere à fixação dos *royalties*.
f. Principais fatos	A ação foi julgada improcedente. No momento, aguarda-se julgamento do recurso de apelação interposto pela AEPET.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Já descrito no item "e. Valores, bens ou direitos envolvidos" acima.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iii.3) Ação Popular nº 2004.51.01.018709-4	
a. Juízo	29ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	21 de setembro de 2004
d. Partes no processo	Sidney Reis Santos (autor), QGOG e outros (réus)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Nulidade em edital de licitação para outorga de contrato de concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.
f. Principais fatos	A ação foi julgada improcedente. O Ministério Público Federal, ou MPF, apelou da decisão, tendo o Tribunal negado provimento à apelação. Aguardando trânsito em julgado da ação e baixa dos autos.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Já descrito no item "e. Valores, bens ou direitos envolvidos" acima.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

4.7 - Outras contingências relevantes

(iii.4) Ação Popular nº 2004.51.01.015901-3	
a. Juízo	29ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	16 de agosto de 2004
d. Partes no processo	Carlos Augusto Lopes Espinheira (autor), QGOG e outros (réus)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Nulidade em edital de licitação para outorga de contrato de concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.
f. Principais fatos	A ação foi julgada improcedente. Sentença sujeita à reexame obrigatório. Ministério Público Federal, ou MPF, apresentou parecer opinando pela manutenção da sentença. Negado seguimento à remessa necessária. Processo com o MPF. Aguarda-se trânsito em julgado da decisão de 1ª instância.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Já descrito no item "e. Valores, bens ou direitos envolvidos" acima.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

(iii.5) Ação Popular nº 2004.51.01.3963-5	
a. Juízo	29ª Vara Federal da Seção Judiciária do Rio de Janeiro
b. Instância	2ª instância
c. Data de instauração	8 de setembro de 2005
d. Partes no processo	Roberto de Castro Ribeiro (autor), QGOG e outros (réus)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Nulidade em edital de licitação para outorga de contrato de concessão de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.
f. Principais fatos	A ação foi julgada improcedente em primeiro grau e a decisão foi confirmada pelo Tribunal Regional Federal da 2ª Região, que transitou em julgado em 9 de novembro de 2010 sem interposição de recurso. Processo baixado em 9 de novembro de 2010.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Já descrito no item "e. Valores, bens ou direitos envolvidos" acima.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

4.7 - Outras contingências relevantes

Somos, ainda, indiretamente afetados pela ação civil pública movida pelo Ministério Público Federal contra a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, atualmente em trâmite perante a Vara Federal de Eunápolis (Vara Única), para impedir qualquer atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos, inclusive sísmica, bem como a licitação de novos blocos e perfuração de novos poços, em um raio de 50 km em torno do Parque Nacional Marinho de Abrolhos e adjacências. Houve sentença em primeira instância dando provimento ao pedido do Ministério Público Federal, cujos efeitos encontram-se suspensos em razão de decisão do Tribunal Regional Federal da Primeira Região. Embora não sejamos parte do processo, temos interesse no feito na medida em que parte do Bloco BM-J-2 está localizada dentro da área abrangida pela sentença de primeira instância. A Petrobras, ANP, IBAMA e ICMBio opuseram embargos de declaração à sentença de 1ª Instância, pelos quais solicitam esclarecimento, entre outros, sobre os blocos atingidos pela sentença em questão. O MPF manifestou-se a respeito dos embargos de declaração, os quais ainda não foram apreciados. Em razão da decisão de segunda instância, na data deste Formulário de Referência a ação judicial não tem impacto em relação ao bloco BM-J-2 e respectivo processo de licenciamento ambiental para perfuração de um poço conforme nosso cronograma de exploração para a área. O quadro a seguir sintetiza as principais informações acerca desse processo:

Processo nº 2006.33.10.003529-0	
a. Juízo	Vara Federal de Eunápolis
b. Instância	1ª Instância
c. Data de instauração	12 de agosto de 2003
d. Partes no processo	Ministério Público Federal (Autor) e Agência Nacional do Petróleo (Réu)
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	(1) Proibição de qualquer atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos, incluindo a fase sísmica e (2) proibição de licitação de novos blocos exploratórios em raio de 50 Km em torno do Parque Nacional Marinho de Abrolhos e adjacências.
f. Principais fatos	Em 4 de março de 2010, foi proferida sentença em favor do MPF, garantindo seu pedido principal e obrigando a ANP a (1) excluir das ofertas em licitação os blocos exploratórios que estejam em um raio de 50 Km em torno do Parque Nacional Marinho de Abrolhos e adjacências e (2) não autorizar a abertura de novos poços na região. Ainda, a decisão declarou nulas as licitações e concessões (ou parte delas) dos blocos localizados na área de exclusão proposta. Em abril de 2010, a ANP e a Petrobras, essa última na qualidade de litisconsorte necessária, opuseram embargos de declaração em face da sentença. Da mesma forma, foram opostos embargos de declaração por IBAMA, na qualidade de assistente do MPF, e ICMBio, na qualidade de terceiro interessado. Foram apresentadas manifestações do MPF a respeito dos embargos de declaração, os quais ainda não foram apreciados pelo Juiz. Em 16 de dezembro de 2010, o Tribunal Regional Federal da Primeira Região suspendeu os efeitos da decisão de primeira instância.
g. Chance de perda	Não aplicável, pois não somos parte neste processo.
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Inviabilidade do exercício de atividades de E&P no bloco BM-J-2.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não há

4.7 - Outras contingências relevantes

(iv) Contingências Ambientais

Finalmente, existe uma ação penal movida pelo Ministério Público contra a Petrobras para apuração de suposto crime ambiental relacionado a atividades de E&P na Laje do Machadinho. Tendo em vista tratar-se de ação penal, cuja responsabilização é subjetiva e exige a comprovação de dolo ou culpa, entendemos que a Petrobras é a única empresa que pode ser responsabilizada no âmbito dessa ação penal. Todavia, é possível que no futuro surja uma eventual ação de reparação civil decorrente do mesmo fato que gerou essa ação penal, que envolveria os demais consorciados. Desde 15 de setembro de 2010 o processo foi suspenso em relação à Petrobras por força de medida liminar concedida por intermédio de Mandado de Segurança nº 0021154-60.2010.4.01.0000, perante o TRF-1. Tendo em vista (1) não sermos parte da ação penal, (2) o estágio da referida ação e (3) a inexistência de qualquer ação na esfera cível, entendemos não ser possível estimar valor, chance de perda ou análise de impacto, não havendo, portanto, nenhuma provisão a ser feita.

(iv.1) Processo nº 2009.33.00.004514-5	
a. Juízo	2ª Vara Especializada Criminal da Justiça Federal
b. Instância	Processo Judicial
c. Data de instauração	28 de agosto de 2009
d. Partes no processo	Ministério Público Federal e Petrobras (a Petrobras figura no polo passivo na qualidade de operadora do bloco).
e. Valores, bens ou direitos envolvidos	Não é possível auferir.
f. Principais fatos	Ação Penal para apuração de crime ambiental – Laje do Machadinho. Em 15 de setembro de 2010 o processo foi suspenso em relação à Petrobras por força de medida liminar concedida por intermédio de Mandado de Segurança nº 0021154-60.2010.4.01.0000, perante o TRF-1, aguarda-se decisão.
g. Chance de perda	Remota
h. Análise do impacto em caso de perda do processo	Não é possível aferir.
i. Valor provisionado, se houver provisão	Não é possível aferir.

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

Não aplicável, vez que nossa sede é no Brasil e nossas ações serão custodiadas neste país.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

O Governo Federal tem historicamente exercido e continua a exercer significativa influência sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas brasileira têm um impacto direto em nossos negócios e poderão ter um efeito material adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira.

As políticas econômicas do Governo Federal podem ter efeitos importantes em companhias brasileiras, incluindo nós, nas condições de mercado e nos preços dos valores mobiliários brasileiros. Nossos negócios, condição financeira, e resultados operacionais podem ser afetados adversamente pelos, entre outros, seguintes fatores, bem como pela resposta do Governo Federal a esses fatores: desvalorização e outras flutuações na taxa de câmbio; inflação; políticas de controle cambial; instabilidade social; taxas de juros; liquidez do capital doméstico e dos mercados financeiros; política tributária; política regulatória para a indústria de óleo e gás, incluindo políticas de precificação; e outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer no Brasil ou que o afetem.

Além disso, a recente descoberta de grandes reservas de petróleo e gás natural nas camadas do pré-sal levaram a uma proposta de mudança na Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, ou Lei do Petróleo. O Congresso Nacional está considerando mudanças substanciais na regulação de atividades de exploração e produção nas camadas do pré-sal que não são, atualmente, objeto de concessões. Não podemos estimar o impacto que qualquer mudança na Lei do Petróleo poderia ter em nossos negócios, ou quando qualquer nova regulação se torne efetiva.

As incertezas sobre quando o Governo Federal irá implementar essas ou outras mudanças na política ou regulamentações que possam afetar quaisquer dos fatores mencionados acima ou outros fatores no futuro podem levar a incertezas econômicas no Brasil e aumentar a volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro e nos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. Não podemos prever quais futuras políticas fiscais, monetárias, de seguridade social, entre outras, serão adotadas pelo atual ou futuro Governo Federal brasileiro. A transição política e econômica no País com a posse em 2011, do novo governo eleito em outubro de 2010, podem ocasionar consequências adversas para a economia brasileira ou para nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira. Tais mudanças políticas e regulatórias podem ter um efeito material adverso em nossos resultados operacionais e condição financeira.

A inflação e os esforços do Governo Federal de combate à inflação podem contribuir significativamente para uma incerteza econômica no Brasil e para o aumento da volatilidade no mercado de valores mobiliários brasileiro, afetando, consequentemente, de forma adversa o valor de mercado de nossas ações e nossa condição financeira.

O Brasil experimentou no passado, periodicamente, índices de inflação extremamente elevados. A inflação e algumas medidas tomadas pelo Governo Federal no sentido de controlá-la, combinada com a especulação sobre eventuais medidas governamentais a serem adotadas tiveram efeitos negativos significativos na economia brasileira. Historicamente, as taxas anuais de inflação registradas no Brasil antes de 1995 foram extremamente elevadas, incluindo períodos de hiperinflação. A taxa anual de inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA, foi de 4,46% em 2007, 5,9% em 2008, 4,31% em 2009 e 5,91% em 2010. Considerando historicamente as altas taxa de inflação, o Brasil pode sofrer com elevados índices de inflação no futuro. As baixas taxas de inflação experimentadas desde 1995 podem não continuar. Ações governamentais futuras, incluindo ações para ajustar o valor do Real, podem causar novo aumento da inflação, o que pode afetar adversamente nossa condição financeira.

A instabilidade cambial pode afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais, bem como o valor de mercado de nossas ações ordinárias.

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido desvalorizações recorrentes ao longo de quatro décadas em relação ao Dólar norte-americano e outras moedas estrangeiras. Durante todo esse período, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e políticas cambiais, incluindo variações súbitas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. De tempos em tempos, houve significativas flutuações na taxa de câmbio entre a moeda brasileira e o Dólar norte-americano e outras moedas. Por exemplo, o Real valorizou-se perante o Dólar norte-americano em 14,6%, 9,4% e 20,0% em 2005, 2006 e 2007, respectivamente. Em 2008, como resultado da crise econômica mundial, o Real desvalorizou-se perante o Dólar norte-americano em 23,1%, fechando em 31 de dezembro de 2008 no patamar de R$2,3145 por US$1,00. Em 2009, o Real valorizou-se 32,7% perante o Dólar norte-americano, fechando em 31 de dezembro no patamar de R$1,7445 por US$1,00. Em 30 de setembro de 2010, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar norte-americano era de R$1,6873 por US$1,00. Não podemos assegurar quando o Real se valorizará ou desvalorizará perante o Dólar norte-americano no futuro.

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

A desvalorização do Real frente ao Dólar norte-americano poderá: (i) criar uma pressão inflacionária adicional no Brasil levando ao aumento da taxa de juros, o que poderia afetar negativamente a economia brasileira como um todo; (ii) dificultar nosso acesso ao mercado financeiro internacional; e (iii) levar a uma intervenção do Governo Federal, inclusive políticas de recessão econômica. Da mesma forma, a valorização do Real frente ao Dólar norte-americano poderá: (i) levar a uma deterioração na conta corrente brasileira e na balança de pagamentos; e (ii) obstruir o aumento das exportações. Especificamente em relação às nossas atividades, estamos sujeitos a um risco cambial relacionado aos empréstimos vinculados em moeda estrangeira, à provisão para abandono e aos custos de exploração. Ademais, na medida em que expandirmos nossa atividade de produção e venda de hidrocarbonetos, estaremos expostos ao risco da variação do preço de petróleo, que é afetado pela cotação do Dólar norte-americano. Qualquer das suposições acima poderá ter um efeito material adverso em nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e no preço de mercado de nossas ações ordinárias.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

a) Riscos para os quais se busca proteção

Os riscos para os quais buscamos proteção encontram-se descritos abaixo:

- Risco Cambial: A maior parte das nossas receitas é denominada em Real, assim como a maior parte dos custos de bens vendidos. O nosso risco cambial está relacionado aos empréstimos vinculados em moeda estrangeira, à provisão para abandono e aos investimentos em exploração e desenvolvimento. Como nossa moeda funcional é o Real, as mudanças no valor do Dólar norte-americano, em relação à nossa moeda, provocam variações no passivo que resultam em ganhos ou perdas cambiais. Nossos investimentos em exploração e desenvolvimento são normalmente atrelados ao Dólar norte-americano e, consequentemente, um aumento na atividade de investimentos tende a aumentar nossa exposição às variações na taxa de câmbio. Ademais, na medida em que expandirmos nossa atividade de produção e venda de hidrocarbonetos, estaremos expostos ao risco da variação do preço de petróleo, que é afetado pela cotação do Dólar norte-americano.

- Risco da variação do preço do petróleo: a volatilidade do preço do petróleo tem impacto limitado em nossos resultados, uma vez que nossa receita operacional é preponderantemente proveniente da venda de gás natural do Campo de Manati para a Petróleo Brasileiro S.A., ou Petrobras, por preço denominado em Reais e reajustado em bases anuais de acordo com índice contratual. Temos um contrato com a Dax Oil Refino S.A. para a venda de condensado, cuja receita está indexada ao preço da *commodity* (óleo Brent) no mercado internacional. Entendemos que nossa exposição ao risco da variação do preço de petróleo tende a aumentar na medida em que expandirmos nossa atividade de produção ou venda de condensado com preço indexado ao preço da *commodity* no mercado internacional.

- Risco da Taxa de Juros: nossos empréstimos e financiamentos, listados na Seção 10 - Item 10.1(f)(i) deste Formulário de Referência, são atrelados às taxas de juros de mercado, principalmente a LIBOR e Taxa de Juros a Longo Prazo, ou TJLP. A variação das taxas de juros de mercado pode aumentar, ou reduzir, o custo de nossos empréstimos, que são captados, em parte, com taxas de juros variáveis referenciadas às referidas taxas de mercado.

b) Estratégia de proteção patrimonial (hedge)

A nossa estratégia de proteção patrimonial para os riscos descritos acima estão indicadas abaixo:

- Risco Cambial: Para mitigar o risco cambial relacionado aos nossos empréstimos em Dólares norte-americanos, realizamos um contrato de *hedge* cambial para as linhas de curto prazo, cujo pagamento é feito conforme o fluxo de dividendos de Manati S.A. e cuja receita é expressa em Reais, observada a limitação de distribuição de dividendos nos termos do Contrato BNDES e do Contrato BNB descritos na Seção 10 - Item 10.1(f) deste Formulário de Referência. Procuramos compatibilizar a moeda de referência dos nossos empréstimos com a moeda de referência da receita dos projetos que serão financiados e podemos contratar instrumentos derivativos no intuito de nos proteger contra flutuações cambiais, a fim de evitar impactos negativos em nossos resultados e situação patrimonial. Instrumentos de *hedge* poderão ser usados para protegermos nosso poder de investimento na exploração e desenvolvimento de nossos blocos.

- Risco da Variação do Preço do Petróleo: conforme mencionado no item anterior, atualmente este é um fator de menor relevância para nosso resultado. Podemos contratar instrumentos financeiros derivativos contra o risco advindo da variação do preço do petróleo, com o objetivo de reduzir nossa exposição a este risco, mas não temos contratado atualmente tais instrumentos.

- Risco da Taxa de Juros: utilizamos contratos de derivativos, *swap*, à taxa fixa de juros de 3,53% para proteger parte da parcela do financiamento obtido junto à *International Finance Corporation*, ou IFC, que sofre oscilações da taxa LIBOR. De forma a reduzir o risco de flutuação das taxas de juros e do valor de mercado das nossas dívidas, podemos, ocasionalmente, contratar instrumentos derivativos.

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

c) Instrumentos utilizados para a proteção patrimonial (hedge)

Os principais instrumentos que podemos utilizar para proteção patrimonial são:

- para cobertura contra o risco cambial. Podemos utilizar instrumentos derivativos como contratos a termo (NDFs), opções e compras no mercado futuro.

- para cobertura contra o risco da variação do preço do petróleo, podemos utilizar contratos de entrega física e instrumentos derivativos, como futuros, *forwards*, opções e *swaps*.

- para cobertura contra o risco de variação da taxa de juros, podemos utilizar o *Interest Rate Swaps*, ou IRS, e opções.

Adicionalmente, com o objetivo de garantir que a cobertura adotada seja a mais eficiente possível, cobrindo ao máximo o risco para a qual foi utilizada, podemos, igualmente, contratar instrumentos em mercados organizados (NYMEX, ICE, BM&FBOVESPA e outros), assim como em mercados de balcão organizado (*over the counter*).

Não apresentamos, em 30 de setembro de 2010, outro instrumento financeiro derivativo, além do contrato de *hedge* cambial e do *swap* mencionados no Item 5.2 (b) acima.

d) Parâmetros utilizados para o gerenciamento de riscos

A administração dos riscos para os quais buscamos proteção é realizada a partir da orientação de estratégias conservadoras, visando a liquidez, eficiência e segurança. Neste sentido, utilizamos instrumentos financeiros derivativos somente para a cobertura de riscos identificados e em montantes compatíveis com os valores relacionados ao risco em questão. Para as operações contratadas, é realizado acompanhamento ativo das taxas frente às vigentes no mercado.

e) Indicar se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

Todas as operações com instrumentos financeiros visam apenas a proteção patrimonial. Não realizamos operações especulativas com instrumentos financeiros.

f) Estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

Nossa estrutura organizacional para gerenciamento integrado de riscos ainda está em fase de desenvolvimento. Atualmente, cada área é responsável pela avaliação, controle e comunicação dos principais riscos à administração. Temos contratos em andamento com consultorias especializadas para o desenvolvimento de políticas adequadas para a gestão de riscos financeiros e patrimoniais.

g) Adequação da estrutura operacional de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Estamos em fase de desenvolvimento de uma estrutura organizacional de gerenciamento geral de riscos.

5.3 - Alterações significativas nos principais riscos de mercado

Temos como prática o gerenciamento contínuo dos riscos aos quais estamos expostos e que possam afetar nossos negócios, situação financeira e os resultados das nossas operações de forma adversa. No momento, cada área é responsável pela avaliação, controle e comunicação dos principais riscos à administração, no entanto, estamos em fase de desenvolvimento de uma estrutura de gerenciamento geral de riscos. Temos contratos em andamento com consultorias especializadas para o desenvolvimento de políticas adequadas para a gestão de riscos financeiros e patrimoniais. Até a data deste Formulário de Referência, não havíamos identificado alterações significativas nos principais riscos de mercado.

5.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 5 foram disponibilizadas 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	09/03/2010
Forma de Constituição do Emissor	Fomos constituídos como sociedade anônima de capital fechado, nos termos da legislação brasileira aplicável.
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	02/02/2011

6.3 - Breve histórico

Fomos constituídos em 9 de março de 2010, com a denominação social Latina Participações S.A.. No dia 2 de setembro de 2010, a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, adquiriu todas as ações de nossa emissão. Nossa aquisição está inserida no processo de reestruturação das operações no setor de óleo e gás do Grupo Queiroz Galvão, iniciado em 2 de julho de 2010. O início de tal processo se deu por uma decisão estratégica, na qual o Grupo Queiroz Galvão decidiu segregar suas operações de exploração e produção, ou E&P, das atividades de prestação de serviços e de afretamento de embarcações em duas empresas distintas.

No dia 2 de julho de 2010, a QGOG aportou na Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, então sua subsidiária integral, o acervo líquido, avaliado pelo custo histórico contábil, compreendendo praticamente todos os ativos e passivos relacionados ao segmento de negócio de E&P no montante de R$523.504.960,00. Até então, QGEP não tinha nenhuma atividade operacional e seu objeto social restringia-se à participação em outras sociedades.

No dia 2 de setembro de 2010, a QGOG adquiriu todas as nossas ações. Na mesma data, realizamos uma Assembleia Geral Extraordinária, ou AGE, na qual nossa então controladora QGOG deliberou aumentar nosso capital social mediante o aporte da totalidade das ações emitidas pela QGEP, que passou, assim, a ser nossa subsidiária integral.

Até a realização da referida AGE, não tínhamos nenhum ativo e nosso objeto social restringia-se à participação em outras sociedades. Naquela mesma AGE, nossa denominação foi alterada para QGEP Participações S.A. e nosso objeto social foi alterado, passando a ser “a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica”.

No dia 29 de setembro de 2010, a QGOG realizou uma AGE, na qual seus acionistas deliberaram reduzir o seu capital de forma que as ações de nossa emissão detidas pela QGOG passaram a ser detidas diretamente pela Queiroz Galvão S.A., ou QGSA. Assim, a QGSA é, desde aquela data, a nossa acionista controladora.

No dia 15 de dezembro de 2010, realizamos uma AGE em que nossos acionistas deliberaram alterar nosso estatuto social, adequando-o as regras de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA.

No dia 16 de dezembro de 2010, foi realizada uma reunião do nosso Conselho de Administração, na qual foi aprovado um aumento de capital da Companhia, no montante de R$62.219.085,82 (sessenta e dois milhões, duzentos e dezenove mil, novecentos e oitenta e cinco reais, oitenta e dois centavos), passando de R$558.197.657,00 (quinhentos e cinquenta e oito milhões, cento e noventa e sete mi, seiscentos e cinquenta e sete reais) para R$620.416.742,82 (seiscentos e vinte milhões, quatrocentos e dezesseis mil, setecentos e quarenta e dois reais, oitenta e dois centavos), mediante a emissão de 6.202.196 (seis milhões, duzentos e dois mil, cento e noventa e seis) novas ações ordinárias, sem valor nominal, ao preço individual de emissão de R$10,03178323 cada. A QGSA renunciou, para todos os fins de direito, seu direito de preferência à subscrição das ações emitidas, as quais foram integralmente subscritas pelo Quantum – Fundo de Investimento em Participações, ou FIP.

No dia 17 de janeiro de 2011, foi celebrado um acordo de acionistas entre a QGSA e o FIP, por meio do qual o FIP passou a integrar o nosso bloco de controle.

Também no dia 17 de janeiro de 2011, realizamos uma AGE em que nossos acionistas aprovaram o desdobramento das nossas ações, passando cada uma ação ordinária a ser representada por três ações pós-desdobramento, recebendo os acionistas duas novas ações para cada ação ordinária que detinham naquela data. Em consequência, o nosso capital social passou a ser dividido em 186.065.886 (cento e oitenta e seis milhões, sessenta e cinco mil, oitocentas e oitenta e seis) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

a) Incorporações

Não houve incorporações.

b) Fusões

Não houve fusões.

c) Cisões

A Assembleia Geral Extraordinária dos acionistas da Manati S.A. aprovou, em 8 de janeiro de 2007, a cisão parcial da Manati S.A., por meio da qual foram transferidos à Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, todos os direitos e obrigações relativos ao patrimônio líquido transferido, correspondente a 10% da concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Bloco BCAM-40. Como resultado da cisão parcial, conforme laudo de avaliação, o montante do patrimônio cindido correspondeu a R$106.027.160,74. Como resultado da cisão parcial, o capital social da Manati S.A. reduziu no mesmo montante, passando de R$146.677.822,27 para R$40.650.721,53. Cabe destacar que não foram incluídas no patrimônio vertido à QGOG as dívidas existentes em decorrência dos financiamentos tomados pela Manati S.A., perante o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, e o Banco do Nordeste, ou BNB, para desenvolvimento do Campo de Manati.

Todavia, em Reunião do Conselho de Administração da Manati S.A., realizada em 12 de dezembro de 2007, as condições da operação de cisão parcial foram alteradas, em razão das variações patrimoniais ocorridas na Manati S.A. no período compreendido entre a data da aprovação da cisão, 8 de janeiro de 2007, e a data de implementação das condições da referida operação, 30 de novembro de 2007. Em decorrência de tais ajustes, a parcela do patrimônio cindido foi aumentada em R$20.843.642,26, totalizando o patrimônio cindido o montante de R$126.870.803,00. A redução de capital da Manati S.A., em decorrência da complementação da cisão parcial aprovada, refletiu o montante da parcela do patrimônio cindido, passando o capital social da Manati S.A. para R$19.807.079,27.

d) Incorporações de ações

Não houve incorporação de ações.

e) Alienações e aquisições de controle acionário

No dia 2 de setembro de 2010, a QGOG adquiriu todas as nossas ações de nossa emissão detidas por Eduardo Duarte e Simone Bürck Silva, pelo valor de R$800,00. No dia 29 de setembro de 2010, a QGOG teve seu capital reduzido a fim de que as ações de nossa emissão fossem transferidas para a sua controladora Queiroz Galvão S.A., ou QGSA, que desde então é nossa acionista controladora.

No dia 16 de dezembro de 2010, foi realizada uma reunião do nosso Conselho de Administração, na qual foi aprovado um aumento de capital da Companhia, no montante de R$62.219.085,82, passando de R$558.197.657,00 para R$620.416.742,82, mediante a emissão de 6.202.196 novas ações ordinárias, sem valor nominal, ao preço individual de emissão de R$10,03178323 cada. A QGSA renunciou, para todos os fins de direito, seu direito de preferência à subscrição das ações emitidas, as quais foram integralmente subscritas pelo Quantum – Fundo de Investimento em Participações, ou FIP.

Em 17 de janeiro de 2011, foi celebrado um acordo de acionistas entre a QGSA e o FIP, por meio do qual o FIP passou a integrar o nosso bloco de controle.

6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a data deste Formulário de Referência, não houve pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial.

6.7 - Outras informações relevantes

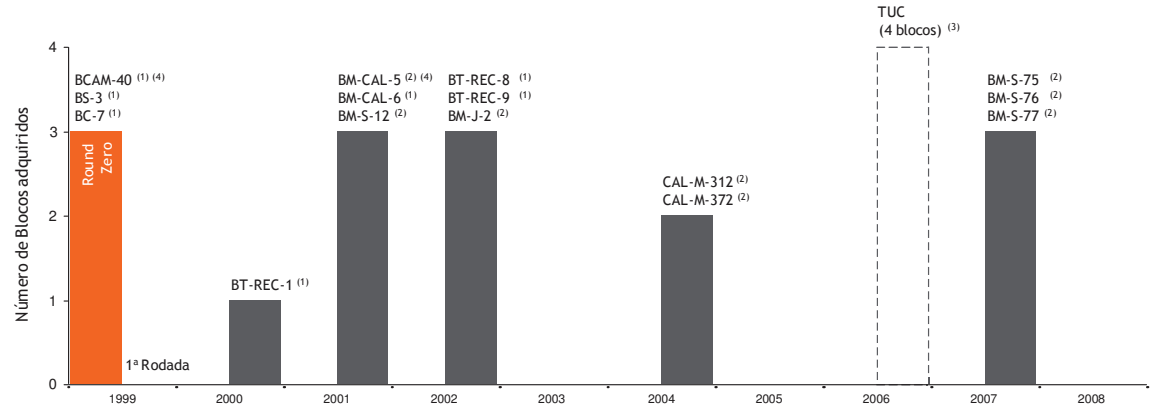
Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 6 foram descritas nos itens anteriores.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Somos a maior empresa de controle privado brasileiro no setor de exploração e produção, em termos de produção diária em boe no Brasil, segundo dados divulgados no Anuário da ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, em dezembro de 2009, e a única empresa de controle privado brasileiro no setor de exploração e produção qualificada pela ANP nas duas últimas rodadas de licitação, em 2007 e 2008, para atuar como Operador "A" em Águas Profundas e Ultraprofundas.

Fomos constituídos em 9 de março de 2010, no âmbito de uma reestruturação societária do Grupo Queiroz Galvão, implementada a partir de julho de 2010 para segregar suas atividades de petróleo e gás em dois segmentos de negócios, exploração e produção e prestação de serviços, que até então eram concentradas na QGOG e em suas subsidiárias.

A Queiroz Galvão iniciou suas atividades de exploração e produção por meio de um processo de farm-out realizado pela Petrobras entre os anos de 1998 e 2000, denominado Round Zero. Neste processo, participamos nos blocos BC-7, no qual fomos operadores em consórcio com a Petrobras, BCAM-40 (operado pela Petrobras e onde foram descobertos os Campos de Manati e Camarão Norte) e BS-3 (também operado pela Petrobras, e onde descobrimos o Campo de Cavalo Marinho, posteriormente vendido, e onde participamos do desenvolvimento de óleo no Campo de Coral). A partir da rodada inicial da ANP, em 1999, participamos de todas as rodadas adicionais de licitações, adquirindo concessões em seis das dez rodadas realizadas até a presente data. O gráfico a seguir sintetiza a formação do nosso portfólio:



(1) Devolvidos
(2) Em exploração
(3) Suspensos
(4) Retenção área da descoberta

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Nossas operações de exploração e produção consistem em direitos de concessão sobre dois campos de petróleo (Manati e Camarão Norte) e oito blocos exploratórios distribuídos nas Bacias de Santos (quatro blocos), Jequitinhonha (um bloco) e Camamu (três blocos). Nesses blocos, temos três descobertas (Copaíba, Jequitibá e BM-S-12) em avaliação e 12 prospectos. Três de nossos oito blocos, BM-J-2, na Bacia de Jequitinhonha, e BM-S-12 e BM-S-76, na Bacia de Santos, encontram-se em estágio avançado de avaliação (ready to drill). No nosso portfólio contamos com reservas, recursos contingentes e prospectivos, denotando a qualidade e diversidade dos nossos ativos.

Conforme descrito no parágrafo acima, em razão do processo de reestruturação societária que resultou na criação da Queiroz Galvão Exploração e Produção, ou QGEP, foi apresentado à ANP, em agosto de 2010, um pedido de transferência de titularidade dos direitos de exploração para cada um dos blocos que a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, possuía participação, com exceção do Bloco BM-CAL-5 e do Campo de Coral. No dia 12 de janeiro de 2011, a diretoria da ANP autorizou a transferência dos direitos de exploração para nossa titularidade. Na data deste Formulário de Referência, os contratos de concessão ainda não haviam sido aditados para formalizar a referida transferência. Nossos consorciados, contudo, já haviam previamente anuído com as transferências.

Com relação ao Bloco BM-CAL-5, em março de 2009, foi apresentado à ANP um pedido de cessão da participação de 18,33% que a concessionária Rio das Contas possuía no bloco para os demais concessionários, sendo que 4,12% seriam cedidas para a QGOG. O pedido de cessão da participação da Rio das Contas foi aprovado pela ANP em 30 de novembro de 2010. Com a aprovação da ANP, a QGOG passou a possuir neste bloco a participação de 22,46% nas áreas de Copaíba e de 27,5% nas áreas de Jequitibá. Tal diferença nos percentuais decorre da exclusão de participação da El Paso no Campo de Jequitibá, em função da sua recusa em investir nas operações que resultaram nessa descoberta, o que também foi submetido à apreciação da ANP. Após a aprovação de 30 de novembro de 2010, apresentamos em 7 de janeiro de 2011 o pedido de transferência dos direitos de exploração do bloco BM-CAL-5 detidos por QGOG para a titularidade de nossa subsidiária QGEP, já tendo firmado, junto com os demais consorciados, o termo de cessão respectivo e aditivo ao contrato de consórcio onde a QGEP assume as obrigações para o bloco em questão. Considerando as aprovações obtidas em 30 de novembro de 2010 e 12 de janeiro de 2011, acreditamos que a ANP aprovará a transferência dos direitos de exploração desse bloco para nossa titularidade. No Bloco BM-CAL-5 estão as descobertas de óleo de Copaíba e de gás de Jequitibá, que juntas correspondem a um volume líquido para a QGEP de cerca de 35 milhões de boe de recursos contingentes 3C (recursos contingentes 2C equivalentes a 18 milhões de boe). O total de recursos contingentes 3C destas descobertas equivale a cerca de 7,5% do volume total de reservas, recursos contingentes e recursos prospectivos, considerando o cenário de gás, e a cerca de 8,8% do volume total, considerando o cenário de óleo.

Finalmente, ainda não apresentamos o pedido de transferência de titularidade dos direitos de exploração do Campo de Coral para a QGEP em razão do pedido de cessão feito pela Coplex Petróleo do Brasil Ltda em relação à totalidade de sua participação (27,5%) para a cessionária Norse Energy do Brasil S.A., o qual tem precedência em relação ao nosso pedido de cessão. O Campo de Coral foi desativado no final de 2008 e não é relevante quando comparado ao nosso conjunto de ativos. De qualquer forma, e baseados na manifestação da diretoria da ANP de 12 de janeiro de 2011, acreditamos que o processo de transferência deverá ser aprovado pela agência reguladora.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A tabela abaixo resume os blocos em que nós detemos direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural:

Fase	Bacia	Bloco/Campo	Participação	%
Abandonado	Santos	Coral	Petrobras (operador) QGEPP Norse Energy Brasoil	35 15 35 15
Desenvolvimento e Produção Exploração (estudos de viabilidade econômica)	Camamu	Manati Camarão Norte	Petrobras (operador) Manati Rio das Contas (Norse Energy) Brasoil	35 45 10 10
Exploração	Camamu	BM-CAL-5 Copaíba = 22,5% e Jequitibá = 27,5%	Petrobras (operador) QGEPP El Paso Petrobras (operador) QGEPP	59,21 22,46 18,33 72,5 27,5
	Camamu	CAL-M-312 CAL-M-372	Petrobras (operador) QGEPP El Paso	60 20 20
	Santos	BM-S-12	Petrobras (operador) QGEPP	70 30
	Santos	BM-S-75 BM-S-76 BM-S-77	Petrobras (operador) QGEPP Petrogral	60 20 20
	Jequitinhonha	BM-J-2	QGEPP (operador)	100

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Na tabela abaixo estão os principais dados dos contratos de concessão e Joint Operating Agreements aplicáveis aos blocos e campos acima:

Bloco	Votação no JOA ("Pass-Mark-Vote")	Rodada / Fase em andamento	Programa Exploratório Mínimo a ser realizado	Garantia Financeira para o PEM / Conteúdo Local
BM-CAL-5	Votação se dá pela aprovação de 03 ou mais das partes, que não sejam partes relacionadas, totalizando, em conjunto, 65% da participação total.	3ª Rodada / Exploração	Cumprido	Exploração – 50% Desenvolvimento – 70%
BM-S-12	Votação se dá pela aprovação de 02 ou mais das partes, que não sejam partes relacionadas, totalizando, em conjunto, 60% da participação total.	3ª Rodada / Exploração	Cumprido	Exploração – 20% Desenvolvimento – 30%
BM-J-2	Não aplicável	4ª Rodada / Exploração	- 1º período de exploração – cumprido. - 2º período de exploração – 1 poço. - 3º período de exploração – 2 poços.	R$ 14.000.000,00 / Exploração – 30% Desenvolvimento – 40% Conforme cláusula 20.1.1 do Contrato de Concessão.
BM – CAL – 12 / CAL-M-312	Votação se dá pela aprovação de 02 ou mais das Partes, que não sejam partes relacionadas, totalizando, em conjunto, 65% da participação total.	6ª Rodada / Exploração	- 1º período de exploração – Cumprido- 2º período de exploração – 1 poço exploratório.	Exploração – 30% Desenvolvimento – 30%
BM – CAL – 12 / CAL-M-372	Votação se dá pela aprovação de 02 ou mais das Partes, que não sejam partes relacionadas, totalizando, em conjunto, 65% da participação total.	6ª Rodada / Exploração	- 1º período de exploração – 1 poço exploratório. - 2º período de exploração – 1 poço exploratório.	R$ 7.200.000,00 / Exploração – 30% Desenvolvimento – 30%
BM-S-75	JOA em fase de negociação pela Companhia.	9ª Rodada / Exploração	- 1º período de exploração – Cumprido - 2º período de exploração – 1 poço exploratório.	Exploração: - 70% em terra; - 51% em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros; e - 37% em águas rasas com profundidade entre 100 e 400

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Bloco	Votação no JOA ("Pass-Mark-Vote")	Rodada / Fase em andamento	Programa Exploratório Mínimo a ser realizado	Garantia Financeira para o PEM / Conteúdo Local
				metros. Desenvolvimento: - 77% em terra; - 63% em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros; e - 55% em águas rasas com profundidade entre 100 e 400 metros.
BM-S-76	JOA em fase de negociação pela Companhia.	9ª Rodada / Exploração	- 1º período de exploração – 1 poço exploratório - 2º período de exploração – 1 poço exploratório.	R$ 3.600.000,00 / Exploração: - 70% em terra; - 51% em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros; e - 37% em águas rasas com profundidade entre 100 e 400 metros. Desenvolvimento: - 77% em terra; - 63% em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros; e - 55% em águas rasas com profundidade entre 100 e 400 metros.
BM-S-77	JOA em fase de negociação pela Companhia.	9ª Rodada / Exploração	- 1º período de exploração – 3 poços exploratórios. - 2º período de exploração – 1 poço exploratório.	R$ 10.800.000,00 / Exploração: - 70% em terra; - 51% em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros; e - 37% em águas rasas com profundidade entre 100 e 400 metros. Desenvolvimento: - 77% em terra; - 63% em águas rasas com profundidade menor ou igual a 100 metros; e - 55% em águas rasas com profundidade entre 100 e 400 metros.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Atualmente, temos em operação o Campo de Manati, no qual possuímos uma participação de 45% por meio da nossa subsidiária Manati S.A. O Campo de Manati, localizado no litoral do Estado da Bahia, na Bacia de Camamu, é o maior campo de gás natural não associado em produção no Brasil de acordo com dados da ANP de 2009, cobrindo uma área de aproximadamente 76 km² e tendo uma reserva total certificada de 28,1 Bm³ de gás na Formação Sergi em 31 de dezembro de 2009. O Campo de Manati se encontra em operação desde 2007 e está apto a produzir até 8,0 milhões de m³ de gás por dia, conforme a demanda do mercado. Em 2009, a sua produção média diária foi de aproximadamente 5,1 milhões de m³ de gás natural (equivalente a 32.415 boe/dia) e 550 bbl de condensado. Em 2010, a produção média diária do Campo de Manati em 2010 foi de aproximadamente 6,0 milhões de m³ de gás natural (equivalente a 37.800 boe/dia) e 600 bbl de condensado. Desde o dia 30 de dezembro de 2010, dois poços do Campo de Manati entraram em manutenção, reduzindo a capacidade de produção do campo para um total de 5,5 milhões de m³ por dia. Apesar da diminuição temporária da capacidade de produção, o consórcio continua atendendo à demanda de gás atual estipulada no contrato de venda de gás com a Petrobras. Nossa expectativa é de que essa manutenção dure cerca de 90 dias.

O Campo de Camarão Norte localizado ao sul do Campo de Manati, na Bacia de Camamu, está em processo inicial de negociação de Unitização, tendo em vista sua extensão até o Campo de Camarão, onde a El Paso é operadora e possui participação de 100%, sendo os reservatórios produtores os mesmos do Campo de Manati. Diversos planos estão sendo considerados para o seu desenvolvimento, que deverá iniciar tão logo seja concluída a Unitização, razão pela qual os volumes recuperáveis estimados estão ainda classificados como recursos contingentes 3C.

Em relação às nossas três outras descobertas, duas delas (Copaíba e Jequitibá) estão localizadas no bloco BM-CAL-5, na Bacia de Camamu e a terceira descoberta, que foi feita no bloco BM-S-12, está localizada na Bacia de Santos. Nessas três descobertas foi verificada a existência de hidrocarbonetos nas zonas perfuradas, fundamentando um possível desenvolvimento na área dos poços perfurados. Considerando que os consórcios ainda não estabeleceram planos específicos para o desenvolvimento dessas descobertas, os volumes recuperáveis estimados ainda estão classificados como recursos contingentes 3C.

Nossos 12 prospectos são assim distribuídos: nove prospectos na Bacia de Santos, dois na Bacia de Jequitinhonha e um na Bacia de Camamu. Conforme nosso programa de perfuração de curto e médio prazos para os blocos em que temos participação, temos a expectativa de testar, nos próximos 12 meses, seis prospectos, com um total de 863 milhões de boe de recursos prospectivos líquidos não riscados.

Finalmente, nossas atividades de exploração e produção incluem ainda participação de 15% no Campo de Coral, na Bacia de Santos. O Campo de Coral produziu óleo até ser desativado no final de 2008, e os números de BS-3 S.A. (subsidiária da QGOG, que explorava o campo até nossa constituição) encontram-se refletidos nas nossas demonstrações financeiras consolidadas carve out. Para mais explicações, consulte as Seções 3 e 10 deste Formulário de Referência.

Apresentamos um forte histórico de taxa de sucesso geológico, sendo que nossos recursos prospectivos riscados indicados neste Formulário de Referência refletem uma probabilidade média ponderada pelo volume de sucesso geológico de 33%, embora nossa taxa histórica de sucesso geológico, calculada pela média do número de acertos dividido pelo número de poços exploratórios pioneiros, tenha atingido aproximadamente 44% até a data deste Formulário de Referência.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A tabela a seguir, elaborada pela QGEP com base nos números indicados nos Relatórios da GCA, apresenta o sumário das reservas, recursos contingentes e recursos prospectivos identificados em nossos ativos, em valores líquidos.

Sumário das Reservas, Recursos Contingentes 3C e Recursos Prospectivos da QGEP [1][2][3]

Bacia	Produção do exercício de 2009 (MMboe)	Reservas 3P (MMboe) [5]	Recursos Contingentes 3C (MMboe) [6]	Recursos Prospectivos Médios Não Riscados (MMboe) [7]	Recursos Prospectivos Médios Riscados (MMboe) [8]	Área total (km²)
Camamu	5,0 [4]	80,8	39,6	77,7	24,4	1.924
Santos	-	-	2,8	702,0	220,7	948
Jequitinhonha	-	-	-	365,1	99,4	371
TOTAL	5,0	80,8	42,4	1.144,8	344,5	3.243

[1] As Reservas e Recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1000m³ gás é igual a 1m³ de óleo ou condensado (equivalência energética) e 1 m³ de óleo ou condensado igual a 6,29 barris.

[2] Os Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos resumidos por bacia e no total foram incluídas pela QGEP somente como referência.

[3] Deve ser notado que os volumes de hidrocarbonetos classificados como Reservas, Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos são baseados em diferentes definições e padrões, e não são normalmente somados para efeitos comparativos.

[4] Inclui Gás Natural e condensado.

[5] A definição padrão associada com reservas 3P significa que existe uma baixa probabilidade de que o volume de reservas 3P venha a ser alcançado ou excedido.

[6] A estimativa de Recursos Contingentes 3C são consideradas uma estimativa otimista (upside) e existe uma baixa probabilidade de que esses volumes efetivamente recuperados sejam alcançados ou excedidos, e se o volume em questão será desenvolvido. Não há nenhuma certeza de que o volume classificado como Recursos Contingentes será comercialmente viável ou que qualquer parcela desses Recursos Contingentes será efetivamente produzida.

[7] Os volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foram preparados pela QGEP somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada prospecto em cada uma das bacias, utilizando-se das estimativas contidas no Relatório da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que os volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável produzi-los ou efetivamente extraí-los.

[8] Os volumes dos Recursos Prospectivos Riscados foram preparados pela QGEP somando a multiplicação das estimativas médias dos Recursos Prospectivos de cada prospecto para cada uma das bacias pelo GCOS, com base nos dados constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável produzi-los ou efetivamente extraí-los.

DESCOBERTAS EM AVALIAÇÃO

BACIA DE CAMAMU

Campo de Camarão Norte

Para o Plano de Avaliação da acumulação descoberta pelo poço BAS-131 o Consórcio BCAM-40 e a Empresa El Paso, detentora da concessão do Bloco BM-CAL-4, vizinho ao BCAM-40, celebraram um Acordo de Estudos Conjuntos possibilitando o compartilhamento: (i) dos dados dos poços perfurados (BAS-131, BAS-135, ELPS-10, ELPS-11, ELPS-12 E ELPS-13) nos dois blocos; (ii) das informações de sísmica 2D na área; (iii) de parte da sísmica 3D do bloco BCAM-40; (iv) dos dados de interpretações que provaram que a acumulação da Formação Sergi se estende do bloco BCAM-40 para o BM-CAL-4. Os poços acima referidos permitiram comprovar que a acumulação de hidrocarbonetos da Formação Morro do Barro, existente no Bloco BM-CAL-4, é separada daquela identificada no Bloco BCAM-40.

Posteriormente, o Consórcio BCAM-40 adquiriu um levantamento sísmico 3D que recobriu toda a área das acumulações nos dois blocos. Este levantamento permitiu estudos que deram maior confiabilidade nas interpretações das acumulações. Em 2009, o consórcio BCAM-40 apresentou a “Atualização do Relatório do Plano de Avaliação da Acumulação Descoberta pelo BAS-131” contendo o resultado dos estudos e estimativa dos recursos de petróleo da área.

A acumulação da Formação Sergi foi objeto de modelagem geológica 3D e diversas simulações de fluxo usando, além dos dados anteriormente citados, a experiência da Petrobras na produção destes reservatórios em campos do Recôncavo. Os recursos contingentes 3C de óleo do Campo de Camarão Norte certificados pela GCA são de 4,7 milhões bbl. Já o gás livre possui recursos contingentes 3C certificados pela GCA de 0,9 bilhões de m³. Os volumes reportados viabilizaram a declaração de comercialidade da acumulação da Formação Sergi, a qual foi denominada Camarão Norte.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A Empresa El Paso apresentou, em setembro de 2007, a Declaração de Comercialidade da descoberta no bloco BM-CAL-4, propondo o nome de Campo de Camarão, sendo a Declaração de Comercialidade aceita pela ANP em 2007. Uma vez constatada que a acumulação existente da Formação Sergi (Camarão Norte) se estende pelos dois blocos que possuem concessionários distintos, está em andamento um processo de Unitização da área para que um Plano de Desenvolvimento seja apresentado de forma conjunta para a ANP.

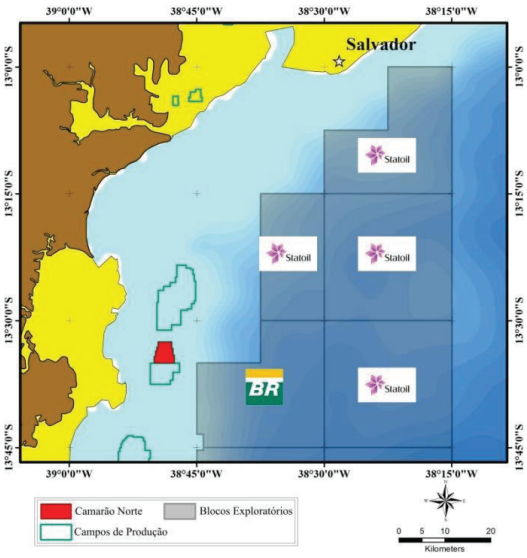


Fig. 1a - Mapa de localização do Campo de Camarão Norte

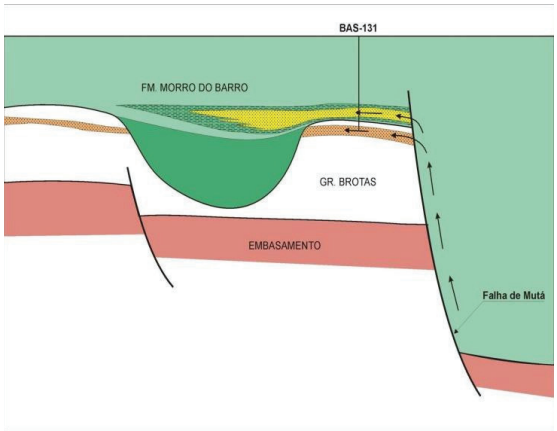


Fig. 1b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação do Morro do Barro

Copaíba - Descoberta de óleo

A descoberta denominada Copaíba, no Bloco BM-CAL-5, realizada no segundo semestre de 2008 pelo poço BAS-140D, está localizada em lâmina d'água de 398m. Os reservatórios produtores são os arenitos da Formação Morro do Barro, no intervalo 2755-2775m, com net de 18m e 21% de porosidade. O teste de formação -TFR01- realizado no intervalo de 2755-2773m resultou na produção de óleo com 30° API.

Tratam-se de reservatórios acanalados, de difícil visibilidade sísmica, entretanto, com possibilidade de ampliação de extensão para norte, tendo em vista anomalia de amplitude demonstrada nos dados sísmicos, que estão sendo estudados pela Petrobras (Operador). Estudos para melhorar a qualidade dos dados estão em andamento, assim como estão sendo realizados estudos de viabilidade econômica da descoberta, objetivando a declaração de comercialidade.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A área média da descoberta é de 7,7km^2 e a máxima de 11,5km^2. Os recursos contingentes desta descoberta de óleo, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA, são estimados em 79,7 milhões de boe, sendo este volume formado por 89% de óleo e 11% de gás associado.

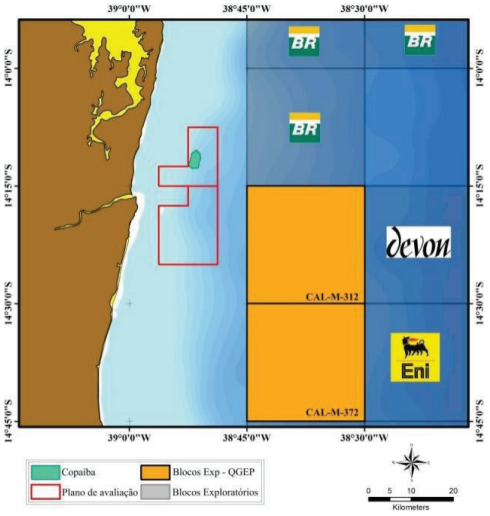


Fig. 2a - Mapa de localização da Descoberta Copaíba.

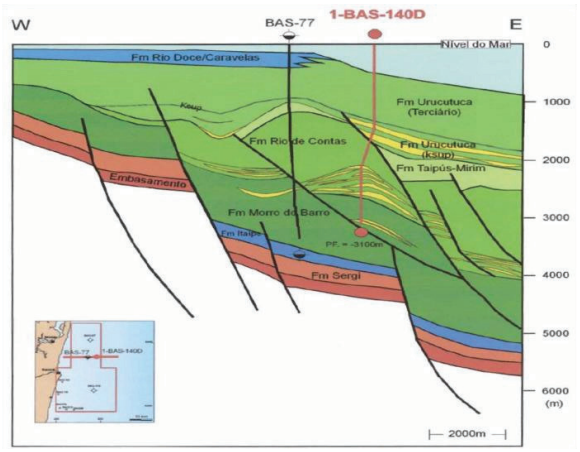


Fig. 2b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Rio de Contas.

Jequitibá - Descoberta de gás

Em 2009, o poço BAS-144 descobriu a acumulação de gás denominada Jequitibá no Bloco BM-CAL-5, que testou uma estrutura em bloco falhado da Formação Sergi, balizado por falhas lístricas. Os arenitos da Formação Sergi são os portadores de gás - os mesmos do Campo de Manati - situados a 3.807m, com cerca de 49m de net pay. Os arenitos da Zona "E" foram portadores de água, estabelecendo-se o contato gás / água a 3.803m.

O teste realizado no topo da Formação Sergi – Zona "A", no intervalo – 3689-3709m, revelou fluxo de gás e condensado. O Consórcio estabeleceu um ring fence para acumulação e decidiu realizar um Plano de Avaliação e, encontra-se em andamento a interpretação quantitativa e a análise volumétrica, incluindo-se o remapeamento da estrutura, que poderá gerar a perfuração de um poço de extensão da acumulação.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A área média do prospecto é de 4,5km^2 e a máxima de 9km^2. Os recursos contingentes desta descoberta de gás/condensado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA, são estimados em 62,4 milhões de boe, sendo este volume formado por 95% de gás e 5% de condensado.

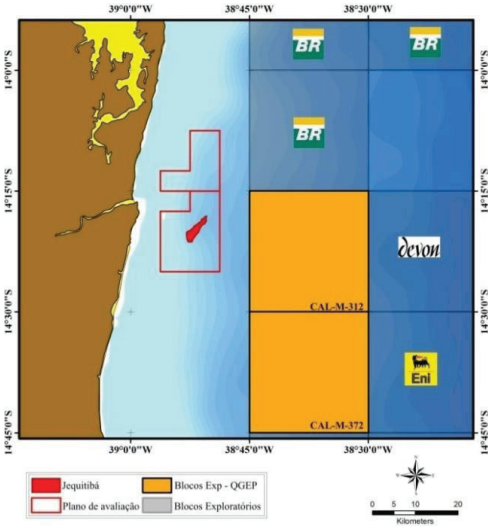


Fig. 3a - Mapa de localização da Descoberta Jequitibá

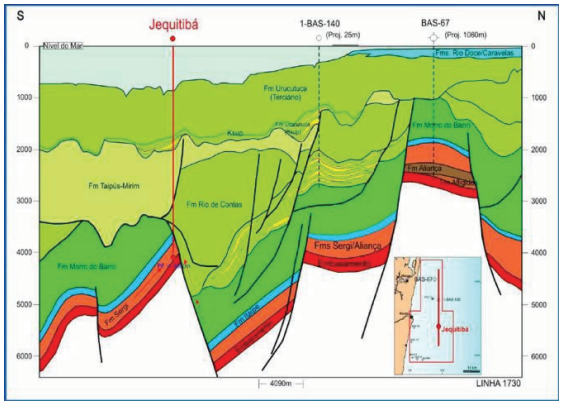


Fig. 3b - Seção geológica mostrando os reservatórios Formação Sergi

A tabela a seguir, elaborada pela QGEP com base nos números indicados nos Relatórios da GCA, resume os recursos contingentes para as descobertas em avaliação apresentadas:

Recursos Contingentes em 31 de dezembro de 2009 (1)						
			Recursos Contingentes Brutos		Recursos Contingentes Líquidos	
Campo / Área	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	2C (2)	3C (3)	2C (2)	3C (3)
			Óleo Equivalente (MMboe) (1)		Óleo Equivalente (MMboe) (1)	
Camarão Norte	45,0%	50	7,8	10,1	3,5	4,5
Copaíba	22,5%	500	42,2	79,7	9,5	17,9
Jequitibá	27,5%	860	31,0	62,4	8,5	17,2
Santos#1	30,0%	470	4,5	9,3	1,4	2,8
TOTAL.....			85,6	161,5	22,9	42,4

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) As estimativas 2C são consideradas as melhores estimativas com 50% de probabilidade de que os volumes recuperados alcançarão ou excederão a estimativa se o volume dos recursos em questão for efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Recursos Contingentes serão comercialmente viável ou que qualquer outra parte dos Recursos Contingentes avaliados será efetivamente produzida.

(3) As estimativas 3C são consideradas uma estimativa otimista e há uma baixa probabilidade de que o volume recuperado seja igual ou superior a esta estimativa, caso este recurso seja efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Contingentes serão comercialmente viáveis ou que parte desses Recursos Contingentes serão efetivamente produzidos.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

PROSPECTOS IDENTIFICADOS

BACIA DE CAMAMU

Prospecto CAM01

Situado na Bacia de Camamu (offshore do Estado da Bahia, próximo a Ilhéus), nos blocos CAL-M-312 E CAL-M-372 em águas profundas, o prospecto CAM01 compreende dois níveis de arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior que apresentam ampla distribuição na área do bloco. Estas rochas são observadas no poço 1-BAS-126 onde apresentam excelentes porosidades que variam de 16 a 25%. No prospecto, estas rochas constituem uma trapa estrutural composta de rollover associado às falhas lístricas decorrentes de movimentação de sal. Associado a esta estruturação, outra feição relevante na área é a presença de janelas de sal, que constituem excelentes rotas de migração de hidrocarbonetos, gerados na bacia de rochas-fonte depositadas durante a fase rift (mais profundas).

As rochas reservatório do Cretáceo Superior além da excelente permoporosidade, encontram-se intercaladas com folhelhos, que oferecem boas condições selantes e distribuem-se em uma área mínima de 12km^2 e uma área máxima de 80km^2. Este prospecto apresenta recursos prospectivos médios não riscados, estimados em 388,5 milhões de boe, sendo este volume formado por 91% de óleo e 9% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

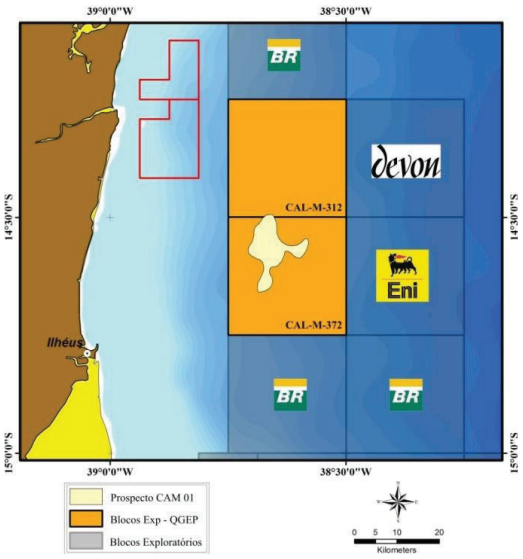


Fig. 4a - Mapa de localização do Prospecto CAM01.

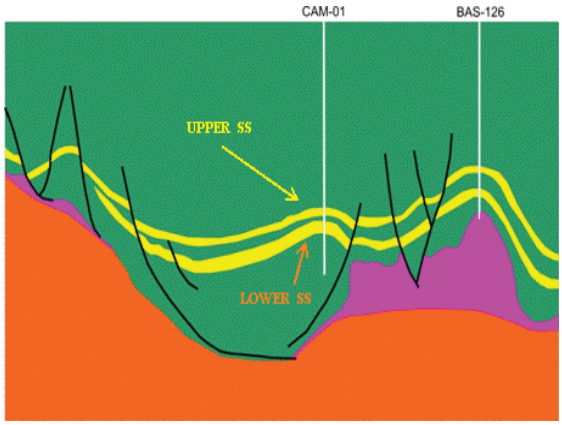


Fig. 4b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Urucutuca

BACIA DE JEQUITINHONHA

Prospecto JEQ01

O Prospecto JEQ01 situa-se no bloco BM-J-2, num alto estrutural localizado no Graben de Canavieiras e foi gerado pela falha transversal que corta o Alto Externo. A estrutura é alongada na direção L-O e tem uma área média de 25km^2. O prospecto tem por objetivo testar os reservatórios da seção pré-sal situados a aproximadamente 3.600m de profundidade. Há expectativa de que estes reservatórios sejam siliciclásticos e também carbonatos microbiais similares aos do pré-sal da Bacia de Santos.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Os reservatórios secundários são os calcáreos albianos portadores de gás na área. Estudos indicam que a bacia é propícia à geração de gás e óleo. Estes estudos estão suportados por modelagens geológicas de evolução de bacia, sobretudo geoquímica, e pelos campos e acumulações encontradas na área. Na Bacia de Jequitinhonha, além dos estudos geoquímicos, existe uma acumulação de óleo próximo ao bloco BM-J-2 (poço BAS-37) que produziu cerca de 900 mil bbl de óleo em um teste de longa duração nos mesmos reservatórios alvo das locações JEQ01 e JEQ02. Além destas evidências de óleo, também são constatadas ocorrências de gás em poços na região, bem como indicação direta de hidrocarboneto, representadas por "chaminés de gás" em seção sísmica que podem denotar presença de gás no sistema através de uma capa de gás de uma acumulação de óleo ou mesmo uma acumulação de gás livre.

Para o caso de encontrarmos gás, os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 221,0 milhões de boe, sendo este volume formado por 96% de gás e 4% de condensado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA. Considerando o caso de encontrarmos óleo neste prospecto, os recursos prospectivos médios não riscados, são estimados em 203,2 milhões de boe, sendo este volume formado por 93% de óleo e 7% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

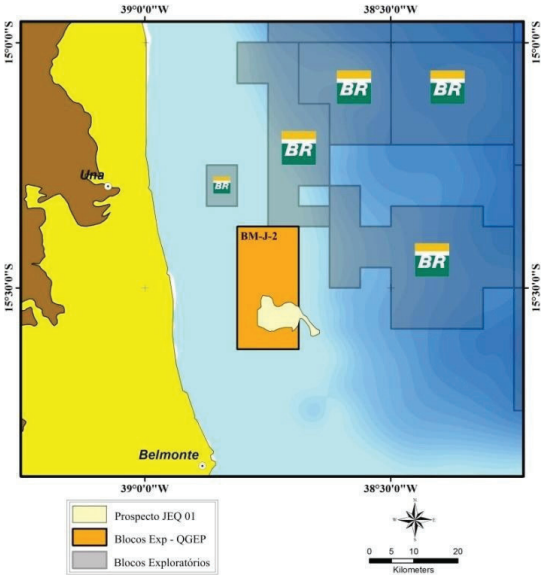


Fig. 5a - Mapa de localização do Prospecto JEQ01

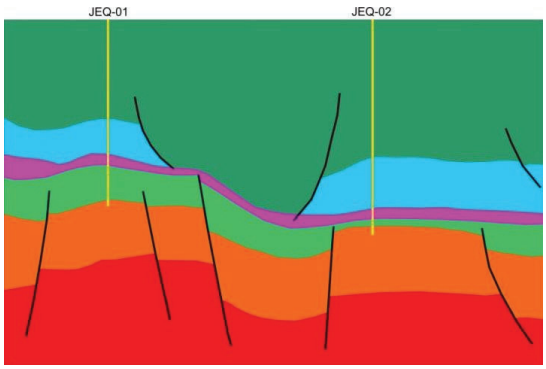


Fig. 5b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Mariricu

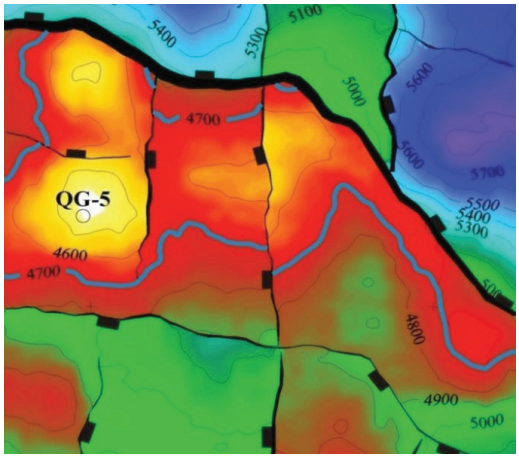


Fig. 5c - Mapa estrutural do Prospecto JEQ01

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Prospecto JEQ02

O Prospecto JEQ02 situa-se na parte nordeste do Bloco BM-J-2. A cota batimétrica é de aproximadamente 50m e a locação está distante 27km da linha da costa e 33km da cidade de Canavieiras.

O Prospecto JEQ02 situa-se num horst orientado no sentido norte-sul com 5km de largura e cerca de 30km de extensão e caracteriza-se pelo fechamento por mergulho nas quatro direções (four way dip closure). A área média do prospecto JEQ02 é de 15km^2 e a máxima de 24km^2 e o fechamento estrutural da ordem de 200m.

Acreditamos que os principais objetivos do prospecto JEQ02, são os arenitos da sequência pré-sal (Aptiano) da Formação Mariricu, situados a cerca de 4.800 m de profundidade. A previsão é de que estes arenitos sejam perfurados a partir de 4.550m. Para o caso de encontrarmos gás, os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 144 milhões de boe, sendo este volume formado por 95% de gás e 5% de condensado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA. Considerando o caso de encontrarmos óleo neste prospecto, os recursos prospectivos médios não riscados, são estimados em 121,8 milhões de boe, sendo este volume formado por 93% de óleo e 7% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

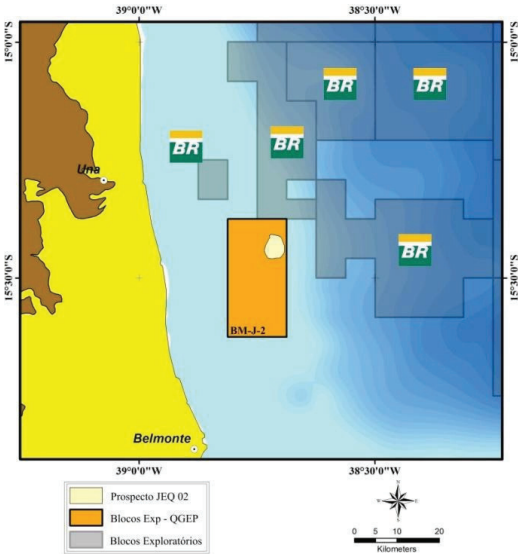


Fig. 6a - Mapa de localização do Prospecto JEQ02

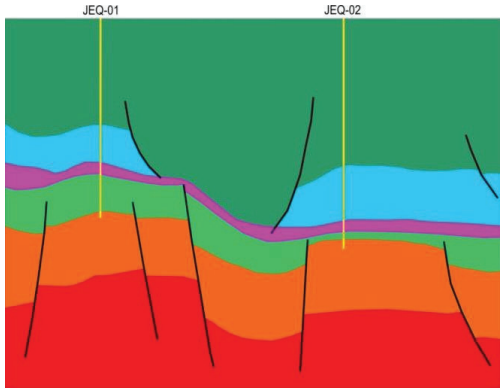


Fig. 6b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Mariricu

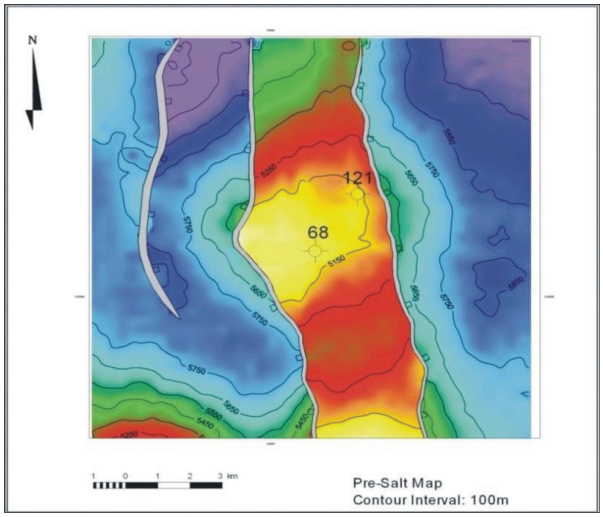


Fig. 6c - Mapa estrutural do Prospecto JEQ02

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

BACIA DE SANTOS

Prospecto Santos01 (Descoberta de Óleo e Gás - poço SCS-13)

No Bloco BM–S–12, a descoberta Ilha Bela foi resultado da perfuração do poço 1-SCS-13 que teve como finalidade testar uma megaestrutura de 189km², incluindo os reservatórios microbiais do pré-sal, previstos à profundidade de 6.200m e, secundariamente, os reservatórios carbonáticos do Albiano.

O poço SCS-13, situado em lâmina d'água de 470m e distante 210km da costa, foi iniciado em Maio de 2008. Ao atingir a profundidade de 4845m registraram-se fortes indícios de gás nas margas e folhelhos da Formação Itajaí e com constantes kicks de gás.

A partir de 5030 a 5040m ocorreram novos e severos kicks de gás, observando-se óleo nas peneiras e, a partir daí, até a profundidade de 5074m (cerca de 45m) perfurou-se uma seção de arenitos finos intercalados com folhelhos e margas. O operador, em função dos valores bastante próximos entre as pressões de poro (15,4 lbs/gal) e de absorção (16 lbs/gal) das formações perfuradas, decidiu abandonar o poço temporariamente.

Durante a perfuração, no intervalo 2645-2650m, foram detectadas areias turbidíticas da Formação Marambaia (Oligoceno) portadoras de gás (58 UGT), sendo notificada à ANP como uma nova descoberta de gás, denominada de Santos01. Os recursos contingentes 3C desta descoberta são estimados em 9,3 milhões de boe, sendo 97% gás e 3% condensado, de acordo com a análise dos números apresentados no Relatório da GCA.

A real importância desta descoberta será efetivada após a perfuração do próximo poço exploratório, que poderá confirmar a extensão desta descoberta e testar outros objetivos (prospectos Santos02, Santos03 e Santos04), tendo-se a expectativa de recursos prospectivos médios não riscados da ordem de 82,5 milhões de boe, sendo este volume estimado em 97% de gás e 3% de condensado somente para o prospecto Santos01, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

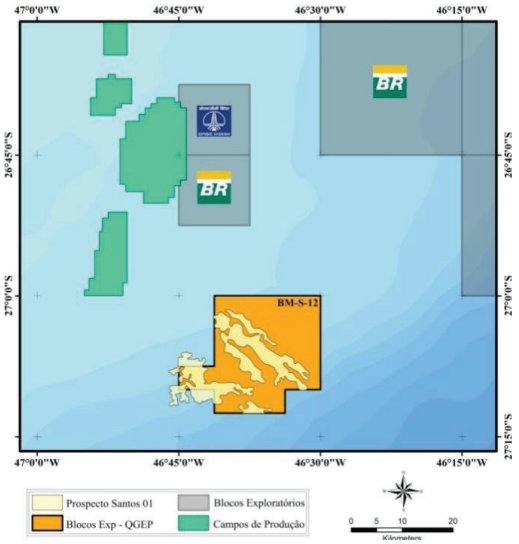


Fig. 7a - Mapa de localização da Descoberta Santos01

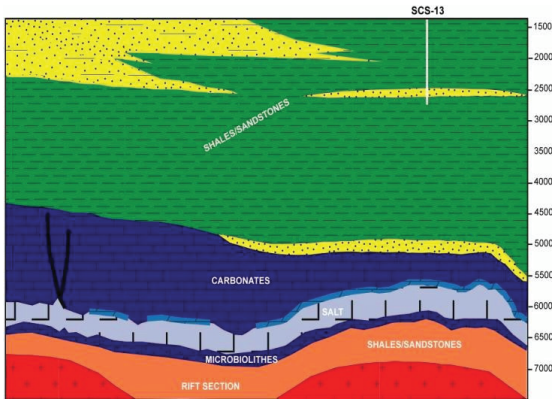


Fig. 7b - Seção geológica mostrando os reservatórios arenosos da Formação Marambaia

Prospecto Santos02

No Bloco BM–S–12, este prospecto foi perfurado no intervalo da Formação Itanhaém, constituída no topo por margas e folhelhos fraturados e portadores de gás e na porção central por intercalações de arenitos, folhelhos e margas com fortes indícios de óleo e gás (1295 UGT).

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Os reservatórios arenosos deste prospecto apresentam ampla distribuição regional e porosidade média de 12%; o campo análogo para este prospecto é o Campo de Tamboatá, localizado no Bloco BM-S-500 no norte da Bacia de Santos. O selo deste prospecto são os próprios folhelhos da Formação Itanhaém acima e lateralmente, na direção oeste, estas areias foram erodidas por um canal preenchido por sedimentos finos conforme se observa nas seções sísmicas. A migração dá-se através de falhas conectando as sequências do pós-sal com aquelas que estão abaixo do sal.

A área média da estrutura é de 153km^2 e a máxima de 346km^2. Os recursos prospectivos médios não riscados, são estimados em 445,5 milhões de boe, sendo este volume formado por 84% de óleo e 16% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

Devido a problemas técnicos relacionados a kick de gás, o poço SC-S13 foi abandonado e os reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá (Albiano) e da sequência pré-sal não foram perfurados, constituindo-se objetivos a serem realizados em 2011 durante a perfuração do próximo poço no bloco, que deverá utilizar equipamentos de perfuração dotados de tecnologia que possibilita a manutenção da pressão no poço de forma estabilizada e controlada durante as conexões.

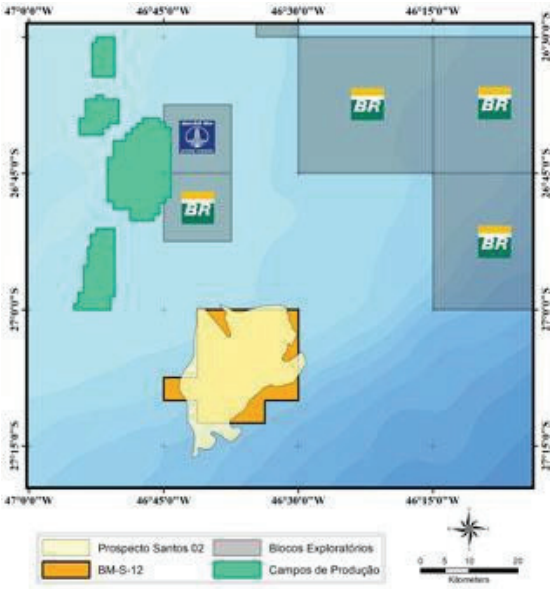


Fig. 8a - Mapa de localização do Prospecto Santos02

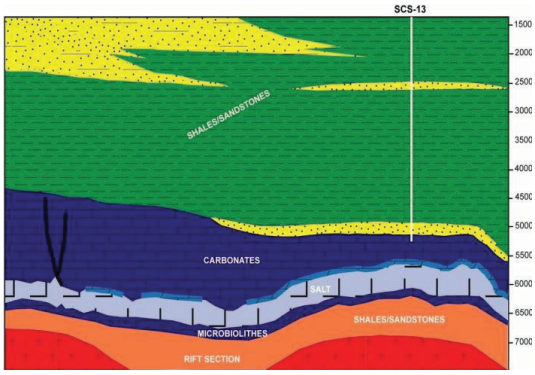


Fig. 8b - Seção geológica mostrando os reservatórios arenosos da Formação Itanhaém

Prospecto Santos03

Esse prospecto, localizado no Bloco BM–S–12, se trata de uma estrutura com fechamento por mergulho nas quatro direções (four way dip closure), de idade Albiano Inferior cujos reservatórios são dolomitas sacaroidais análogas àquelas do Campo de Pampo localizado na Bacia de Campos. Estes reservatórios apresentam boa porosidade, entre 7 e 12% e ampla distribuição regional e estão a uma profundidade de 5.700m. A migração do hidrocarboneto gerado nas rochas-fonte durante a fase rift e do Albiano Inferior em direção a estes reservatórios se dá através de falhas e também por migração lateral. Estas dolomitas, depositadas no topo do sal, apresentam anomalias de amplitude.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A área média deste prospecto é de 60km^2 e a máxima de 125km^2. Os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 156,3 milhões de boe, sendo este volume formado por 84% de óleo e 16% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

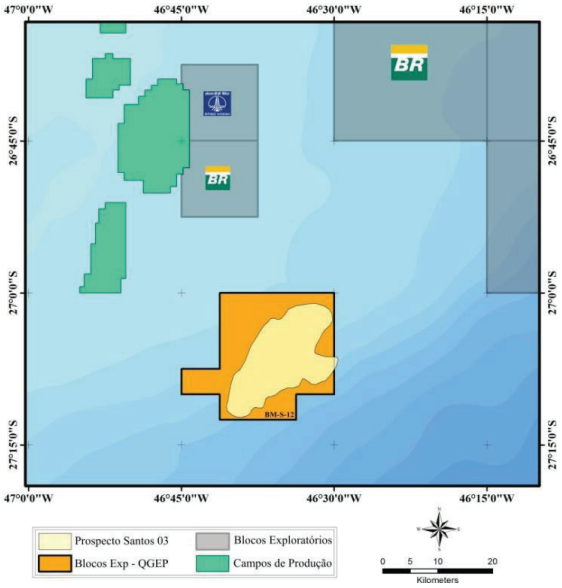


Fig. 9a - Mapa de localização do Prospecto Santos03

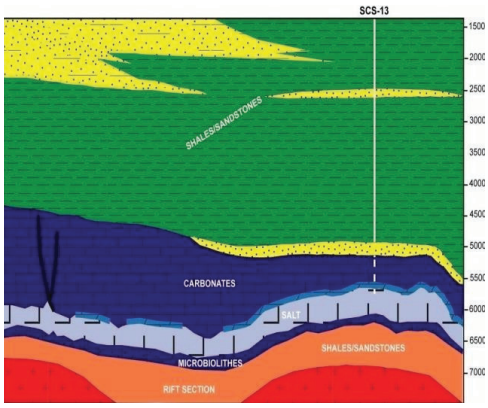


Fig. 9b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Guarujá

Prospecto Santos04

Trata-se de um prospecto estrutural/estratigráfico localizado na seção pré-sal, com reservatórios microbiais de idade aptiana, caracterizados por altas a moderadas anomalias de amplitude que ocorrem sobrepondo o alto estrutural do embasamento. O análogo deste prospecto é o Campo de Tupi, que apresenta porosidades medidas em ferramentas de ressonância magnética (NMR) de 10%. A profundidade prevista para alcançar estes reservatórios é de 6.200m e a profundidade final do poço será de 6.500m. A migração a partir das rochas geradoras da fase rift ocorre através de falhas. No caso deste prospecto, o selo é a camada de sal com espessura média de 300m.

Embora os volumes apresentados na seção “Visão Geral” deste sumário considerem a existência de acumulações de gás no prospecto SANTOS04 da Bacia de Santos, estudos técnicos realizados nesta área apontam para uma chance de que o hidrocarboneto encontrado seja óleo. Estes estudos estão suportados por modelagens geológicas de evolução de bacia, sobretudo geoquímica, e pelos campos e acumulações encontradas na área.

Neste prospecto, cujos reservatórios encontram-se na camada do pré-sal, concluiu-se pela possibilidade de ocorrência de acumulação de óleo e/ou gás em função dos seguintes elementos: (i) análise da modelagem geoquímica regional demonstra a geração precoce de óleo ao longo da evolução geológica e, do Cretáceo superior até o presente, a geração de gás, demonstrando a possibilidade de jazidas dos dois tipos de fluido; (ii) observa-se que os campos da camada do pré-sal já conhecidos na Bacia de Campos são quase que exclusivamente representados por acumulações de óleo, não havendo descobertas de gás nestes reservatórios, ainda que toda a geração de hidrocarbonetos tenha origem nessa mesma seção sedimentar; (iii) soma-se a isso o fato de que os vários campos super gigantes recentemente descobertos no pré-sal na Bacia de Santos são representados em sua quase totalidade por descobertas de óleo, sendo somente Júpiter uma descoberta de gás, como conhecida até o momento. Acrescente-se a essa vocação por hidrocarbonetos líquidos o grande volume potencial de dezenas de bilhões de barris de óleo nessas jazidas, segundo BEP 2010 - Brazil, Energy & Power VIII - Houston, EUA. .

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Para o caso de encontrarmos gás, os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 984,7 milhões de boe, sendo este volume formado por 94% de gás e 6% de condensado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA. Considerando o caso de encontrarmos óleo neste prospecto, os recursos prospectivos médios não riscados, certificados pela GCA, são estimados em 490,9 milhões de boe, sendo este volume formado por 93% de óleo e 7% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

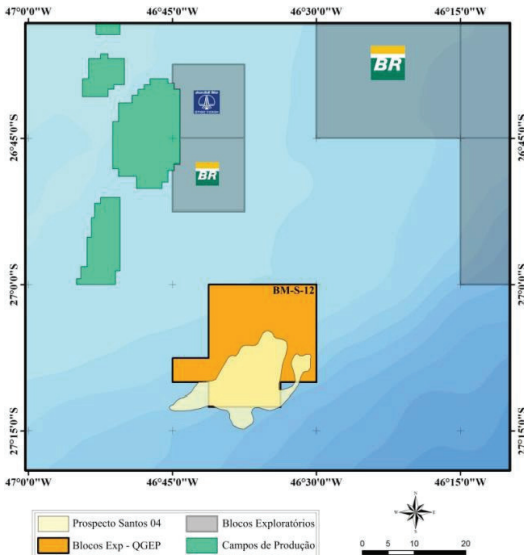


Fig. 10a - Mapa de localização do Prospecto Santos04

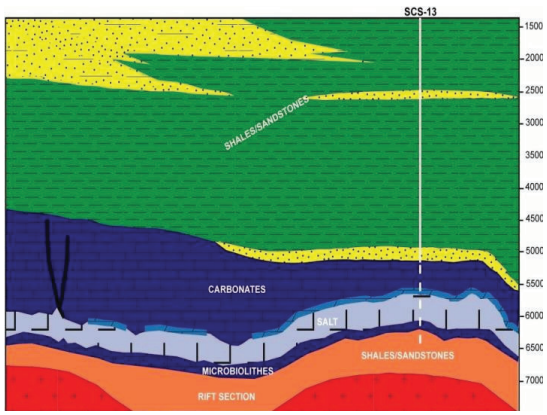


Fig. 10b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Guaratiba

Prospecto Santos05

Este prospecto situa-se nos blocos BM-S-76 e 77, alongado na direção NE-SO em lâmina d'água de 185m a uma distância de 200km da costa do Estado do Paraná. A trapa estrutural/estratigráfica ocorre no flanco oeste do diápiro.

Os principais reservatórios são de idade santoniana equivalentes aos reservatórios dos campos de Mexilhão, Piracucá e Merluza. Secundariamente, reservatórios campanianos estão presentes na área. De acordo com os poços perfurados na área, espera-se encontrar bons reservatórios distribuídos em três intervalos na base do Santoniano e com espessuras variando entre 14 e 30m e porosidades médias entre 17% e 18%.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

O prospecto localiza-se sobre o gap Albiano, o qual caracteriza-se pela ausência do pacote de carbonatos albianos no bloco, colocando os reservatórios do pós-sal em contato direto com a seção pré-sal, possibilitando desta maneira a migração do óleo gerado na fase rift em direção aos reservatórios pós-sal. Outro ponto importante, que facilita a migração do óleo, é a presença de janelas de sal nos blocos. A área média do prospecto é de 80km^2 e a máxima de 179km^2 e a profundidade final do poço será de 5.000m. Os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 523,3 milhões de boe, sendo este volume formado por 87% de óleo e 13% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA. aaa

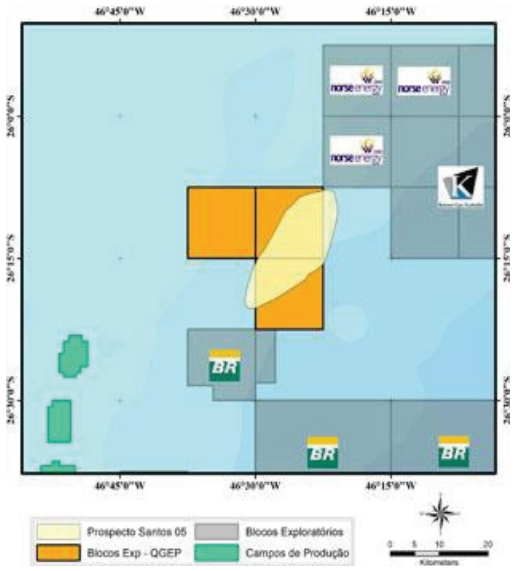


Fig. 11a - Mapa de localização do Prospecto Santos05

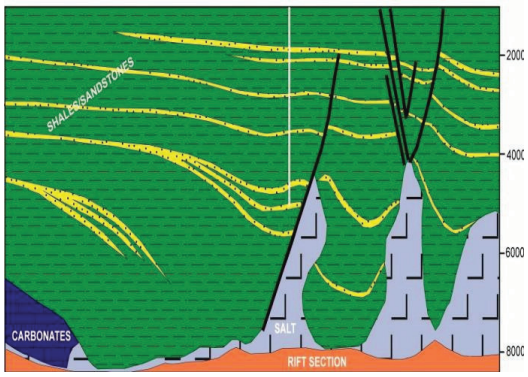


Fig. 11b - Seção geológica mostrando os reservatórios arenosos da Formação Itajaí-Açu

Prospecto Santos06

O Prospecto Santos06 localiza-se na porção sul do Bloco BM-S-77 com orientaçãonordeste-sudeste. Este bloco está situado em batimetria que varia de 180 a 390m e distante 220km da costa do Estado do Paraná. Trata-se de uma trapa estrutural/estratigráfica no flanco leste do diápiro, cujo objetivo principal são os reservatórios arenosos do Santoniano, similares ao do prospecto anterior.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A área média do prospecto é de 20km^2 e a máxima de 42km^2. Os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 80,7 milhões de boe, sendo este volume formado por 88% de óleo e 12% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

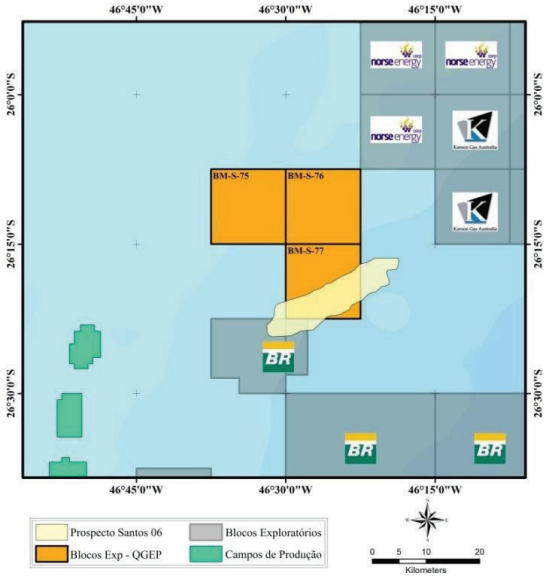


Fig. 12a - Mapa de localização do Prospecto Santos 06

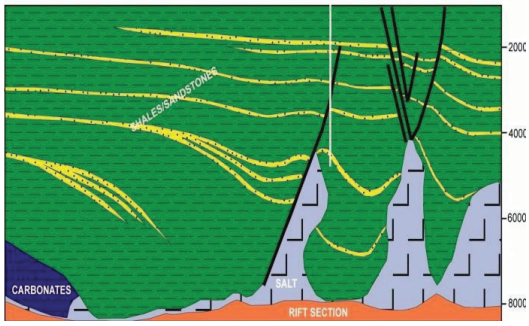


Fig. 12b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Itajaí-Açu

Prospecto Santos07

Este prospecto localiza-se na porção central do Bloco BM-S-76 em batimetria de 185m e distante 200km da costa do Estado do Paraná. Trata-se de um prospecto estrutural/estratigráfico, caracterizado por um pinch out (afinamento) da sequência sedimentar que apresenta altas anomalias de amplitude no meio de um pacote de folhelhos de baixa amplitude. A profundidade deste prospecto é um pouco maior do que as anteriores, em torno de 5800m. O pacote de sedimentos onde está localizado este prospecto está em contato direto com a base do sal, favorecendo a migração em direção aos reservatórios de idade cenomaniana.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A área média do Prospecto Santos07 é de 25km^2 e a máxima de 60km^2. Os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 217,4 milhões de boe, sendo este volume formado por 95% de gás e 5% de condensado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

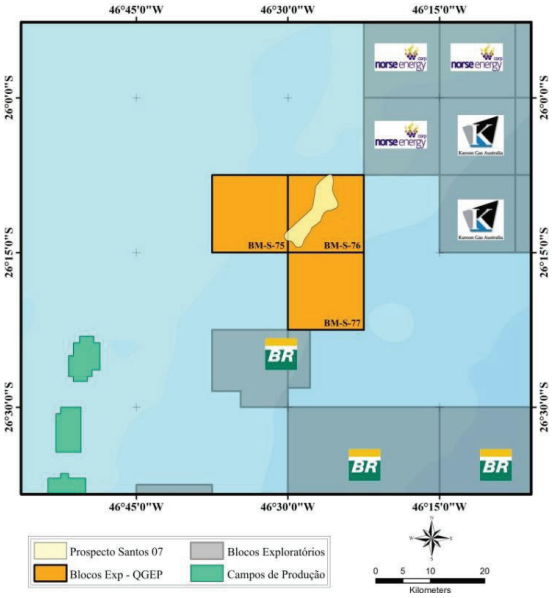


Fig. 13a - Mapa de localização do Prospecto Santos07

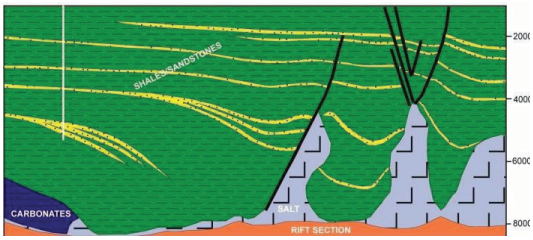


Fig. 13b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Itanhaém

Prospecto Santos08

Este prospecto localiza-se nos limites dos blocos BM-S-75, 76 e 77 em lâmina d'água de aproximadamente 250m. Trata-se de um prospecto estratigráfico, cujos análogos são os campos de Tiro e Sidon e o campo gigante de Marlim na Bacia de Campos.

Os principais reservatórios são do Oligoceno e caracterizam-se por altas anomalias de amplitude; estes reservatórios localizam-se em profundidades em torno de 2.500m e apresentam boa porosidade (entre 17 e 25%) e ampla distribuição, tendo como análogos as areias oligocênicas dos poços 1-SCS-13 e 1-BSS-54, que apresentaram anomalias de gás de 58 e 33 UGT, respectivamente, e estão localizados em blocos próximos da área. As rotas de migração são as falhas associadas com a movimentação do sal.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A área média deste prospecto é de 30km^2 e a máxima de 56km^2. Os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 128,4 milhões de boe, sendo este volume formado por 90% de óleo e 10% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

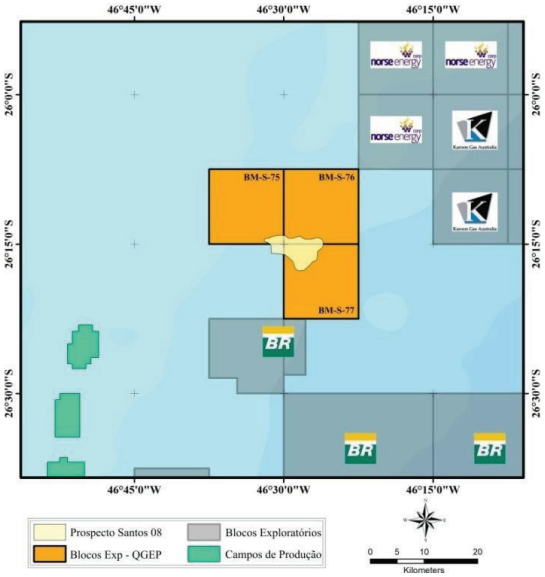


Fig. 14a - Mapa de localização do Prospecto08

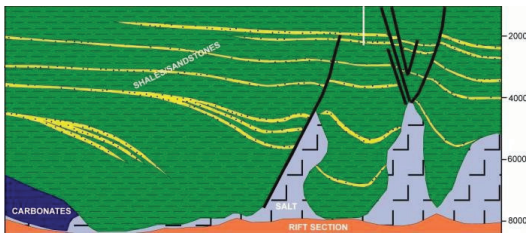


Fig. 14b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Marambaia

Prospecto Santos09

O Prospecto Santos09, localiza-se na parte sul do Bloco BM-S-77 com orientação nordeste-sudeste. Este bloco situa-se em batimetria que varia de 180 a 390m, com distância de 220 km da costa do Estado do Paraná. Trata-se de uma trapa estrutural/estratigráfica alongada formada pelo diapirismo e associada com falhamentos. O objetivo principal são as areias do Campaniano e secundariamente, as areias do Santoniano, testando ainda, os arenitos oligocênicos. As profundidades dos reservatórios estão em torno de 3200m para os do Campaniano e 3600m para os do Santoniano.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A estrutura tem área média de 7km^2 e máxima de 11km^2. Os recursos prospectivos médios não riscados são estimados em 56,7 milhões de boe, sendo este volume formado por 89% de óleo e 11% de gás associado, de acordo com a análise dos números apresentados nos Relatórios da GCA.

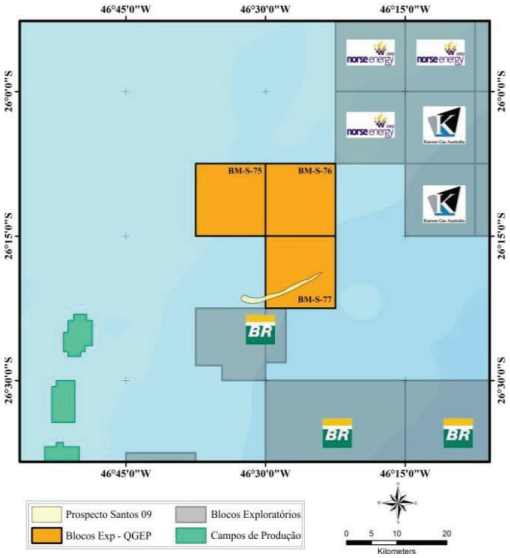


Fig. 15a - Mapa de localização do Prospecto09

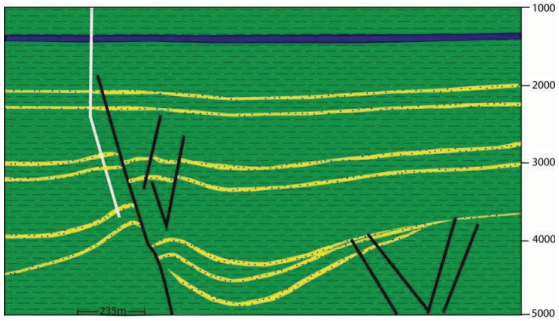


Fig. 15b - Seção geológica mostrando os reservatórios da Formação Juréia

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

A tabela a seguir, elaborada pela QGEP com base nos números indicados nos Relatórios da GCA, resume os recursos prospectivos identificados nos nossos ativos de exploração. Nesta tabela, os prospectos JEQ01, JEQ02 e Santos04 foram considerados com gás natural:

Bacias / Prospectos	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	Recursos Prospectivos Médios (milhões de boe)[1] Recursos Prospectivos Não Riscados[2] Brutos	Recursos Prospectivos Não Riscados[2] Líquidos	Chance de Sucesso Geológico (GCOS)[3]	Recursos Prospectivos Riscados[4] Brutos	Recursos Prospectivos Riscados[4] Líquidos	Fluido Principal
			milhões de boe			milhões de boe		
Camamu								
CAM 01	20%	1.600	388,5	77,7	31%	121,8	24,4	Óleo
Jequitinhonha								
JEQ #1	100%	50	221,0	221,0	29%	64,4	64,4	Gás
JEQ #2	100%	50	144,1	144,1	24%	35	35	Gás
Santos								
Santos #1	30%	470	82,5	24,8	30%	25	7,5	Gás
Santos	30%	470	445,5	133,7	39%	174,7	52,4	Óleo
Santos #3	30%	470	156,3	46,9	19%	30,4	9,1	Óleo
Santos	30%	470	984,7	295,4	40%	390,8	117,2	Gás
Santos	20%	250	523,3	104,7	18%	92,3	18,5	Óleo
Santos #6	20%	300	80,7	16,1	18%	14,2	2,8	Óleo
Santos #7	20%	250	217,4	43,5	11%	24,7	4,9	Gás
Santos #8	20%	200	128,4	25,7	23%	29,6	5,9	Óleo
Santos #9	20%	300	56,7	11,3	20%	11,4	2,3	Óleo
TOTAL			3.429,2	1.144,8		1.014,3	344,5	

(1) Os recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.
(2) O total de volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foram preparados por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que quaisquer volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável produzi-los ou extraí-los.
(3) GCOS constantes nos Relatórios da GCA.
(4) Os Recursos Prospectivos Médios Riscados, foram calculados pela QGEP somando o produto, dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo GCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas

Em caso de encontrarmos óleo nos prospectos JEQ01, JEQ02 e Santos04, conforme detalhado em cada prospecto, os volumes associados a estes prospectos estão sumarizados na tabela abaixo:

Recursos Prospectivos Médios (milhões de boe) [1]								
Bacias / Prospectos	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	Recursos Prospectivos Não Riscados[2]		Probabilidade Geológica de Sucesso [3]	Recursos Prospectivos Riscados[4]		Fluido Principal
			Brutos	Líquidos		Brutos	Líquidos	
			milhões de boe			milhões de boe		
Jequitinhonha								
JEQ #1.....	100%	50	203,5	203,5	29%	59,4	59,4	Óleo
JEQ #2.....	100%	50	121,8	121,8	24%	29,2	29,2	Óleo
Santos								
Santos #4..	30%	470	490,9	147,3	40%	196,3	58,9	Óleo
TOTAL.....			816,1	472,5		283,9	147,5	

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.
(2) O total de volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foi preparado por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que quaisquer volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viáveis, produzi-los ou extraí-los.
(3) GCOS constante nos Relatórios da GCA.
(4) Os Recursos Prospectivos Médios Riscados, foram calculados pela QGEP somando o produto dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo GCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Item não aplicável vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por tal motivo, não é possível indicarmos informações referentes a cada segmento operacional que tenha sido divulgado nas últimas demonstrações financeiras.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

a) características do processo de produção

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás começam com pesquisas geológicas e trabalhos sísmicos para identificação de possíveis locações com potencial de descoberta de hidrocarbonetos. Em seguida são feitas as perfurações exploratórias e quando os resultados são positivos, prosseguimos para a fase de delimitação do campo que pode ser por meio de testes de longa duração, perfurações de desenvolvimento e mesmo uma produção-piloto. Normalmente são necessários até três anos para que uma atividade de exploração bem sucedida seja refletida no aumento das reservas e de cinco anos para iniciar o período de produção.

O desenvolvimento de um campo em terra é mais simples do que aqueles localizados no mar. Enquanto no primeiro caso os poços são perfurados sem limitações de área, no mar são necessárias plataformas de produção, as quais, em geral, apresentam restrições de espaço e peso.

O processo de produção dos poços, por outro lado, poderá exigir a utilização de procedimentos de elevação artificial, de injeção de água/gás ou outros produtos, buscando aumentar a vazão de hidrocarbonetos e o fator de recuperação (percentagem de hidrocarbonetos que é produzida em relação à quantidade que permanece no reservatório).

Com seis poços interligados por linhas submarinas para a produção da plataforma PMNT-1, o Campo de Manati já recebeu investimentos de seus sócios em montante superior a US$700 milhões para o seu desenvolvimento. A plataforma PMNT-1 é uma unidade fixa de produção instalada numa profundidade de 75 metros, localizada a 10 km da costa. Essa plataforma foi originalmente construída para operar remotamente, entretanto, para garantir uma melhor segurança na operação, tal plataforma recebeu um módulo de acomodação e atualmente é tripulada por oito pessoas. Da plataforma, o gás flui por mar e por terra por um encanamento de gás de 125 km através da estação de tratamento de gás Geofísico Vandemir Ferreira, na Cidade de São Francisco do Conde. O Gás de Manati é comprado pela Petrobras, que tem um contrato de 25 anos com a Manati S.A. para um volume de 23 bilhões de m³. Após ser processado na estação de tratamento, o produto vai para o abastecimento das instalações da Petrobras (refinaria, termelétrica e fábrica de fertilizantes de nitrogênio) ou é revendido pela empresa para a Bahiagás. Estamos finalizando as tratativas para celebrarmos um novo contrato de venda de gás natural com a Petrobras, com volumes adicionais de Manati, o que irá aumentar as Reservas Brutas Provadas, passando de 115,1 milhões de *boe* para 136,2 milhões de *boe* de gás natural e condensado. Dado que à época da elaboração dos Relatórios da GCA já haviam sido iniciadas as tratativas para tal contrato, a GCA reconhecia que, quando da assinatura do contrato, haveria a reclassificação do volume adicional contratado, passando de Reservas Prováveis para Reservas Provadas.

b) características do processo de distribuição

No setor petrolífero, a distribuição possui regulamentação específica e abrange as atividades de comercialização de derivados de petróleo (gasolina, óleo combustível, diesel, querosene de aviação, GLP, gás natural, etc.). A distribuição de gás natural constitui monopólio dos Estados da Federação.

As nossas atividades no setor de *upstream*, entretanto, não contam com o processo de distribuição, na medida em que o petróleo e gás, eventualmente extraído por nós, são vendidos diretamente aos nossos clientes.

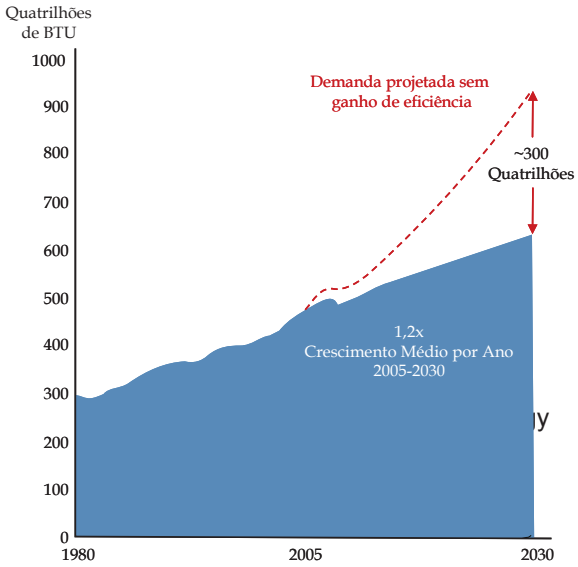
c) características dos mercados de atuação, em especial:

(i) participação em cada um dos mercados

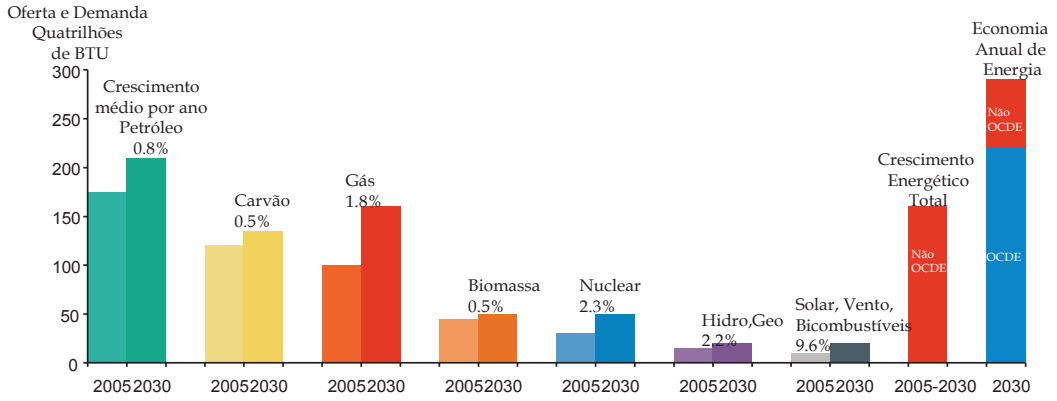
Visão Geral do Setor Mundial de Petróleo e Gás Natural

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Até 2030, a economia e o crescimento populacional manterão a demanda por energia em patamares altos. Fontes de mercado esperam crescimento na demanda mundial por energia de cerca de 1,2% ao ano até 2030, enquanto o mundo poderá estar consumindo 35% mais energia quando comparado a 2005.



Os combustíveis fósseis - petróleo, gás natural e carvão - continuarão a ser os principais componentes da matriz energética uma vez que as outras fontes energéticas não conseguem atingir a mesma disponibilidade, versatilidade, acessibilidade e escala. De acordo com a Exxon Mobil, em seu estudo datado de 2009, o combustível fóssil que apresentará maior crescimento será o gás natural, em função da menor emissão de poluentes na sua queima, sua acessibilidade e abundância. Até 2030, a demanda por gás natural será 50% maior do que aquela verificada em 2005, segundo a referida fonte.



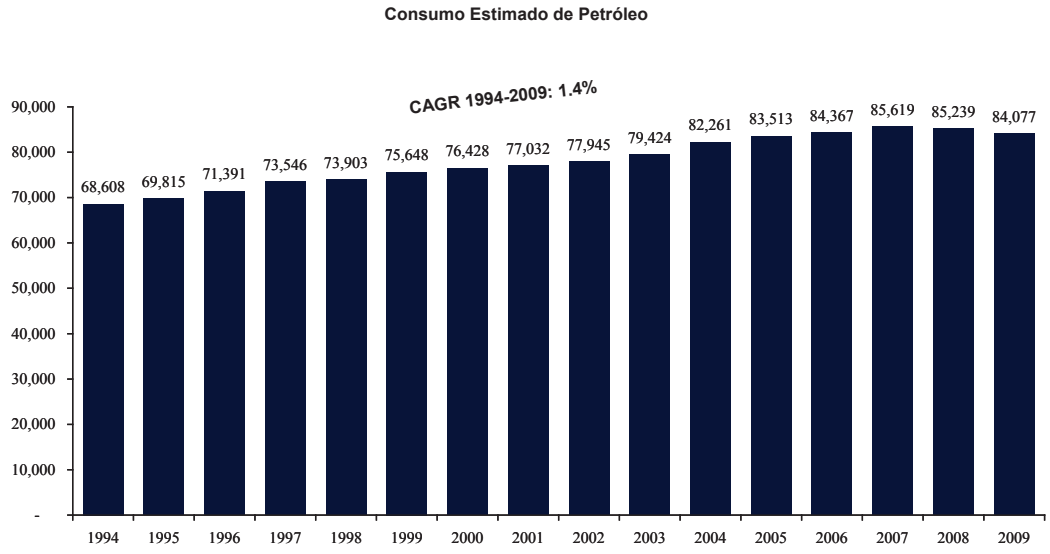
Fonte: ExxonMobil – Outlook for Energy

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

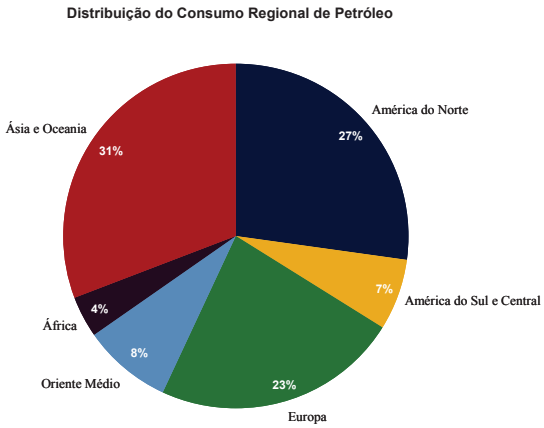
Indústria do Petróleo

Demanda por Petróleo

A demanda global por petróleo apresentou um crescimento consistente no período de 1997 a 2007, atingindo um pico de 85,6 milhões de bbl/dia em 2007 (de acordo com o estudo da BP Statistical Review of World Energy 2010). Com a chegada da crise financeira mundial, a demanda por petróleo caiu para 85,2 milhões de bbl/dia e 84,1 milhões em 2008 e 2009, respectivamente. De acordo com a BP Statistical Review 2010, a demanda global por petróleo deverá recuperar-se na medida em que a economia saia da recessão, superando o crescimento em capacidade. Cortes recentes de investimentos nas atividades de *upstream* e *downstream* terão um impacto significativo no abastecimento pelos próximos três a cinco anos, devido aos longos prazos necessários para se trazer novos projetos à atividade. A demanda por petróleo deverá crescer 1% por ano em média pelo período projetado, passando de aproximadamente 85 milhões de bbl/dia em 2008 para 105 milhões de bbl/dia em 2030, ainda de acordo com a AIE. Os EUA permanecem sendo o principal consumidor, respondendo por, aproximadamente, 21,7% da demanda mundial total em 2009, com um consumo de 18,7 milhões de bbl/dia, acima dos 8,6 milhões de bbl/dia de consumo na China (10,4% da demanda mundial total em 2009).



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A OPEP prevê que a demanda de países não-membros da OCDE superará os níveis daquela advinda dos membros da OCDE até 2015, impulsionada em grande parte pelo crescimento econômico da China, que tem sido, na última década, a principal fonte de demanda por petróleo entre os países não-membros da OCDE.

Os dois principais fatores que influenciam a demanda por petróleo são (i) preço e (ii) renda:

Preço: O preço e a demanda por petróleo e produtos derivados do petróleo tipicamente possuem uma relação inversa, a qual pode variar dependendo do submercado. Por exemplo, o petróleo combustível (usado na geração de energia elétrica) possui uma elasticidade de preço relativamente alta, o que significa que a demanda é mais sensível a oscilações de preço, uma vez que pode ser substituído com relativa facilidade por gás natural ou carvão. Por outro lado, o petróleo para transporte é mais inelástico em relação a preços, já que não existe um substituto perfeito imediato.

Renda: Historicamente, o principal impulsionador do crescimento da demanda de petróleo é a renda. O forte crescimento econômico aumenta os níveis de demanda por petróleo. Este foi o caso dos EUA ao longo do século XX e, agora, espera-se que ocorra na China e em outros países em desenvolvimento, especialmente na medida em que cresce o uso de veículos motorizados. O crescimento das economias maduras ocorreu principalmente na indústria de serviços, as quais tendem a ser menos intensas no consumo de energia, sendo que muitas atividades de produção intensivas em energia foram deslocadas para economias emergentes.

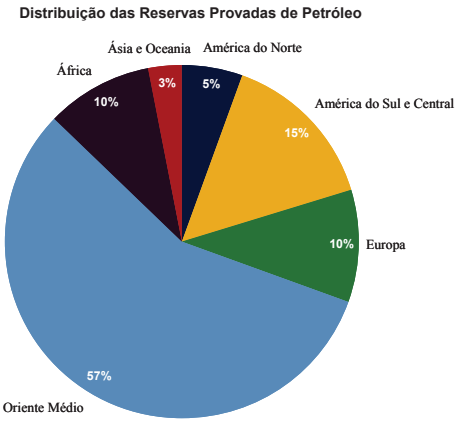
Oferta de Petróleo

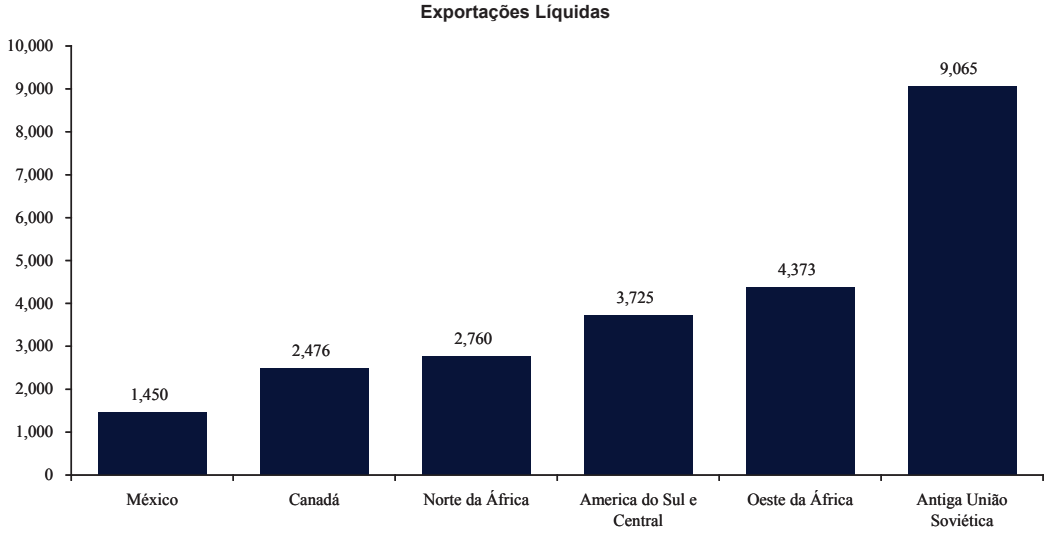
Com a produção de 10,0 milhões de barris por dia em 2009, a Rússia foi a maior produtora de petróleo do mundo, seguida pela Arábia Saudita (9,7 milhões bbl/dia) e pelos EUA (7,2 milhões de bbl/dia), segundo o Anuário Estatístico 2010 da ANP. Esses três países juntos produzem mais de um terço do petróleo cru do mundo. O restante da produção mundial é amplamente dispersa em mais de 50 países, sendo que nenhum dos quais responde individualmente por mais de 6% do total.

Regionalmente, o Oriente Médio domina a oferta de petróleo, com 30% do total. A segunda maior região produtora é a antiga União Soviética, que compreende basicamente a Rússia, seguida pela América do Norte. Todas as demais regiões produtoras (África, América do Sul e Ásia-Pacífico) têm níveis similares de produção, com cada uma respondendo por cerca de 10% do total.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Atualmente, o Oriente Médio também responde por mais da metade das reservas provadas de petróleo do mundo, que estão atualmente em 1,3 trilhão de bbl, tendo crescido cerca de 23% na última década. Os membros da OPEP, a Organização de Países Exportadores de Petróleo, fornecem cerca de 41% do petróleo do mundo e possuem 77% das reservas totais provadas de petróleo. Os gráficos abaixo mostram um detalhamento regional das reservas de petróleo provadas e dos maiores exportadores de petróleo do mundo em 2009, demonstrando a dependência do mundo quanto às exportações de petróleo do Oriente Médio.





Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O Embargo do Petróleo Árabe de 1973 levou a esforços entre países dependentes da importação de petróleo visando à criação de estoques de petróleo controlados pelo governo, conhecidos como estoques estratégicos, para atuarem como amortecedores contra interrupções severas de fornecimento. Esses estoques estratégicos, dentre os quais o maior é a reserva estratégica de petróleo dos EUA, respondem por uma parcela significativa dos estoques mundiais. A reserva norte-americana possui um estoque de emergência de petróleo que é o maior suprimento de emergência do mundo, atualmente com capacidade de manter 727 milhões de *boe*. A AIE publica semanalmente os níveis de estoque de petróleo, produtos de petróleo e uso de refinaria. Esses relatórios semanais são muitas vezes usados como indicadores para se estimar a capacidade atual ou escassez do mercado. Os estoques globais de petróleo estão atualmente próximos a altas históricas. Tais estoques podem funcionar como amortecedores das oscilações da oferta e demanda e podem afetar o preço de mercado do petróleo.

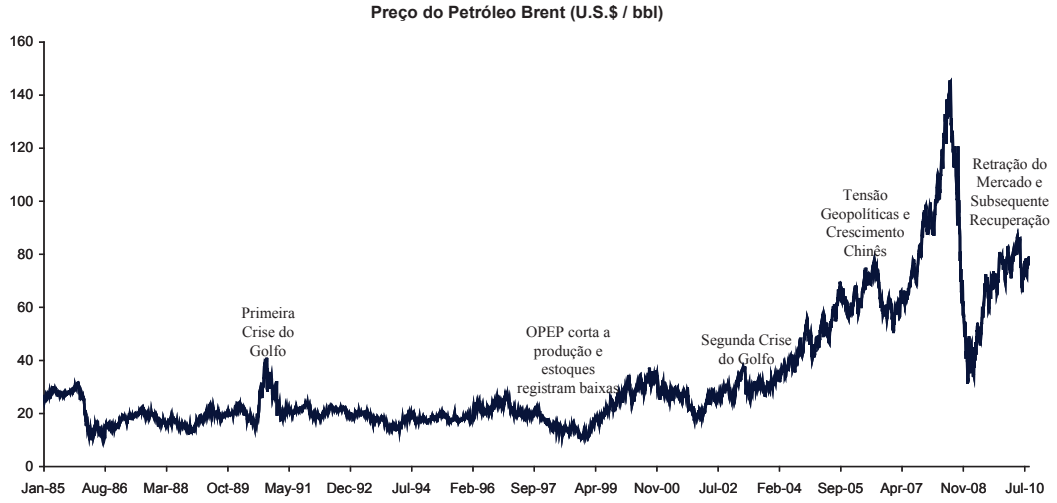
O equilíbrio entre a oferta e demanda de petróleo é fortemente influenciado pela capacidade do sistema de evitar interrupções na oferta e picos na demanda. Após a crise financeira e os declínios nos preços do petróleo em 2008, a OPEP retirou a capacidade ociosa de petróleo dos mercados mundiais, em uma tentativa de regular os preços. Atualmente, a OPEP mantém elevados níveis de capacidade ociosa de forma a disciplinar a produção dos países membros.

Preços Históricos

Nas últimas quatro décadas ocorreram três mudanças bruscas e duradouras no preço do petróleo, conhecidas como “choques do preço do petróleo”. Essas mudanças foram todas causadas por, e contribuíram de forma importante para, mudanças fundamentais na estrutura do mercado de petróleo. O primeiro choque do petróleo foi causado pelo Embargo do Petróleo Árabe de 1973. O segundo choque do petróleo, que quase triplicou os preços, foi causado, sobretudo pela guerra Irã-Iraque em 1980. Por fim, o terceiro choque do petróleo ocorreu em 1985-1986 quando a Arábia Saudita adotou um sistema de margens fixas para as refinarias, causando uma queda acentuada nos preços.

Nos últimos anos, ocorreram outras oscilações significativas nos preços do petróleo, como, por exemplo, a elevação nos preços em 1990, em decorrência da invasão do Kuwait pelo Iraque, uma queda em 1998 em resposta à crise financeira na Ásia e à retomada das exportações do Iraque e um aumento acentuado em 1999 devido a cortes de produção dos países membros da OPEP e um longo período de forte demanda. O ano de 2008 presenciou uma alta significativa nos preços do petróleo, em virtude da queda da capacidade ociosa da OPEP face ao crescimento significativo da demanda. Após a crise financeira, a demanda caiu e os preços do petróleo baixaram, fazendo com que a OPEP reduzisse a produção para estabilizar os preços do petróleo. Os preços do petróleo se recuperaram, estando cotados, atualmente, entre US$70,0 e US$90,0.

O gráfico abaixo mostra os preços históricos do petróleo até junho de 2010:



Fonte Bloomberg.

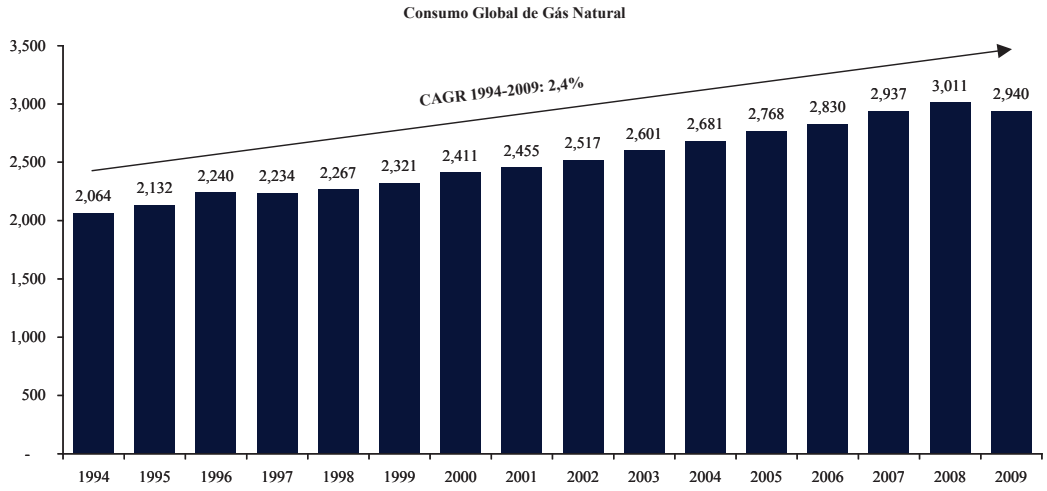
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Demanda por Gás Natural

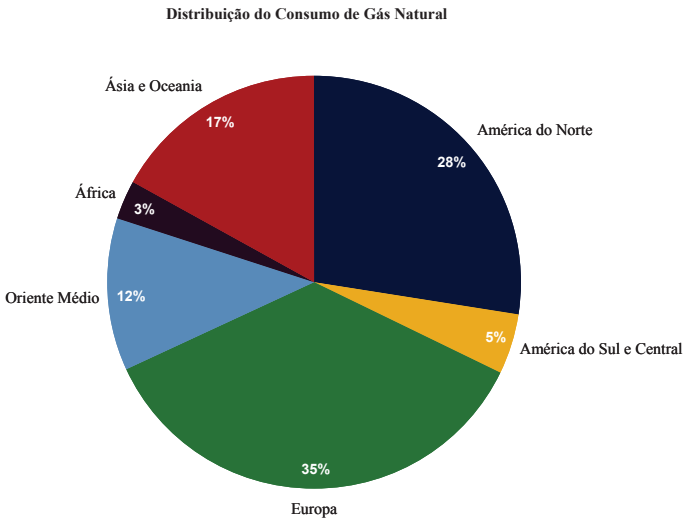
De acordo com a Exxon Mobil, em seu estudo datado de 2009, o combustível fóssil que apresentará maior crescimento será o gás natural, em função da menor emissão de poluentes na sua queima, sua acessibilidade e abundância. Até 2030, segundo o estudo da Exxon Mobil, a demanda por gás natural será 50% maior do que aquela verificada em 2005.

O gás natural respondeu por 23,8% do consumo total de combustíveis em 2009, de acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2010, sendo, portanto, a terceira maior fonte mundial de energia primária, atrás do petróleo e do carvão. Os mercados de gás, se comparados com os de petróleo, são em geral regionais, em grande parte devido às limitações de transporte, uma vez que o gás precisa ser transportado por meio de gasodutos ou por meio da liquefação antes do seu carregamento em navios-tanque. A demanda por gás natural nos últimos dez anos tem sido impulsionada por pressões ambientais sobre os setores público e privado para substituição do carvão e do petróleo por gás natural, principalmente devido aos menores níveis de poluição gerados pelo gás natural.

Em 2009, o consumo de gás natural foi equivalente a 68,3% do nível do consumo de petróleo. Se os preços do petróleo permanecerem altos em relação aos seus níveis históricos, é de se esperar uma utilização cada vez maior do gás natural, sobretudo no setor industrial.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

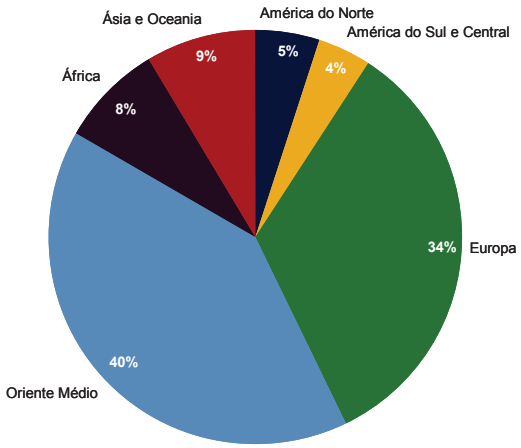
De acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2010, o consumo mundial de gás natural aumentou em 1,5% por ano entre 2005 e 2009. Enquanto o consumo na América do Norte manteve-se relativamente estável no mesmo período, com um crescimento anual de 1,1%, o consumo na região da Ásia-Pacífico cresceu 5,7% por ano. O crescimento mais sensível aconteceu na China, com uma taxa de crescimento de 17,4% no período de 2005 a 2009. Aumentos adicionais na demanda são esperados para os próximos anos, principalmente vindos da China.

Na América Central e do Sul, o gás natural é a fonte de combustível que apresenta maior crescimento, com o consumo aumentando a uma taxa anual de 2,4% nos últimos cinco anos. Embora haja descobertas promissoras de grandes campos de gás na Bacia de Santos, ainda levará tempo para que tais reservas sejam desenvolvidas e acredita-se que o Brasil permaneça dependente de importações de gás natural da Bolívia no curto prazo.

Oferta de Gás Natural

Segundo BP Statistical Review of World Energy 2010, a produção de gás natural cresceu a uma taxa anual de 2,5% nos últimos 10 anos, comparado a um crescimento anual aproximado de 1,4% na produção de petróleo no mesmo período.

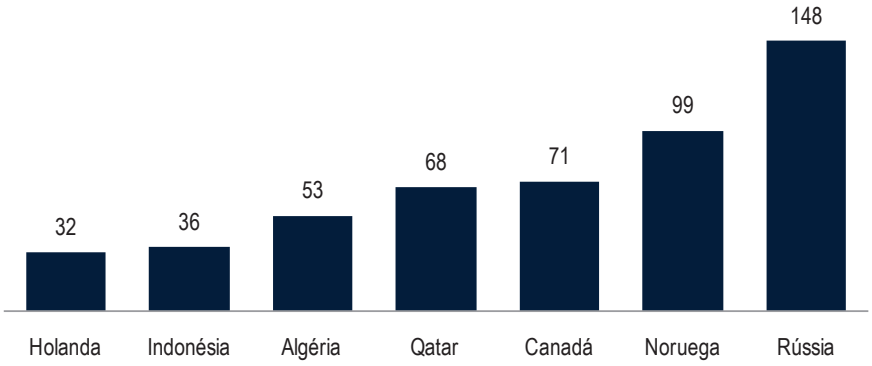
Atualmente, as reservas mundiais de gás natural são ligeiramente inferiores às reservas mundiais de petróleo. As reservas mundiais de gás natural estvam em cerca de 1,1 trilhão de boe no final de 2009, segundo o BP Statistical Review of World Energy 2010, tendo crescido aproximadamente 26% de 1999 a 2009. Os preços mais altos das *commodities* e os avanços nas tecnologias de produção resultaram na viabilidade econômica de muitos depósitos de gás natural. Embora reduções recentes nos preços do gás natural nos EUA tenham afetado os fatores econômicos de curto prazo, o desenvolvimento mundial do gás natural continua apresentando altas taxas de crescimento.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As reservas de gás natural são em geral mais dispersas geograficamente do que as de petróleo, com muitos dos principais consumidores do mundo detendo reservas domésticas significativas. A Rússia possui as maiores reservas de gás natural do mundo (23,7% do total) e de 2002 até 2008 foi a maior produtora e exportadora de gás do mundo. A Noruega e o Canadá também são grandes exportadores líquidos de gás natural. Em 2009, a Rússia permanecia como a maior exportadora, porém os EUA se tornaram o maior produtor, responsáveis por cerca de 20% da produção mundial, porém são também o maior importador devido aos elevados níveis de consumo. Em anos recentes, os EUA viram aumentos significativos na produção não convencional de gás, na medida em que as tecnologias propiciaram novas formas de produção e melhorias nos fundamentos econômicos.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010

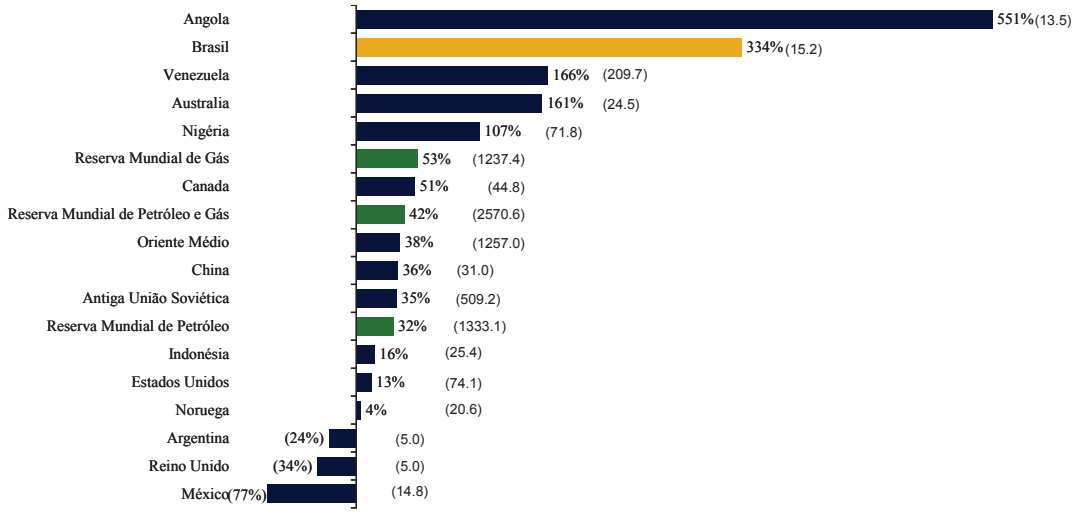
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

O Setor Brasileiro de Petróleo e Gás Natural

Histórico Brasileiro

De acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2010, as reservas brasileiras de petróleo e gás natural estão entre as de maior crescimento no mundo, aumentando a uma taxa anual de 7,6%, de 3,5 bilhões de *boe* de reservas provadas em 1989 para 15,2 bilhões de *boe* ao final de 2009. Adicionalmente, a produção diária de petróleo e gás natural no Brasil cresceu, durante o mesmo período, a uma taxa anual de 5,9%, de 1,2 milhão de *boe*/dia em 1989 para 2,1 milhões de *boe*/dia ao final de 2009. Das reservas provadas domésticas de petróleo e gás natural, 90% estão localizadas offshore e 10% estão localizadas onshore (em terra). Adicionalmente, 90% das reservas brasileiras provadas estão concentradas na região Sudeste, nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

Crescimento das Reservas de Petróleo e Gás entre 1989 – 2009, Reservas Provadas de Óleo e Gás em 2009 (bi de *boe*)



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy* 2010.

Desde novembro de 2007, anúncios públicos referentes a descobertas que variam de cinco a oito bilhões de *boe* no campo de Tupi, na Bacia de Santos, levaram os especialistas da indústria a prever um aumento das estimativas das reservas brasileiras de petróleo e gás natural. Considerando o grande potencial ainda inexplorado de toda a área do pré-sal.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

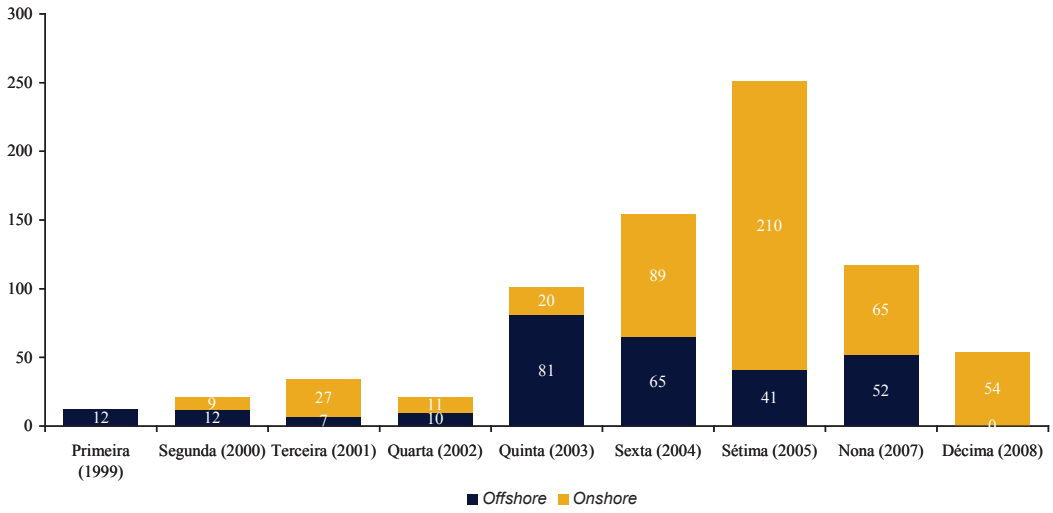
Classificação Potencial das Reservas de Petróleo e Gás Natural Pós-Tupi

De acordo com a ANP, o Brasil possui aproximadamente 7,5 milhões de km² (1,9 bilhão de acres) de áreas sedimentares, a maior parte espalhadas por 29 bacias sedimentares principais, sendo que cerca de 2,5 milhões de km² estão localizados offshore. Foram outorgadas concessões para exploração e produção para menos de 4% dessas áreas. Historicamente, a indústria de petróleo e gás natural do Brasil era controlada pela Petrobras, empresa estatal brasileira fundada em 1953. Em 1995, a Constituição Federal Brasileira foi emendada para permitir que empresas de capital privado ou público pudessem engajar-se na exploração e produção de petróleo e gás natural, sujeitas às condições estabelecidas na legislação específica que rege o setor. Em 1997, a Lei do Petróleo, que foi promulgada em razão da emenda constitucional, criou a ANP com o objetivo de promover um marco regulatório transparente e realizar rodadas de licitações para novas áreas de concessão, bem como para regular e supervisionar o setor de petróleo e gás natural brasileiro.

A abertura do setor de petróleo e gás natural brasileiro atraiu a atenção de empresas privadas. Em 31 de dezembro de 2009, 66 empresas atuavam no Brasil na exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo 32 brasileiras e as demais de diversos outros países, incluindo os EUA, Reino Unido, Canadá, Noruega, Índia, Itália, Japão, Dinamarca, Argentina, Portugal, Espanha, Holanda, Coréia do Sul, França e Austrália.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Até o momento, a ANP realizou 10 rodadas de licitações. O gráfico abaixo indica o número de blocos exploratórios licitados em cada rodada:

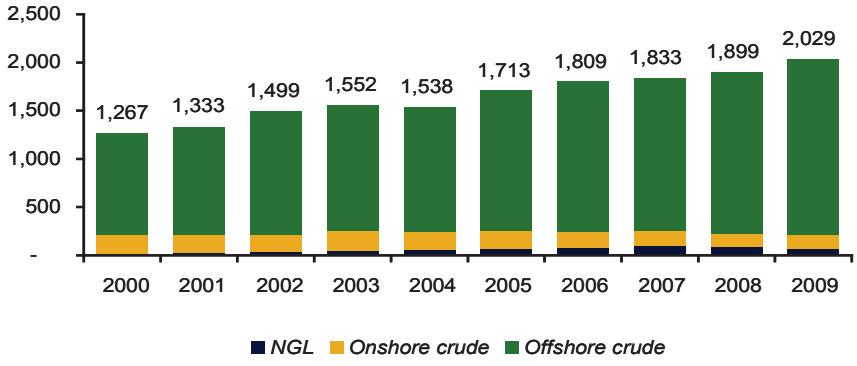


Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural

De acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2010, o Brasil possuía 15 bilhões de *boe* de reservas provadas de petróleo e gás natural ao final de 2009, a segunda maior na América do Sul após a Venezuela. As recentes descobertas no Brasil posicionaram o país como uma das áreas mais promissoras do mundo em termos de volume recuperável potencial. A Bacia de Campos, localizada no Sudeste, contêm a maior parte das reservas provadas de petróleo e gás natural do Brasil.

A produção de petróleo e gás natural no Brasil aumentou substancialmente nos últimos anos, com a Bacia de Campos produzindo aproximadamente 80% da produção total do País em 2008. Este crescimento deverá continuar na próxima década com a aceleração da produção em campos chaves e conforme as mais recentes descobertas nas Bacias do Espírito Santo e de Santos sejam desenvolvidas.

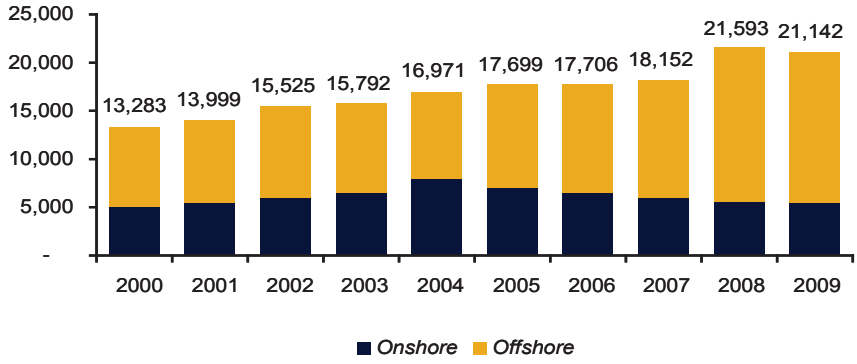
Produção de Petróleo (milhões de *boe* por dia)



Fonte ANP.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Produção de Gás Natural (milhões de m^3 por dia)



Fonte ANP.

Mercado de Gás no Brasil

A indústria de gás no Brasil passou por mudanças significativas na década passada. Nesse período, o gás foi o componente não-renovável do mix de energia do país que mais cresceu, tendo em vista o aumento da produção local e as importações da Bolívia, e hoje é responsável por cerca 7% da demanda total segundo o Balanço Energético Nacional de 2010, da EPE. Ainda segundo estimativas da EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, a participação do gás natural no consumo final de energia deve chegar a 9,4% em 2014.

A capacidade brasileira de produção de gás está organizada para sustentar um rápido crescimento durante a próxima década, o que, potencialmente, irá transformar o balanço entre oferta e demanda de gás do país. O aumento do fornecimento poderá permitir ao país novas oportunidades. O gás não só poderia auxiliar a alimentar o contínuo crescimento do mercado local de gás, como, além disso, o país poderia escolher reduzir a quantidade de gás importada e, no longo prazo, tornar-se um exportador sazonal.

O crescimento deverá ser impulsionado por um aumento na produção de gás proveniente da Bacia de Santos offshore. No curto, a médio prazo, serão os projetos de gás não associados da Petrobras, tais como Mexilhão e BS-500 Pole que vão direcionar o crescimento. No longo prazo, quantidades substanciais de gás associado proveniente das vastas reservas do pré-sal do país começarão a surgir. Além disso, ainda restam excelentes potenciais de exploração para mais descobertas de gás, tanto *onshore* como *offshore*.

O aumento local da oferta de gás, associado com a crescente base de reservas, poderá permitir a continuação do desenvolvimento do mercado local a uma taxa razoável. O crescimento do mercado local tem sido amplamente direcionado pelo aumento na demanda dos setores industrial e de geração de energia, tendo o consumo de gás natural mais que dobrado entre 2000 e 2009, segundo dados da EPE.

Geração de energia: Com relação à geração de energia, a lei Brasileira estipula que a geração por hidroeletricidade tem prioridade em relação a outras fontes. Isso significa que centrais térmicas são geralmente construídas para proporcionar capacidade extra, com a expectativa de crescimento constante, mas modesto.

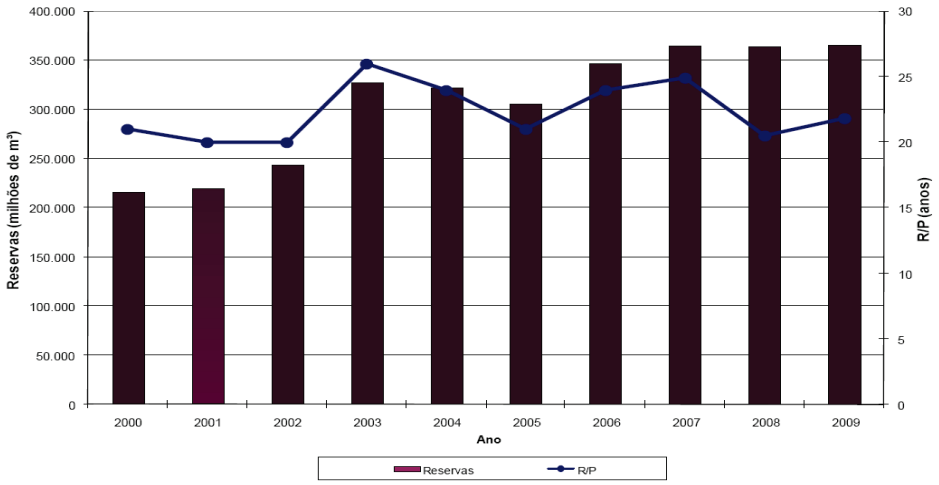
➢ Indústria: Dessa forma cabe ao setor industrial proporcionar crescimento substancial na demanda por gás. Todavia, com muitos negócios nos principais centros industriais de Rio de Janeiro e São Paulo tendo já se adaptado ao uso de gás, isso só pode ocorrer por meio de projetos industriais *greenfield*, que direcionam o crescimento futuro. Neste momento, há poucos projetos publicamente anunciados, e espera-se que a maioria do crescimento no médio prazo tenha origem em investimentos planejados da Petrobras em suas centrais de refinaria e fertilizantes. É provável que alguns incentivos de preço sejam necessários para encorajar um maior crescimento. Atualmente, os preços ao consumidor final estão em cerca de US$4,45/mmbtu, preço médio do Leilão Eletrônico de Gás Natural realizado pela Petrobras em Novembro de 2010. Esses acordos, previstos para expirar em 2012, contêm um componente adicional no custo, componente esse que foi criado para pagar os investimentos massivos em infra-estrutura de gás que a Petrobras criou pelo país (a companhia aumentou a rede de transmissão do país de 5.500km em 2003 para mais de 9.000km em 2010 por meio de um investimento estimado em US$7 bilhões).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

➢ Outros: Outro setor em crescimento é o de transportes. A demanda associada a veículos adaptados a gás natural (GNV) tem crescido fortemente nos últimos cinco anos, particularmente nos estados do sudeste. Mesmo que o aumento no preço do gás possa desacelerar a taxa de conversão de veículos, a expectativa é de que este mercado continue a expandir graças à melhor eficiência do combustível e à reduzida corrosão do motor com o GNV, quando comparado a misturas de gasolina e etanol. Os mercados residenciais e comerciais são pequenos, e nós esperamos que este continue a ser o caso, principalmente devido à falta de demanda por aquecedor.

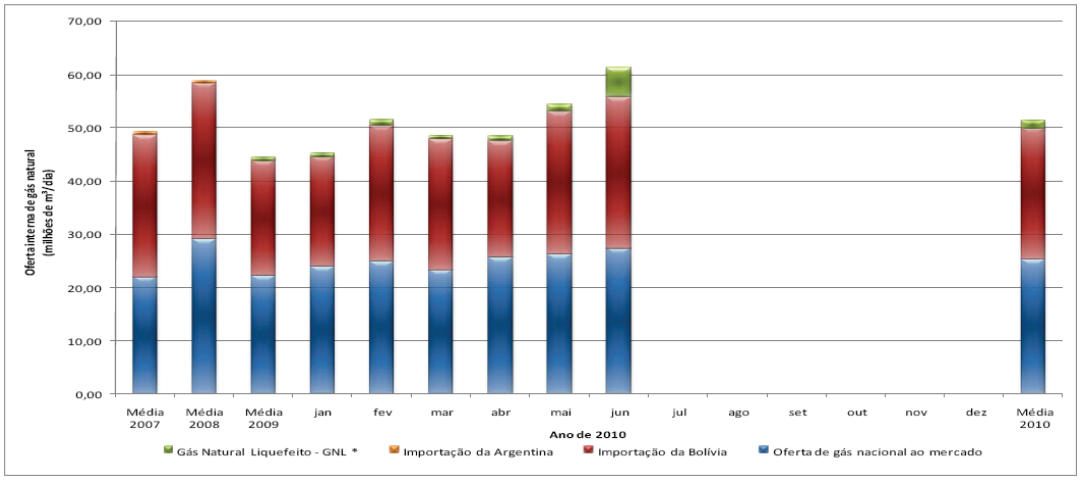
O Brasil poderia se tornar um exportador sazonal de GNL. Isso provavelmente aconteceria durante uma temporada chuvosa, em que a vasta energia proveniente da hidroeletricidade do país esteja operando próxima à capacidade total, e também como resultado das descobertas do pré-sal. Dado que muito do abastecimento de gás do país está associado com o petróleo por natureza (i.e. o gás associado ao petróleo extraído), esse período poderia deixar o Brasil com um excesso de oferta de gás. Nessas circunstâncias, o país poderia considerar a exportação de gás, tanto para o mercado global através de GNL, como do regional através de gasodutos. A presença de competidores globais de GNL já estabelecidos, tais como BG e Repsol YPF nas descobertas do pré-sal na Bacia de Santos poderia facilitar esse acontecimento, particularmente porque a Petrobras está considerando o uso de barcos FGNL como meio de monetizar parte do gás.

RESERVAS X R/P (BRASIL)



Fonte: MME (Ministério de Minas e Energia)

GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



Fonte: MME (Ministério de Minas e Energia)

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Bacias Sedimentares Brasileiras

De acordo com a Wood Mackenzie, as áreas sedimentares brasileiras estão distribuídas ao longo de mais de 40 bacias sedimentares, sendo 29 consideradas as principais. Dessas 29 bacias principais, 15 estão localizadas *offshore*, conforme mostrado no mapa abaixo.

Fonte: Wood Mackenzie.

A estrutura tectônica-sedimentar do Brasil é composta de (i) dois escudos de rocha cristalina, denominados Escudo das Guianas e Escudo Brasileiro; e (ii) extensas depressões onde foram formadas bacias sedimentares proterozóicas e paleozóicas, principalmente as Bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba, São Francisco, Parecis Alto Xingu e do Paraná. A evolução das bacias marítimas brasileiras foi controlada por eventos subsequentes à separação mesozóica da América do Sul e da África, seguida da abertura do Oceano Atlântico Sul. Esse evento gerou bacias denominadas do tipo rift, contendo rochas ricas em matéria orgânica, geradoras de petróleo, depositadas em antigos lagos com o início da formação das fendas e sobrepostas por depósitos instáveis de sal derivados de mares rasos que engolfaram de forma intermitente estas bacias antes de se evaporarem. Sobre os depósitos de sal, carbonatos foram depositados em um ambiente de mar aberto e, então, recobertos por espessas seções de sedimentos clásticos compostos de folhelhos e arenitos, na medida em que o mar se aprofundava. Na parte inicial destas sequências, arenitos turbidíticos foram depositados, como consequência de deslizamentos de sedimentos subaquosos, formando reservatórios. Os carbonatos e, principalmente, os leques turbidíticos depositados sobre grandes áreas em subsuperfície são os principais reservatórios da bacia.

As bacias marítimas brasileiras são separadas individualmente por formações geológicas conhecidas como arcos e/ou altos estruturais, relacionados a grandes zonas de falhas ou altos vulcânicos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A Bacia de Campos

Considerada a mais prolífica do Brasil, a Bacia de Campos é responsável por mais de 86% da produção do País em 2009. A Bacia de Campos localiza-se predominantemente no mar e a maior parte de suas reservas está localizada em águas profundas. Localizada no sudeste do Brasil, ao longo da costa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, a Bacia de Campos cobre uma área de aproximadamente 100.000km². O limite norte da Bacia de Campos é o Alto de Vitória, onde se inicia a Bacia do Espírito Santo, e o limite sul é o Alto de Cabo Frio, onde começa a Bacia de Santos.

A exploração da Bacia de Campos começou no final de 1976, com o poço 1-RJS-9-A, que deu origem ao campo de Garoupa, situado em lâmina d`água de 100 metros. Já a produção comercial, começou em agosto de 1977, através do poço 3-EM-1-RJS, com vazão de 10 mil barris/dia, no campo de Enchova.

A produção comercial de petróleo na Bacia de Campos teve início em agosto de 1977 no campo de Enchova, em águas rasas. O primeiro campo de petróleo gigante em águas profundas do Brasil, Albacora, foi descoberto em 1984, em profundidade superior a 400m. Após a descoberta subsequente do segundo campo gigante em águas profundas, o de Marlim, a ênfase dos esforços de exploração passou para as águas profundas. Em 1998, numerosos outros campos gigantes em águas profundas foram descobertos incluindo Albacora Leste, Frade, Marlim Sul, Marlim Leste, Espadarte, Barracuda-Caratinga e Roncador.

Após uma mudança significativa na estratégia de exploração, o enfoque das atividades de exploração passou para as partes norte e sul da Bacia, onde grandes descobertas foram feitas, tanto em águas rasas quanto profundas. Na parte norte da Bacia, nove novos campos foram descobertos pela Petrobras (Jubarte, Cachalote, Baleia Franca, Baleia Azul, Baleia Anã, Catuá, Caxaréu, Pirambu e Mangangá) e quatro foram descobertos pela Shell (Ostra, Nautilus, Abalone e Argonauta). Na parte sul da Bacia, cinco outros campos foram descobertos pela Petrobras (Papa-Terra, Maromba, Carataí, Carapicu e Xerelete) e dois outros foram descobertos pela Anadarko-Hydro e Devon (Polvo e Peregrino, respectivamente).

Em 31 de dezembro de 2009, as reservas provadas de petróleo na Bacia de Campos foram estimadas, pela Petrobras, em 11,7 bilhões de *boe* e aproximadamente 168 bilhões de metros cúbicos de gás natural.

De acordo com a ANP, a produção diária média da Bacia de Campos em Novembro de 2010 foi de cerca de 1.782 mil bbl/dia de líquidos e cerca de 28.6 milhões de m³/dia de gás natural.

A grande quantidade de petróleo encontrado na Bacia de Campos está diretamente relacionada ao potencial de geração de hidrocarbonetos das rochas geradoras do pré-sal, de idade Barremiana. As grandes acumulações da bacia estão distribuídas em reservatórios de diferentes idades, incluindo as coquinas da fase *rift*, carbonatos marinhos da sequência transgressiva Albiana e arenitos turbidíticos da sequência transgressiva/regressiva Cretácica-Terciária. Na região de águas profundas, que contém os maiores volumes de petróleo na Bacia, o sistema petrolífero reconhecido conecta as rochas geradoras da Formação Lagoa Feia aos reservatórios de arenito turbidíticos da sequência Cretácica-Terciária.

Bacia de Santos

Localizada no sudeste do Brasil, ao largo da costa dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, a Bacia de Santos é geologicamente definida como uma grande depressão limitada ao norte pelo Alto do Cabo Frio e ao sul pelo Alto de Florianópolis. Com área total de 352.260 km² até a lâmina d'água de 3.000 m, a Bacia de Santos constitui-se na mais extensa dentre as bacias costeiras do Brasil.

Além dos três campos em produção (Caravela, Merluza, e Coral), prevê-se que a Bacia de Santos terá um impacto substancial no mercado brasileiro de óleo e gás natural na próxima década.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

As primeiras pesquisas com dados sísmicos foram efetuadas ao final da década de 1960, e o primeiro poço foi perfurado em 1970. O final da década de 1970 foi caracterizado por um pico na atividade exploratória, incluindo a perfuração de diversos poços por empresas trabalhando em contratos de risco. A primeira acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos foi descoberta pela Pecten (campo de gás de Merluza) em 1979. Subsequentemente, seis outros campos de petróleo e gás natural foram descobertos pela Petrobras (Tubarão, Coral, Estrela do Mar, Caravela, Caravela Sul e 1-BSS-69) até 1994. O final da década de 1980 e início da de 1990 foram caracterizados por um aumento na perfuração exploratória, como resultado de descobertas de hidrocarbonetos. Em dezembro de 2007, 190 poços exploratórios haviam sido perfurados (100 deles perfurados pela Petrobras).

Mais recentemente, de 2002 a 2007, a Petrobras descobriu dez novos campos de óleo e gás natural (Cavalo-Marinho, Mexilhão, Tambaú, Uruguá, Pirapitanga, Carapiá, Tambuatá, Tupi, Carioca e Jupiter), enquanto a El Paso descobriu um campo adicional (Lagosta) e a Shell descobriu dois outros (Atlanta e Oliva).

A Petrobras anunciou diversas descobertas relevantes de campos de óleo e gás natural nas águas ultraprofundas da Bacia de Santos desde 2007. A Petrobras confirmou sua descoberta de Tupi no Bloco BM-S-11 em 8 de novembro de 2007 e estimou que o campo poderia ter reservas provadas mais reservas prováveis recuperáveis de 5 a 8 bilhões de *boe* de óleo leve. Em março de 2010, a Petrobras anunciou que Tupi tinha produtividade potencial de 30 mil bbl/dia de óleo. Outro campo de óleo possivelmente maior é o Carioca-Guará-Pão de Açúcar, que foi descoberto a aproximadamente 80km a oeste de Tupi. Uma terceira descoberta, o poço Júpiter, foi anunciada em 21 de janeiro de 2008 e é estimada (de acordo com a administração da Petrobras) como contendo cerca de 100 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Em setembro de 2009, a Petrobras anunciou a descoberta de óleo e gás natural no poço de águas ultraprofundas de Abaré Oeste. Este poço está localizado no Bloco BM-S-9 próximo a outras descobertas relevantes como Guará, Carioca e Iguaçu. Em abril de 2009, a Petrobras anunciou a descoberta de evidências de óleo na camada do pré-sal do poço conhecido como Corcovado-1.

Na Bacia de Santos, o primeiro campo a ser desenvolvido foi o campo de gás de Merluza, desenvolvido pela Pecten-Shell no final da década de 1970 e na década de 1980, que atualmente produz cerca de 400 mil m^3 de gás natural. A Bacia de Santos pode alterar sensivelmente o mercado de gás do Brasil.

São conhecidos quatro sistemas petrolíferos na Bacia de Santos: três deles estão relacionados às rochas-fonte da Formação Guaratiba e (i) reservatórios de carbonatos microbiais da Formação Guaratiba, (ii) a reservatórios clásticos do Albiano e (iii) a reservatórios clásticos do Cretáceo Superior e do Terciário. O quarto sistema é responsável pelas acumulações de hidrocarbonetos na região sul da Bacia, e está relacionado as rochas-fonte de origem marinha do Albo-Turoniano e aos reservatórios calcáreos do Albiano e siliciclásticos do Cretáceo Superior.

Bacia de Camamu

A Bacia de Camamu situa-se na porção sul do litoral do Estado da Bahia, abrangendo parte da planície costeira. A Bacia de Camamu limita-se ao norte com as Bacias de Jacuípe e Recôncavo, através das zonas de transferências de Itapoã e Barra, respectivamente. O seu limite sul com a Bacia de Jequitinhonha, ocorre através do Alto de Olivença. Até a data deste Formulário de Referência, foram encontrados sete campos de petróleo nesta bacia, sendo dois pequenos campos terrestres: Morro do Barro (gás) e Jiribatuba (óleo); e 5 campos marítimos: Pinaúna (óleo), Sardinha (óleo e gás), Manati (gás) e Camarão / Camarão Norte (óleo e gás).

Bacia de Jequitinhonha

Com uma área aproximada de 10.000km^2, a Bacia de Jequitinhonha faz parte da região da margem continental sul no Estado da Bahia. A origem da Bacia de Jequitinhonha está relacionada ao processo de estiramento crustal que culminou com a ruptura do continente Gondwana e a formação do Oceano Atlântico. Sua evolução tectono-sedimentar engloba uma fase *rift* que compreende os depósitos dominantemente siliciclásticos continentais da Formação Mariricu (Barremiano/Aptiano), e uma fase pós-*rift* que inclui os depósitos marinhos de água rasa das formações São Mateus e Regência (Albiano/Cenomaniano), os sedimentos marinhos pelíticos de água mais profunda da Formação Urucutuca e os depósitos de plataforma das formações Rio Doce e Caravelas (Neocretáceo/Terciário).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Com cerca de 27 poços exploratórios perfurados até o momento, a Bacia de Jequitinhonha apresenta indícios de hidrocarbonetos líquidos e gasosos esparsos em diversos poços, mas apenas uma acumulação de óleo sub-comercial, descoberta pelo poço 1-BAS-37. Nesta acumulação a trapa compreende reservatórios siliciclásticos (arenitos e conglomerados) do Membro Mucuri, depositados sobre um alto do embasamento e selados por camadas evaporíticas do Membro Itaúnas, ambos da Formação Mariricu. Este poço produziu cerca de 900.000 bbl de óleo e 12 milhões de metros cúbicos de gás entre 1980 e 1984.

Outras Bacias Brasileiras

Bacias Marítimas

Além das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, há outras bacias que compõem a área sedimentar brasileira. Muitas bacias ainda estão inexploradas ou pouco exploradas e são consideradas bacias de fronteira, como as bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas na Margem Equatorial brasileira, as Bacias de Pernambuco-Paraiba e Jacuípe na margem nordeste do Brasil, a Bacia de Cumuruxatiba na margem leste e a Bacia de Pelotas no extremo sul do Brasil. Outro conjunto de Bacias, incluindo as Bacias do Ceará, Potiguar e de Sergipe-Alagoas localizadas na margem nordeste brasileira, são bacias produtoras em águas rasas e praticamente inexploradas em águas profundas (exceto o campo de Piranema na Bacia de Sergipe-Alagoas).

As Bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas estão situadas na parte noroeste da Margem Equatorial brasileira. Estas bacias ainda são consideradas áreas de fronteira, com elevados riscos de exploração. A Bacia Potiguar é a bacia localizada no ponto mais extremo do país e é uma típica bacia de margem passiva que experimentou deslocamento continental e separação de placas. A bacia cobre uma área de aproximadamente 48.000km² e se estende tanto em terra quanto em mar, com a maioria da exploração ocorrendo em terra ou em águas rasas.

Bacias Terrestres

As bacias brasileiras terrestres podem ser divididas em dois tipos principais, as bacias interiores do Proterozóico-Paleozóico e as bacias costeiras do Cretáceo. Considerando as bacias interiores do Proterozóico-Paleozóico, exceto a bacia do Solimões (que já é uma bacia produtora de petróleo e gás natural), todas as outras são bacias inexploradas ou muito pouco exploradas (incluindo as do Acre, Amazonas, Parnaiba, São Francisco, Paraná e Parecis-Alto Xingu). Considerando as bacias costeiras do Cretáceo, embora as bacias Potiguar, Sergipe-Alagoas, do Recôncavo e do Espírito Santo sejam todas consideradas bacias maduras, muitas outras (incluindo as de Marajó, Araripe-Rio do Peixe, Tucano, São Luiz e Tacutu) ainda são em grande parte ou inteiramente inexploradas.

Infraestrutura

Infraestrutura de Óleo

Oleodutos

A infraestrutura de petróleo no Brasil ainda é relativamente limitada em escopo, e a maioria da produção de petróleo no país, particularmente provinda de águas profundas, é carregada em navios-tanque e enviada diretamente para os terminais e refinarias costeiras, ou exportada.

Bacia de Campos – águas rasas

Há uma considerável infraestrutura de dutos em águas rasas na Bacia de Campos, de longe a bacia em produção mais importante. O petróleo produzido nesta área em campos mais maduros é direcionado para a costa por dutos de 22 polegadas do campo de Garoupa e por dutos de 24 polegadas do duto de Enchova. Ambas linhas alcançam a costa na Barra do Furado. A produção dos dois dutos é então combinada e flui por um único duto de 38 polegadas para Cabiúnas, 10km a nordeste de Macaé. Ali o petróleo é tratado e bombeado para a refinaria de Duque de Caxias, por um duto de 32 polegadas.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Bacia de Campos – águas profundas (PDET)

Um importante projeto que foi elaborado em 2007 é o Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo (PDET). Este projeto possibilitou que parte do óleo, que era anteriormente carregado em navios-tanque, fosse transportado para a costa via sistema oleoduto/navio-tanque que foi construído para servir três campos na Bacia: Marlim Leste, Marlim Sul e Roncador. O projeto envolveu a instalação de uma plataforma fixa (conhecida como PRA-1, ou Platadorma de Rebombeamento Autônoma) localizada a 113km da costa em águas rasas (110m), próximo ao campo de Garoupa. O PRA-1 concentra o óleo de três campos, e armazena o mesmo em um barco FSO (Cidade de Macaé MV15) que fica próximo, de onde o óleo é então descarregado em shuttle tankers (dois mono-flutuadores adicionam capacidade extra de descarregamento se necessário). A capacidade do sistema é de 818.000 bbl/dia e requeriu um investimento de capital de quase US$ 1 bilhão.

Outras bacias

Sistemas de oleodutos localizados também conectam à costa os campos das bacias de Sergipe-Alagoas, Potiguar e Recôncavo - que não estão próximos dos maiores centros de consumo - aos terminais costeiros de exportação de onde o petróleo é enviado por navio ao longo da costa para refinarias em Fortaleza, Bahia e outros. Na Bacia de Santos, não existe atualmente infraestrutura para petróleo.

Mapa de Infra estrutura de óleo no Brasil

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Infraestruturas de Gás

Gasodutos Domésticos

A rede de gasodutos no Brasil ainda é relativamente subdesenvolvida apesar da grande expansão que está atualmente ocorrendo. São mais de 9.000km de extensão de transmissão de gás, incluindo o trecho internacional de gasodutos e um sistema amplo de distribuição. No entanto, a infra-estrutura existente abrange apenas uma pequena proporção do país, atendendo principalmente os principais centros populacionais de São Paulo e Rio de Janeiro, alguns estados no sul e os estados costeiros do nordeste.

Na Bacia de Campos, há duas principais plataformas de coleta de *offshore* em Enchova e Garoupa, de onde o gás é canalizado para a praia antes de ser transportado para a refinaria de Duque de Caxias. Avanços a rede do sudeste estão em andamento e, em 2008, incluiu o início do gasoduto de 454km entre Campinas e as plantas movidas a gás perto de Cacimbas.

GASENE

O gasoduto de GASENE liga a região do Nordeste com as principais áreas produtoras do Sudeste. Trata-se de 1.400km de comprimento com uma capacidade para 20 milhões de m³/dia, embora possa ser aumentada para 30 milhões de m³/dia através da compressão. O duto foi inaugurado em março de 2010.
O projeto está dividido em três partes:

- Cabiúnas – O trecho de Vitória é de 300km de extensão, com uma capacidade de 5,5 milhões de m³/dia. Inicialmente será utilizado para enviar gás ao sul do país para Macaé, TermoRio e para as geradores da Eletrobolt, no Rio de Janeiro.
- Vitória – O trecho de Cacimbas é de 127km de comprimento e foi encomendado em novembro de 2007. Cacimbas é o ponto de desembarque dos gasodutos próximos à terra dos campos de gás offshore na Bacia do Espírito Santo.
- Cacimbas – A seção de Catu é de 954km de comprimento com uma capacidade inicial de 20 milhões de m³/dia. O duto conecta com Cacimbas Catu, na Bahia. A construção começou em maio de 2008 e foi concluída em março de 2010.

Urucu - Manaus

Apesar de existirem reservas de gás consideráveis na região do Amazonas (Campo de Urucu), o mercado e a infra-estrutura são historicamente inexistentes, com apenas um gasoduto ligando o Campo do Rio Urucu com um terminal de exportação, perto da cidade de Coari. No entanto, um novo gasoduto está sendo construído que ligará Urucu até a cidade de Manaus, o principal centro populacional da Amazônia, onde o gás será usado principalmente para geração de energia.

Gasodutos Internacionais

Gasoduto Bolívia - Brasil (BBPL - Bolívia para o Brasil)

O trecho brasileiro do gasoduto Bolívia-Brasil (BBPL) é operado por uma *joint venture* denominada Transportadora Gasoduto Brasileira SA (TBG), no qual a Petrobras detém uma participação de 51%. A construção do BBPL começou em agosto de 1997. A primeira seção do gasoduto, chegando até São Paulo, foi inaugurada em 1999. O segundo trecho, entre Campinas e Porto Alegre foi inaugurado oficialmente em 2000.

Em agosto de 2005, a Petrobras anunciou planos para expandir a capacidade dos gasodutos BBPL em 13% para uma capacidade de 34 milhões de m³/dia por meio de *looping*, mas esse projeto foi cancelado em maio de 2006, após o “Decreto de Nacionalização” da Bolívia.

Transportadora de Gas del Mercosur (TGM - Argentina to Brazil)

O gasoduto da Transportadora de Gas del Mercosur (TGM) entrou em operação em 2000, sinalizando a primeira exportação de gás da Argentina para o Brasil. O gasoduto é de 24 polegadas e a linha tem uma extensão de 437km, que liga a Bacia de Neuquén na Argentina a fronteira brasileira. Diante da fronteira, a extensão de 50km do gasoduto (chamado de TSB) leva o gás para uma usina de 600 MW em Uruguaiana.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

GNL - Gás Natural Liquefeito

O Brasil começou a importar GNL no início de 2009 através de dois terminais de importação, uma localizada no nordeste do país, no Ceará, e outra perto dos principais mercados de gás do sudeste, no Rio de Janeiro. Ambos os terminais oferecem navios de re-gaseificação, com um ponto de ancoragem, podendo conectar diretamente à rede de gás nacional. Os terminais são projetados para fornecer flexibilidade no fornecimento de gás e, principalmente, ajudar a atender a demanda termelétrica na região.

Mapa de Infra estrutura de gás no Brasil

(ii) condições de competição nos mercados

Concorrência

A Petrobras permanece sendo a maior empresa na indústria brasileira de petróleo e gás natural. Outros participantes importantes incluem, porém não estão limitados, à Companhia, à Shell, Repsol, OGX, Devon Energy, Chevron e Statoil. Pretendemos focar exclusivamente nas atividades de exploração e produção, e vemos a presença de outras companhias locais e internacionais de petróleo e gás natural como uma oportunidade de criar alianças de sucesso com companhias que buscam acesso ao conhecimento local superior. A tabela abaixo demonstra as principais companhias de petróleo e gás natural no Brasil, classificadas por produção.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Produção de Petróleo (mil bbl/dia) no Brasil				
	Blocos de exploração	**2007**	**2008**	**2009**
1	Petrobras	1.711,4	1.771,2	1.894,9
2	Shell.....	22,1	23,2	22,8
3	Repsol	15,6	13,2	11,1
4	Devon	1,6	4,4	10,7
5	Chevron	-	-	5,9
6	Outros.....	8,6	8,2	11,0
	Total	**1.759,3**	**1.820,2**	**1.956,4**

Fonte Wood Mackenzie

Produção Local de Gás Natural (mil m³/dia) no Brasil				
	Blocos de exploração	**2007**	**2008**	**2009**
1	Petrobras	22.087	27.519	21.657
2	Queiroz Galvão	1.725	2.555	2.319
	Brasoil	25	566	515
	Norse Energy.....	317	566	515
3	Shell	235	275	235
	El Paso	201	142	190
4	Repsol	255	210	173
5	Outros.....	198	164	292
	Total	25.044	31.997	25.896

Fonte Wood Mackenzie e ANP

Após o final do monopólio da Petrobras, e particularmente nas últimas rodadas de leilão da ANP, a indústria atraiu um número significativo de novos concorrentes para o Brasil. Havia 19 companhias locais e internacionais participando como ofertantes na décima rodada de licitação da ANP. Independente da participação de empresas internacionais de petróleo. Isto é atribuído, em parte, ao período de tempo necessário para explorar, desenvolver e produzir os recursos potenciais de petróleo e gás natural. Como a primeira rodada de licitação ocorreu em 1999, as companhias de petróleo e gás natural (que não a Petrobras) apenas recentemente iniciaram a produção a partir de seus blocos.

O panorama competitivo criado pela Lei do Petróleo apresentou oportunidades para que pequenos *players* se inserissem no mercado brasileiro de exploração e produção, principalmente em áreas terrestres que demandam menos capital, para competir com sucesso contra seus rivais de maior porte. Até o momento, aproximadamente 23 companhias detêm ativos e operam nestas bacias terrestres. Nas dez primeiras rodadas de leilão, dos 765 blocos de exploração adjudicados no processo de concorrência desde 1999, muitos foram adjudicados a companhias brasileiras que não a Petrobras. A ANP concentrou seus esforços nas quatro últimas rodadas de licitação para encorajar companhias brasileiras independentes a participar e assim aumentar a concorrência. Um total de 48 companhias brasileiras e internacionais foram qualificadas para a décima rodada de licitação, muitas delas sendo iniciantes.

Os esforços da ANP para diversificar e atrair novos competidores para o Brasil continuam a ter sucesso. Os competidores principais da América do Norte no mercado brasileiro de petróleo e gás natural incluem a Devon Energy, El Paso e a Anadarko. Empresas internacionais como a BP e a Eni também estão presentes no Brasil. Juntamente com estas grandes companhias de petróleo internacionais, outras companhias que já produzem petróleo e gás natural incluem a Petrosynergy, W. Washington, Aurizônia e a Recôncavo E&P.

d) eventual sazonalidade

Existe um certo nível de sazonalidade na indústria de petróleo e gás no que se refere ao consumo, que pode afetar o equilíbrio entre oferta e demanda dos produtos que nós produzimos. Estamos sujeitos à sazonalidade tanto no mercado interno, quanto no exterior, o que pode influenciar particularmente a demanda por derivados de petróleo, tais como sazonalidade agrícola e as estações de inverno e verão no hemisfério norte (principalmente com relação a óleo para aquecimento, propano e querosene).

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

e) principais insumos e matérias primas, informando:

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

Somos parte em diversos contratos pelos quais contratamos bens e serviços diversos, complementares ou acessórios à nossa principal atividade, bem como aqueles destinados a suportar nossas atividades administrativas. Esses contratos, quando considerados em conjunto, são relevantes para os nossos negócios. Não há, todavia, contratos relevantes de bens ou serviços com determinado fornecedor, cuja rescisão ou renegociação possa impactar substancialmente nossos negócios.

Os principais serviços utilizados pela Companhia são: (i) aquisição e processamento de dados de geologia, geoquímica e geofísica; (ii) perfuração de poços; (iii) perfilagem e avaliação de poços; (iv) transporte aéreo e marítimo; (v) preparação de acessos e bases de perfuração; e (vi) preparação de bases de logística e apoio.

Os principais materiais e equipamentos utilizados pela Companhia estão disponíveis no Brasil, mesmo aqueles de origem estrangeira. Dentre tais materiais e equipamentos destacamos: (i) insumos para as atividades de perfuração como produtos químicos para lama de perfuração, cimento e aditivos, entre outros; (ii) tubos de revestimento e tubos de perfuração e produção; e (iii) combustíveis para embarcações.

Todos os investimentos conduzidos nas atividades de exploração e produção no Brasil devem atender às ofertas feitas pela Companhia nos leilões da ANP, quanto ao "conteúdo local" e "investimentos mínimos" comprometidos quando da aquisição dos blocos de exploração.

Os nossos principais fornecedores de serviços na Bacia de Jequitinhonha são:

- Schlumberger, para perfilagem e teste de poços e serviços de avaliação, incluindo o fornecimento de insumos como os produtos químicos utilizados.
- MiSwaco para gerenciamento de resíduos de perfuração;
- Geoservice para serviços de mudlogging
- CWA para acompanhamento geológico do poço; e
- No entanto, estamos estudando outras contratações que poderão incluir outras empresas como Baker Hughes, Weatherford and Smith.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

Não há dependência relevante de poucos fornecedores, ainda que em alguns nichos intensivos em capital o fornecimento de serviços ou equipamentos seja feito por um número reduzido de companhias.

iii. eventual volatilidade em seus preços

Grande parte dos custos da indústria de petróleo e gás está intimamente relacionada aos preços internacionais dos fornecedores. Assim, alterações nos preços da commodity podem implicar em alterações em nossos custos. A volatilidade dos preços de petróleo no curto prazo não impacta imediatamente os custos, mas uma mudança de patamar implica ajuste nos custos no médio prazo.

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

a) montante total de receitas provenientes do cliente

Possuímos um contrato de longo prazo (25 anos) com a Petrobras, que adquire toda a produção de gás da nossa controlada Manati S.A. A Petrobras é a nossa principal cliente e a receita gerada por esse contrato responde pela maior parte da nossa receita total. Para informações sobre o montante total de receitas provenientes da Petrobras, confira a Seção 10 – Item 10.11 deste Formulário de Referência.

b) Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

As receitas provenientes da Petrobras afetam diretamente as nossas receitas no segmento de exploração e produção de petróleo e gás, único segmento em que atuamos.

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

Constituição Federal

A Constituição Federal Brasileira de 1988, em seu artigo 177, estabeleceu o monopólio do Governo Federal sobre a prospecção, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, recursos de gás natural e demais depósitos de hidrocarbonetos fluidos, assim como sobre o refino, a importação, a exportação e o transporte marítimo ou por dutos de petróleo cru, produtos derivados do petróleo e gás natural. Na época de sua promulgação, o parágrafo primeiro do artigo 177 da Constituição Federal proibia a cessão ou a concessão para a indústria privada de qualquer tipo de atividade envolvendo a exploração de petróleo ou gás natural.

Contudo, em 10 de novembro de 1995, o Congresso Nacional aprovou uma alteração que impactou no ambiente regulatório da indústria de petróleo e gás natural, por meio da Emenda Constitucional nº 9, que alterou o parágrafo primeiro do artigo 177, de modo a permitir que sociedades privadas ou estatais atuassem na exploração e produção de petróleo e gás natural (*upstream*) e no refino, distribuição e venda dos seus respectivos produtos (*downstream*), observadas as condições estabelecidas na legislação.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Lei do Petróleo

No dia 6 de agosto de 1997, a Lei do Petróleo foi promulgada, estabelecendo as regras e princípios relativos à contratação das atividades de *upstream* e *downstream* no País. Entre outras coisas, a Lei do Petróleo:

- confirmou o monopólio do Governo Federal sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e ainda dispôs que a exploração e a produção de tais hidrocarbonetos seriam regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal;
- criou o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (órgão subordinado à Presidência da República responsável pelo estabelecimento de políticas públicas relativas ao setor de energia) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (agência reguladora vinculada ao Ministério de Minas e Energia responsável pela edição de normas relativas às atividades de *upstream* e *downstream*);
- revogou a Lei nº 2004/53, a qual designava a Petrobras como agente exclusivo para exercer o monopólio do Governo Federal;
- estabeleceu os principais termos e condições aplicáveis aos contratos para exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos, os chamados contratos de concessão, por meio dos quais o Governo Federal formalizará a contratação de sociedades privadas ou estatais que pretendam atuar neste setor; e
- ratificou as atividades desenvolvidas pela Petrobras antes da promulgação da Lei do Petróleo, conferindo à mesma (sem necessidade de procedimento licitatório) o direito de: (i) produzir com exclusividade nos campos em que já iniciara produção; e (ii) explorar as áreas nas quais pudesse demonstrar indícios da realização de investimentos e trabalhos prévios.

CNPE

O CNPE, criado pela Lei do Petróleo, é um conselho vinculado à Presidência da República, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. Cabe ao CNPE apresentar políticas energéticas nacionais, criar políticas de produção de petróleo e gás natural e estabelecer as diretrizes relativas aos procedimentos licitatórios de blocos exploratórios e áreas com viabilidade reconhecida, de acordo com o estabelecido na Lei do Petróleo.

ANP

Conforme acima indicado, a Lei do Petróleo criou uma agência reguladora independente, a ANP. A ANP é uma autarquia especial integrante da Administração Pública Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. A função da ANP é regular o setor brasileiro de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis. Um dos principais objetivos da ANP é criar um ambiente competitivo para as atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural no Brasil, que resulte em menores preços e melhores serviços para os consumidores, incluindo a garantia de fornecimento de combustível. Suas principais responsabilidades incluem (i) promover e exigir o cumprimento da regulação do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis do País, (ii) realizar procedimentos licitatórios para a concessão de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e biocombustíveis e celebrar, em nome do Governo Federal, os respectivos contratos de concessão, (iii) autorizar o transporte, a importação e a exportação, o refino e o processamento de produtos derivados do petróleo, gás natural e biocombustíveis, e (iv) fiscalizar as atividades econômicas integrantes das indústrias de petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com o estabelecido na Lei do Petróleo, regulamentada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, nas diretrizes emanadas do CNPE e em conformidade com os interesses do País.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Concessões

Com o objetivo de atrair investimentos privados no setor de petróleo e gás natural do País, a Lei do Petróleo definiu os principais termos e condições a serem utilizados pelo Governo Federal na concessão de atividades no setor de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. A ANP, em nome do Governo Federal, tem a responsabilidade de outorgar contratos de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, por meio de um processo de licitação transparente e competitivo, conduzido nos termos dos artigos 8° e 23 da Lei do Petróleo. A única exceção foi a chamada Rodada Zero, em que foram outorgados diretamente à Petrobras contratos de concessão relativos à blocos de exploração e produção nos quais a mesma já tenha realizado atividades e ou assumido compromissos financeiros, antes da promulgação da Lei do Petróleo. A concessão direta de tais blocos à Petrobras na Rodada Zero foi um reconhecimento das prévias atividades desenvolvidas pela empresa nessas áreas, na qualidade de única executora do monopólio estatal então existente e a preservação dos seus direitos já adquiridos durante o regime de monopólio. Desde 1999, a ANP conduziu 10 rodadas de licitações de blocos exploratórios.

O processo de identificação e definição dos blocos a serem oferecidos nas rodadas de licitação é feito com base na existência de dados geológicos e geofísicos indicando a presença de hidrocarbonetos. Ainda, com o fim de proteger o meio ambiente, a ANP, o IBAMA e as agências estaduais governamentais analisarão previamente todas as áreas que pretendem ser oferecidas nas respectivas rodadas de licitação. As exigências relativas ao licenciamento ambiental para os distintos blocos a serem oferecidos serão então publicadas, permitindo ao(s) futuro(s) concessionário(s) avaliar os aspectos ambientais na escolha das áreas que pretende(m) perseguir. Essas diretrizes ambientais são revisadas e atualizadas a cada rodada de licitação promovida pela ANP.

Para participar das rodadas de licitações promovidas pela ANP, as companhias devem se habilitar individualmente. No entanto, elas podem apresentar ofertas na licitação tanto individualmente quanto por meio de consórcios. No caso de consórcios, a ANP exige a indicação da empresa líder, chamada de “operadora”, que será responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas, ainda que não-operadoras, pelo cumprimento das disposições previstas no respectivo contrato de concessão.

O processo de habilitação inicia-se com a apresentação de um conjunto de documentos chamado “manifestação de interesse”, o qual compreende as seguintes informações (juntamente com quaisquer outras informações que a companhia considere relevantes): (i) contrato/estatuto social da companhia e atas de assembleias de acionistas; (ii) procuração relativa à designação do representante da companhia junto à ANP; (iii) qualificação do representante da companhia, incluindo o número de telefone e endereço; (iv) acordo de confidencialidade, o qual deve ser celebrado com a ANP pelo representante da companhia; (v) descrição da denominação social da companhia e de quaisquer pessoas que detenham mais de 20% de seu capital votante, com a descrição das respectivas ações detidas; (vi) carta de encaminhamento assinada pelo representante da companhia, a qual deve ser entregue para atestar a veracidade de todas as informações contidas nos documentos exigidos no processo de licitação; (vii) declaração da companhia atestando que tem conhecimento das leis brasileiras que proíbem e punem comportamentos considerados prejudiciais aos objetivos do processo de licitação e que não terá quaisquer desses procedimentos; e (viii) qual função a companhia deseja desempenhar, como operadora – A, B ou C – ou como não operadora, sendo que as operadoras A estão habilitadas a apresentar propostas para todos os blocos, as operadoras B estão limitadas a blocos terrestres e em águas rasas, e as operadoras C estão restritas a blocos terrestres.

As companhias que apresentarem manifestação de interesse devem pagar uma taxa de participação antes da apresentação de sua habilitação técnica, legal e financeira. Ao realizarem tal pagamento, recebem um pacote com todos os dados relevantes das áreas em licitação, contendo informações técnicas e sumários geológicos. A taxa de participação varia de acordo com a bacia onde os blocos estão localizados, sendo que as companhias somente podem apresentar propostas para os blocos localizados nos setores das bacias para os quais pagaram taxa de participação.

Caso a companhia decida prosseguir, participará de uma segunda rodada de habilitação, na qual certas questões técnicas, legais e financeiras serão consideradas, conforme descrito a seguir:

- *Habilitação técnica:* a habilitação técnica das companhias será baseada na sua experiência em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. As companhias podem buscar habilitação técnica como operacional ou não-operacional. As companhias que buscam habilitação como operadoras devem apresentar um sumário técnico com informações que comprovem sua capacidade operacional. Por sua vez, as companhias habilitadas como não operadoras somente podem participar de rodadas de licitação como membros de consórcios

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

que possuam uma operadora habilitada para operar o bloco em questão. As companhias podem se habilitar como operadoras A, B ou C;

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- *Habilitação legal:* a habilitação legal das companhias exige a apresentação da documentação societária pertinente à ANP. Tal documentação inclui o contrato/estatuto social da companhia, assim como uma descrição da sua cadeia de acionistas. As companhias estrangeiras devem apresentar documentos que comprovem que as mesmas são legalmente constituídas de acordo com as leis de seus países de origem e o compromisso de que, na hipótese de sucesso na licitação, constituirão uma sociedade com sede e administração no Brasil, organizada de acordo com as leis brasileiras; e

- *Habilitação financeira:* a habilitação financeira é realizada com base em um patrimônio líquido mínimo exigido, com diferentes valores correspondentes aos vários níveis de habilitação. Na Nona Rodada de Licitação, exigia-se dos operadores A um patrimônio líquido de pelo menos R$22 milhões; dos operadores B de pelo menos R$20 milhões e dos operadores C de pelo menos R$1 milhão. Companhias com patrimônio líquido inferior a R$1 milhão não podem participar das licitações, a menos que o façam na qualidade de membro de um consórcio. As determinações da habilitação financeira são realizadas com base nas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da companhia, referências bancárias e/ou outros documentos financeiros.

Caso todas as exigências sejam satisfeitas, a companhia é considerada habilitada a participar da licitação e apresentar propostas para as áreas em leilão de sua categoria.

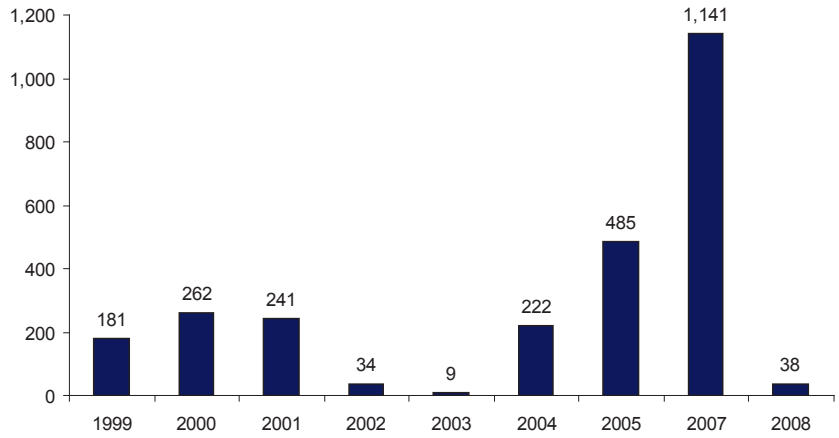
Taxas devidas ao Governo Federal relacionadas às operações de E&P

Com a entrada em vigor da Lei do Petróleo e das regulamentações aplicáveis emitidas pela ANP, os concessinários são obrigados a pagar ao Governo Federal o seguinte:

- bônus de assinatura;
- pagamento por ocupação e retenção da área;
- participação especial; e
- *royalties*.

O valor mínimo dos bônus de assinatura é estabelecido nas regras da licitação para as concessões a serem leiloadas, estando o valor final para pagamento baseado no valor da proposta vencedora. Os bônus de assinatura devem ser pagos no ato da assinatura do contrato de concessão com a ANP. O quadro abaixo indica o valor total dos pagamentos de bônus de assinatura nas rodadas de licitação 1 a 10 realizadas pela ANP:

Bônus de Assinatura (US$ milhão)



7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O pagamento a título de ocupação e retenção das áreas de concessão é determinado nas respectivas regras da licitação e deve ser pago anualmente. Para fins do cálculo desse pagamento, a ANP leva em consideração fatores como a localização e o tamanho do respectivo bloco concedido, a bacia sedimentar e as suas características geológicas. Não obstante, o artigo 28 do Decreto nº 2.705/98 estabelece requisitos mínimos e máximos para a cobrança desse valor. Tais requisitos podem variar de acordo com a fase em que o bloco concedido se encontra. Para esse fim, as fases de exploração, desenvolvimento e produção (nessa ordem) possuem requisitos crescentes.

A participação especial será devida pelas concessionárias na hipótese de obterem elevados volumes de produção e/ou rentabilidade a partir dos campos de petróleo, em conformidade com critérios estabelecidos pela regulamentação aplicável. A participação especial será paga trimestralmente por campo a partir da data em que ocorrer a produção extraordinária. Quando devida, a participação especial variará entre 0% e 40% da receita líquida dependendo (i) do volume de produção, (ii) ano de início da produção e (iii) se o bloco localiza-se em terra, águas rasas ou profundas. De acordo com a Lei do Petróleo e a regulamentação aplicável editada pela ANP, a participação especial é calculada com base na receita líquida trimestral de cada campo, que consiste na receita bruta calculada utilizando-se preços de referência publicados pela ANP (que reflitam os preços internacionais e a taxa de câmbio no período) menos:

- *royalties* pagos;
- investimento na exploração;
- custos operacionais; e
- ajustes de amortização e tributos incidentes.

A ANP também é responsável pela determinação dos *royalties* mensais a serem pagos com relação à produção. Os *royalties* geralmente correspondem a uma porcentagem entre 5% e 10% aplicada aos preços de referência de petróleo e gás natural, conforme estabelecido no respectivo edital de licitação e contrato de concessão. Ao determinar a porcentagem dos *royalties* aplicáveis a um bloco específico objeto de concessão, a ANP leva em consideração, entre outros fatores, os riscos geológicos envolvidos e os níveis de produção esperados. Os *royalties* no Brasil consistem em uma contribuição financeira similar a um “severance tax”, e as respectivas reservas estão incluídas nas reservas por nós divulgadas.

A Lei do Petróleo também exige que as concessionárias de campos terrestres paguem ao proprietário das terras uma participação especial, que varia entre 0,5% e 1,0% da receita operacional líquida derivada da produção no campo.

Análise das Propostas

Ao analisar as propostas apresentadas pelas companhias interessadas, a ANP identifica a proposta mais vantajosa de acordo com critérios objetivos definidos no respectivo edital de licitação. A pontuação de cada proposta é definida com base na soma ponderada dos pontos determinados para cada fator de avaliação. Nas rodadas de licitação realizadas, a fórmula utilizada pela ANP incluiu os seguintes fatores de avaliação: (i) bônus de assinatura, com peso relativo de 40%; (ii) comprometimento da concessionária em utilizar o conteúdo local, com peso relativo de 20% (sendo 5% na fase exploratória e 15% na fase de desenvolvimento); e (iii) o Programa Exploratório Mínimo – PEM, com peso relativo de 40%.

Contratos de Concessão de acordo com a Lei do Petróleo

O contrato de concessão é dividido em duas fases: (i) a exploração; e (ii) o desenvolvimento e a produção. A fase de exploração pode durar de três a oito anos, ao passo que a fase de desenvolvimento e produção pode durar até 27 anos (sendo permitida a prorrogação mediante aprovação da ANP).

Os principais termos e condições dos contratos de concessão estão explicitados no artigo 43 da Lei do Petróleo, e incluem: (i) definição do bloco objeto da concessão; (ii) prazos de duração e principais termos para as atividades de exploração e produção; (iii) regras e condições para a devolução e desocupação parcial das áreas concedidas; (iv) indicação das garantias a serem prestadas pela concessionária para assegurar o cumprimento do contrato de concessão, incluindo os investimentos exigidos em cada fase; (v) penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pela concessionária dos termos contratuais; (vi) procedimentos relativos à transferência do contrato; e (vii) especificação de regras e condições para a devolução e desocupação completa das áreas concedidas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de ativos.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Os direitos e obrigações das partes são estabelecidas no contrato de concessão e na regulamentação editada pela ANP.

Dentre os principais direitos das concessionárias, se incluem: (i) o direito exclusivo de exploração, desenvolvimento e produção na área sob concessão; (ii) a propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos; (iii) o direito de vender os hidrocarbonetos produzidos; e (iv) o direito de exportar os hidrocarbonetos, desde que em observância às obrigações de fornecimento doméstico no caso de declaração de estado de emergência.

Dentre as principais obrigações das concessionárias nos termos do contrato de concessão estão incluídas: (i) assunção de todos os custos e riscos relativos à exploração, desenvolvimento e produção dos hidrocarbonetos, incluindo responsabilidades relativas a danos ambientais; (ii) cumprimento das exigências relativas à aquisição de ativos e serviços de fornecedores internos ("conteúdo local"); (iii) cumprimento das exigências relativas à execução do Programa Exploratório Mínimo – PEM apresentado na proposta vencedora; (iv) atividades de conservação de depósitos petrolíferos; (v) apresentação periódica à ANP de relatórios, dados e informações relevantes; (vi) pagamentos de participação governamental; e (vii) responsabilidade pelos custos relativos à desativação das instalações, nos termos da legislação brasileira e das melhores práticas da indústria petrolífera.

De acordo com o contrato de concessão, as partes devem acordar a resolução de quaisquer litígios ou controvérsias dele decorrentes ou a ele relativas por meio de procedimento arbitral *ad hoc*. A arbitragem será conduzida por três árbitros no Município do Rio de Janeiro, em português, de acordo com a Lei nº. 9.307, de 23 de setembro de 1996 (Lei da Arbitragem) e com as regras da Câmara de Arbitragem da Câmara Internacional de Comércio.

Consórcios e Joint Operating Agreements

A fim de mitigar os riscos exploratórios e maximizar o alcance de seu portifólio, muitas companhias do setor brasileiro de petróleo e gás natural apresentam propostas como membros de consórcios. O processo envolve, antes da rodada de licitação, a celebração de um contrato entre as companhias para apresentação de proposta conjunta, o qual estabelece, entre outros, os termos e condições, o cronograma para o estudo conjunto da área em questão e as participações a serem detidas por cada um dos membros. Em geral, as partes arcam com os custos relativos à área sob concessão proporcionalmente à sua participação em tal área. A legislação brasileira também estabelece responsabilidade solidária entre os membros dos consórcios.

Após a rodada de licitação, e antes ou depois de as partes assinarem o contrato de concessão com a ANP, os membros do consórcio geralmente celebram um contrato operacional ("*Joint Operating Agreement*") que descreve os papéis e os mecanismos para a exploração e a produção relativos ao bloco. Tais contratos privados são geralmente baseados em um modelo padrão elaborado pela Associação de Negociadores Internacionais de Petróleo. De acordo com este modelo, os consórcios são administrados por um comitê operacional, o qual é responsável pela supervisão e pelas orientações gerais das operações conjuntas, representando a mais alta autoridade com poder decisório do consórcio.

Contratos de Farm-in/Farm-out

As companhias do setor de petróleo e gás natural podem ceder os seus direitos sobre determinado bloco de exploração, integral ou parcialmente, por meio de contratos conhecidos como contratos de *farm-in* e *farm-out*, ou contratos de participação. Os termos e condições definem o percentual de participação no bloco de exploração acordado na cessão. Acreditamos que oportunidades significativas de *farm-in* e *farm-out* continuarão disponíveis nos próximos anos. Prevemos que uma estratégia bem concebida de *farm-in* e *farm-out* permitirá uma redução de risco por meio da diversificação do *portfolio*, dos custos de desenvolvimento compartilhados, e das necessidades de capital adicional para financiar esforços de exploração e/ou custos de desenvolvimento subsequentes. Esta abordagem é comum no setor de petróleo e gás natural e a crescente participação de investidores privados internos e estrangeiros aumenta as possibilidades de parcerias futuras.

Rodadas de Licitações Anteriores da ANP

As nossas atividades de E&P iniciaram-se por meio de um processo de *farm-in* realizado pela Petrobras entre os anos de 1998 e 2000, denominado *Round Zero*. Neste processo, participamos nos blocos BC-7, no qual fomos operadores para a Petrobras, BCAM-40 (onde foram descobertos os Campos de Manati e Camarão Norte) e BS-3 (onde descobrimos o Campo de Cavalo Marinho, posteriormente vendido, e onde participamos do desenvolvimento de óleo no Campo de Coral). A partir da rodada inicial da ANP em 1999, participamos de todas as rodadas

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

adicionais de licitações realizadas, adquirindo concessões em seis das dez rodadas realizadas até a presente data. Da Rodada 1 até a Rodada 8 fomos classificados pela ANP como operadores "B", ou seja, habilitados a operar em terra e água rasa. Nas duas últimas rodadas (rodadas 9 e 10), a Queiroz Galvão foi habilitada pela ANP como Operadora "A", ou seja, habilitada a operar em terra, águas rasas, profundas e ultra-profundas, sendo hoje a única empresa de controle privado brasileiro no setor de E&P com essa qualificação.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Das dez rodadas de licitação promovidas pela ANP, participamos com sucesso de seis, tendo adquirido o direito de concessão de 16 blocos exploratórios, incluindo quatro blocos da 8ª. Rodada, que até o momento encontra-se suspensa pela ANP.

Futuras Rodadas de Licitações da ANP

A ANP planeja continuar a oferecer concessões de exploração para blocos localizados em determinadas bacias em futuras rodadas de licitação, incluindo a Décima Primeira Rodada de Licitação, esperada para ocorrer no ano de 2011. Os sucessos exploratórios recentes e a crescente participação de novas companhias na Nona Rodada de Licitação sugerem que os procedimentos licitatórios se tornarão mais competitivos. Todavia, as rodadas de licitações da ANP podem estar sujeitas aos riscos de interrupção ou de mudança nos blocos a serem ofertados, como se verificou na oitava e nona rodadas de licitações, respectivamente. Na medida em que os procedimentos licitatórios são realizados com base nas decisões do CNPE, que determina as políticas energéticas e a conveniência de realizar-se ou não tais licitações, os riscos de interrupção e de mudança são maiores.

Como resultados das descobertas na camada do pré-sal, o Congresso Nacional aprovou quatro projetos de lei destinados a alterar o marco regulatório brasileiro e instituir um modelo de partilha da produção, que coexistirá com o modelo de concessão atual e poderá afetar as futuras rodadas de licitação da ANP. Tal modelo de partilha da produção prevê a concessão direta de blocos exploratórios para a Petrobras. Mesmo nos casos em que haja procedimento licitatório, o modelo de partilha da produção prevê que a Petrobras será a operadora em todos os contratos de partilha, com o mínimo de 30% de participação no consórcio contratado, o que poderá afetar a nossa capacidade de obter novas áreas exploratórias.

Aspectos Fiscais Relevantes sobre Atividades Upstream

O sistema especial alfandegário de mercadorias a ser utilizado nas atividades de petróleo e gás no Brasil, ou REPETRO, visa principalmente reduzir a carga tributária sobre empresas envolvidas na exploração e na extração de óleo e gás natural, por meio de isenção ampla de impostos federais devidos sobre a importação de determinados equipamentos (plataformas, equipamentos subaquáticos, dentre outros), sujeita ao cumprimento das exigências legais aplicáveis. Para se beneficiar do REPETRO, as mercadorias devem importadas numa base temporária e são emprestadas ou arrendadas de uma entidade estrangeira e a titularidade deverá permanecer com a entidade estrangeira.

Em 2007, a legislação relativa à imposição do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre equipamentos importados para o Brasil nos termos do sistema REPETRO foi substancialmente modificada (Acordo ICMS No. 130/07). Essa regulamentação permite aos estados brasileiros reduzirem a base fiscal do ICMS referente às mercadorias adquiridas nos termos do sistema REPETRO para a fase de produção e fase de exploração.

De acordo com a legislação atualmente em vigor, o ICMS sobre combustíveis derivados do petróleo é auferido no ponto de venda, e não ao nível de produção. Consequentemente, o imposto é principalmente cobrado nos Estados onde são efetuadas as vendas de combustível.

Nos termos da Lei do Petróleo e legislação subsequente, Lei No. 10.336/01, o Governo Federal estabeleceu a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), um tributo sobre o consumo devido pelos produtores, misturadores e importadores sobre as compras e vendas de petróleo e combustíveis a um percentual determinado para cada produto com base na unidade de medida normalmente utilizada para tais produtos.

Lei de Capitalização da Petrobras

Em 30 de junho de 2010 foi aprovada a Lei n° 12.276 pelo Congresso Nacional, autorizando o Governo Federal a assegurar para a Petrobras os direitos de exploração e produção em uma área pré-determinada, garantindo a recuperação no limite máximo de 5 bilhões de barris de petróleo, os quais serão pagos pela Petrobras na forma de emissão de ações.

A Lei também autorizou o Governo Federal a subscrever um montante adicional de ações do capital social da Petrobras, que serão pagas com os valores mobiliários emitidos pelo próprio Governo Federal. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, é assegurado direito de preferência a todos os acionistas da Petrobras.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Pré-Sal Petróleo S.A.

Em 2 de agosto de 2010, foi aprovada a Lei nº 12.304, que autoriza a criação de uma empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) que será responsável pela gestão dos contratos de partilha e produção, bem como dos contratos para a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União. Essa nova companhia, entretanto, não será responsável pela execução, seja direta ou indireta, das atividades de exploração, desenvolvimento, produção e comercialização de petróleo.

A PPSA representará a União nos contratos de partilha, fazendo parte dos consórcios formados para execução de tais contratos e terá direitos de voto e poderes de veto e exercerá a administração e controle dos custos advindos dos contratos de partilha de produção. A PPSA exercerá suas atividades em conjunto com a ANP, que supervisionará todos os regimes de produção, e ao CNPE, que será responsável por definir as diretrizes a serem aplicadas ao setor de petróleo e gás, incluindo no âmbito do novo marco regulatório.

Partilha de Produção e Fundo Social

Em 22 de dezembro de 2010, foi aprovada a Lei nº 12.351, que institui o regime de partilha de produção para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas pré-definidas, por meio do qual os blocos sujeitos a este modelo serão ou oferecidos à Petrobras de forma exclusiva ou ofertados em leilões públicos. Se ofertados em leilões públicos, o vencedor será a companhia que oferecer maior percentual de "excedente em óleo" para o Governo Federal, que é a produção de hidrocarbonetos de um certo campo após a dedução do "custo em óleo" (hidrocarbonetos equivalente aos custos de exploração e produção, conforme definido no modelo de partilha) e pagamentos de *royalties*. De acordo com tal modelo, os riscos de exploração serão suportados exclusivamente pela parte contratada e o petróleo e gás natural produzidos nesses blocos estarão sujeitos ao modelo de partilha. Se o contrato de partilha for concedido por meio de um leilão público, um consórcio deverá ser obrigatoriamente formado entre a companhia vencedora, a Petrobras (com a participação mínima de 30% e operadora) e a companhia estatal denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A, ou PPSA, a ser constituída com o propósito específico de gerenciar os contratos de partilha de produção.

Os direitos de exploração e produção referentes aos blocos a serem concedidos sob este modelo serão cedidos exclusivamente a Petrobras ou ofertados por meio de licitação. O vencedor da licitação será a companhia que oferecer o maior percentual de "excedente em óleo", que representa o total de petróleo e gás natural produzidos em determinado campo deduzido o "custo em óleo" (o equivalente, em petróleo e gás natural, aos custos de exploração e produção, conforme definido no contrato de partilha de produção) e o pagamento de royalties. De acordo com este modelo de partilha, todos os riscos da exploração devem ser assumidos pela parte contratada, e o petróleo e o gás natural produzidos dentro dos blocos sob o contrato de partilha depois do pagamento dos royalties deverão ser divididos entre "excedente em óleo" e "custo em óleo". O excedente em óleo é a parte da produção que será de propriedade dos contratados enquanto que o custo em óleo será a parcela da produção que servirá para reembolsar os custos das partes contratadas com a exploração, produção, desenvolvimento e abandono do campo.

A Lei nº 12.351 também cria um Fundo Social para gerir os recursos oriundos dos *royalties* da União, da comercialização de petróleo, gás natural e demais hidrocarbonetos da União e de outras fontes. Tais fontes serão aplicadas em projetos e programas públicos nas áreas de combate à pobreza e desenvolvimento da educação, cultura, ciência, tecnologia e sustentabilidade ambiental.

b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

O Brasil possui legislação específica com relação à proteção do meio ambiente. Os Governos Federal, Estadual e Municipal têm competência para defender e proteger o meio ambiente, bem como para promulgar leis relativas à matéria. Em virtude disso, as operações realizadas no Brasil encontram-se sujeitas a uma lista de normas ambientais e procedimentos de licenciamento. Para o desenvolvimento de atividades potencialmente poluidoras ou que utilizam recursos naturais, a Política Nacional do Meio Ambiente, instituída pela Lei n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981 e regulamentada pelo Decreto Federal n.º 99.274, de 06 de junho de 1990, estabelece a obrigação de prévio licenciamento ambiental, procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente analisa a localização, instalação, ampliação e operação dos empreendimentos, bem como estabelece as condições para o seu desenvolvimento.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Para os empreendimentos de impacto ambiental regional ou aqueles localizados no mar territorial brasileiro ou na plataforma continental (tais como as instalações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural), a competência para licenciar é atribuída ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA, agência federal ligada ao Ministério do Meio Ambiente. Com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência federal, o órgão estadual é, em regra, responsável pelas análises das atividades e emissão de licenças ambientais para atividades de E&P, bem como pela imposição de condições, restrições, medidas de controle e de mitigação pertinentes.

Nos termos da Resolução nº 23, de 7 de dezembro de 1994, e da Resolução nº. 350, de 6 de julho de 2004, editadas pelo CONAMA, o procedimento de licenciamento ambiental para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, possui cinco etapas por meio das quais as licenças devem ser obtidas: (i) licença de pesquisa sísmica; (ii) licença prévia para perfuração; (iii) licença prévia de produção para pesquisa; (iv) licença de instalação; e (v) licença de operação. As atividades de exploração e produção também podem ser licenciadas por meio da Resolução Conama Nº 237/97, como no caso de áreas ambientalmente sensíveis. As licenças de pesquisa sísmica, licença prévia para perfuração e licença prévia de produção para pesquisa devem ser obtidas previamente à instalação e operação das atividades. A licença de instalação autoriza a construção das instalações de produção e escoamento. A licença de operação autoriza o início e a manutenção das atividades operacionais e deve ser renovada periodicamente. Além disso, de acordo com a Resolução nº 306, de 5 de julho de 2006, e a sua posterior alteração pela Resolução nº 381, de 14 de dezembro de 2006, ambas editadas pelo CONAMA, as plataformas de petróleo e gás natural e suas instalações de apoio estão compulsoriamente sujeitas a auditorias ambientais independentes. O exercício de atividades potencialmente poluidoras na ausência de licença ambiental válida é classificado como infração administrativa e crime ambiental. Quaisquer atrasos ou negativas da autoridade responsável pelo licenciamento na emissão ou renovação de licenças, bem como a incapacidade por parte do empreendedor de cumprir com os requisitos ambientais estipulados durante o processo de licenciamento, poderão prejudicar ou mesmo impedir a construção e desenvolvimento regular de uma atividade.

O licenciamento ambiental para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas, dentre outras exigências, à elaboração prévia de estudo de impacto ambiental, bem como à implementação de medidas de mitigação e/ou compensação ambiental, por impactos causados ao meio ambiente em virtude das atividades ou empreendimentos. Como medida de compensação em atividades de significativo impacto ambiental, licenciadas por meio de EIA/RIMA (Resolução Conama Nº 237/97), o empreendedor está obrigado a alocar fundos para implementação e manutenção de unidades de conservação.

De acordo com a lei brasileira, pessoas ou sociedades cuja conduta ou atividades prejudiquem o meio ambiente estão sujeitas a sanções penais e administrativas, bem como a arcar com custos para reparar os danos efetivos resultantes de tal prejuízo. Aqueles que cometerem um crime contra o meio ambiente estão sujeitos às penalidades e sanções que variam de multas à reclusão (para pessoas físicas), suspensão ou interrupção das atividades, ou proibição de celebrar quaisquer contratos com órgão governamentais por até dez anos (para pessoas jurídicas). As agências de proteção ambiental do Governo também podem impor sanções administrativas àqueles que não cumprirem as leis e regulamentos ambientais, incluindo, entre outros:

- multas (que podem variar de R$50 até R$50 milhões);
- suspensão parcial ou total das atividades;
- obrigações de financiamento das obras de recuperação e projetos ambientais;
- extinção ou restrição dos incentivos fiscais ou benefícios;
- embargo dos estabelecimentos ou empreendimentos; e
- extinção ou suspensão da participação nas linhas de crédito junto a estabelecimentos de crédito oficiais.

A responsabilidade civil em matéria ambiental tem natureza objetiva e solidária, conforme disposições da Lei Federal n°. 6.938/81 e do Código Civil. Nesse sentido, o poluidor, agente responsável direta ou indiretamente pela atividade causadora de degradação ambiental, pode ser responsabilizado independentemente da existência de culpa, bastando que se verifique o nexo de causalidade entre o dano ambiental e a atividade exercida. A natureza solidária, por sua vez, implica na possibilidade de responsabilização integral de qualquer agente que tenha contribuído com a ocorrência, independentemente de seu grau de participação no resultado danoso, ressalvado o direito de regresso contra os demais causadores do dano.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Compromisso com Saúde, Segurança e Proteção ao Meio Ambiente

Estamos comprometidos em conduzir nossas atividades de forma a incorporar, como questões prioritárias, segurança, saúde, proteção ao meio ambiente e responsabilidade social. O nosso Conselho de Administração apontará programas e alocará os recursos necessários para assegurar que todos os colaboradores estejam cientes e trabalhem em conformidade com os princípios de saúde, segurança, meio ambiente e responsabilidade social. A nossa administração integrará estes princípios em nossos negócios e serão responsáveis por sua implantação com o objetivo de respeitar os direitos humanos e as comunidades locais, preservar o meio ambiente e a biodiversidade, agindo de forma socialmente responsável, e tendo sempre como prioridade a segurança de nossos colaboradores e de nossas operações, minimizando assim os impactos adversos de nossas atividades.

Cumpriremos todas as regulamentações aplicáveis relativas à saúde, segurança e proteção ao meio ambiente, e definiremos práticas e padrões internos conforme o necessário. Estes padrões e práticas serão comuns em todas as áreas de atuação da empresa e serão revisados levando em conta as tendências na legislação e nos padrões internacionais. Manteremos, regularmente, comunicação com os grupos de interesse e as comunidades locais, compartilhando nosso conhecimento, considerando suas demandas, e reportando nosso desempenho e o efeito de nossas atividades e produtos sobre as pessoas e o sobre meio ambiente, de forma confiável e transparente. Adicionalmente, estabeleceremos sistematicamente metas e objetivos para o aprimoramento contínuo nestas áreas. O desempenho em relação a estes objetivos será avaliado e as medidas corretivas necessárias serão aplicadas, sempre que necessário. Em nossos projetos, avaliaremos os impactos e gerenciaremos os potenciais riscos ambientais, sociais e de segurança associados às atividades de exploração e produção, agindo para sua minimização e controle. Buscaremos o comprometimento de todos os envolvidos com nossas atividades (colaboradores e contratados), para que tenhamos um alto desempenho operacional, ambiental, e em segurança operacional, saúde, e responsabilidade social.

Possuímos um Comitê de Alta Direção responsável por nosso Sistema de Gestão Integrado, baseado nas normas ISO 9001 (Qualidade), ISO 14001 (Meio Ambiente), OHSAS 18001 (Saúde e Segurança) e NBR 16001 (Responsabilidade Social), composto pelo primeiro nível de nossa gerência e presidido pelo nosso Diretor Geral.

As responsabilidades deste comitê são:

- supervisionar e administrar questões de meio ambiente, segurança do trabalho, saúde ocupacional, qualidade e responsabilidade social;
- estabelecer metas mensuráveis para estas disciplinas e assegurar seu cumprimento;
- analisar criticamente o desempenho do Sistema de Gestão Integrado;
- promover a conscientização sobre requisitos do cliente e partes interessadas em toda a organização, e definir mudanças na política de gestão integrada, sempre que necessário.

Serão definidos programas e alocados os recursos necessários para assegurar que todos os colaboradores estejam cientes e trabalhem em conformidade com os princípios de saúde, segurança, meio ambiente e responsabilidade social da empresa. A Alta Direção integrará estes princípios em nossos negócios e trabalharemos com o objetivo de respeitar os direitos humanos e as comunidades locais, preservar o meio ambiente e a biodiversidade, agindo de forma socialmente responsável, e tendo sempre como prioridade a segurança de nossos colaboradores e de nossas operações, minimizando assim os impactos adversos de nossas atividades.

Manteremos, regularmente, comunicação com os grupos de interesse e as comunidades locais, compartilhando nosso conhecimento, considerando suas demandas, e reportando nosso desempenho e o efeito de nossas atividades e produtos sobre as pessoas e o sobre meio ambiente, de forma confiável e transparente. Adicionalmente, estabeleceremos sistematicamente metas e objetivos para o aprimoramento contínuo do nosso desempenho, que será avaliado regularmente. Em nossos projetos, avaliaremos os impactos e gerenciaremos os potenciais riscos ambientais, sociais e de segurança associados às atividades de exploração e produção, agindo para sua minimização e controle. Buscaremos o comprometimento de todos os envolvidos com nossas atividades (colaboradores e contratados), para que tenhamos um alto desempenho operacional, ambiental, e em segurança operacional, saúde, e responsabilidade social.

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Marca

A marca é um bem valioso em nossa Companhia e é utilizada por todas as empresas do Grupo Queiroz Galvão. O grupo possui atividades em vários segmentos e visa a adquirir notoriedade, fortalecer e se perpetuar nas áreas de atuação. A marca "Queiroz Galvão" está registrada junto ao Instituto Nacional de Propriedade Industrial – INPI sob os nºs 816111677 (mista) e 006599613 (nominativa). Ambas as marcas são de titularidade da Construtora Queiroz Galvão, sendo que as empresas do Grupo Queiroz Galvão as utilizam no desenvolvimento de suas atividades econômicas.

Nomes de Domínio

O domínio "qgep.com.br" está registrado com o nome da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. e atualmente está sendo utilizada para a condução de nossas atividades de Exploração e Produção.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor

Todas as nossas receitas são provenientes de clientes brasileiros.

b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, posto que todas as nossas receitas são provenientes de clientes brasileiros.

c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, posto que todas as nossas receitas são provenientes de clientes brasileiros.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

Não aplicável.

7.8 - Relações de longo prazo relevantes

Não temos nenhuma relação de longo prazo relevante além daquelas descritas neste Formulário de Referência.

7.9 - Outras informações relevantes

Apresentamos a seguir outras informações que consideramos relevantes para a leitura e o entendimento das informações contidas neste Formulário de Referência, especialmente relacionadas à nós e às nossas atividades.

Assim, as seguintes informações serão incluídas neste item:

- Resumo dos Relatórios elaborados por Certificadora Independente;
- Nossos Pontos Fortes;
- Nossa Estratégia;
- Responsabilidade Social Corporativa; e
- Seguros.

7.9 - Outras informações relevantes

Resumo dos Relatórios elaborados por Certificadora Independente

RELATÓRIOS DA CERTIFICADORA INDEPENDENTE

Os Relatórios da GCA foram preparados de forma independente pela *Gaffney, Cline & Associates,* ou GCA, e não foram preparados para cumprir com as regras e regulamentações de bolsas de valores ou reguladores do mercado de valores mobiliários em qualquer jurisdição. Nossa administração acredita que os Relatórios da GCA foram preparados empregando-se as melhores estimativas e julgamentos disponíveis no momento pela GCA e apresentam, no melhor entender de nossa administração, as estimativas de recursos das nossas descobertas e prospectos baseadas no entendimento dos especialistas da GCA e em seu conhecimento da indústria de petróleo e gás natural. No entanto, tais estimativas não são fatos e devem ser tomadas apenas como indicação de nossos resultados e não como garantia de nosso potencial desempenho futuro. Os Relatórios da GCA não incluem todas as informações que possam ser importantes para uma decisão de investimento em nossas ações. À luz destas incertezas, não se deve confiar somente nessas estimativas para tomar sua decisão de investimento e encoraja-se a análise cuidadosa das informações incluídas em outras partes do nosso Prospecto e deste Formulário de Referência.

Deve-se considerar que as estimativas de reserva e de recursos incluídas neste Formulário de Referência refletem certas suposições, análises e técnicas usadas por nós e pelos especialistas da GCA que prepararam os Relatórios da GCA. Nossa capacidade de obter a recuperação das estimativas de recursos potenciais e contingentes depende, dentre outros fatores, do sucesso de nossos esforços de exploração, desenvolvimento e produção. Não podemos assegurar aos investidores que nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural não serão afetadas material e adversamente por questões políticas, ambientais, entre outras. Vide Seção 4 - Item 4.1 deste Formulário de Referência.

Os Relatórios da GCA apresentam certas limitações e precauções relativas às incertezas inerentes às estimativas de reservas e recursos e à futura produção de óleo e gás natural e tais estimativas podem sofrer alterações das apresentadas nos Relatórios da GCA. Os investidores devem conduzir suas próprias análises de investimentos e considerar cuidadosamente as estimativas contidas nos Relatórios da GCA e resumidas no nosso Prospecto e neste Formulário de Referência.

DISCUSSÃO TÉCNICA

Qualificação

A GCA tem prestado serviços de consultoria na indústria de petróleo no mundo desde 1962. Os engenheiros, geólogos, geofísicos, petrofísicos e economistas profissionais da empresa estão empenhados na avaliação independente de projetos de óleo e gás, na avaliação volumétrica e econômica de hidrocarbonetos.

Escopo do Trabalho e Metodologia

Os relatórios preparados pela GCA foram baseados em nosso atual portfólio de blocos exploratórios, que estão localizados nas Bacias de Camamu, Santos e Jequitinhonha englobando campos com reservas provadas, bem como recursos contingentes e prospectivos, tendo por data base 31 de dezembro de 2009. Os blocos em que detemos participação possuem 12 prospectos identificados e quatro descobertas. Nos Relatórios da GCA, foram apresentadas estimativas de Recursos Contingentes e Prospectivos, volumes de produção estimados para cada acumulação, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural na data base de 31 de dezembro de 2009.

O levantamento de auditoria da GCA está fundamentado em estimativas de recursos e reservas e em outras informações fornecidas por nós à GCA em 30 de abril de 2010, que incluíram testes, procedimentos e ajustes considerados necessários. A GCA considerou que as dúvidas que surgiram durante o processo foram solucionadas a contento. O parecer da GCA é que as estimativas dos volumes de gás e hidrocarbonetos líquidos recuperáveis, remanescentes em 31 de dezembro de 2009, são, de forma agregada, razoáveis. Na maioria dos casos, a GCA considera que os dados sísmicos foram muito bons, o suficiente para respaldar as interpretações dadas. Os mapas estruturais e de isópacas recebidos correlacionam os topos dos poços onde estes estão disponíveis. Na maioria das áreas, a qualidade dos dados sísmicos oferece grande confiabilidade no mapeamento. Porém, ainda há incertezas quando a exatidão das interpretações estruturais uma vez que não há dados disponíveis de poços para calibrar com exatidão os dados sísmicos.

7.9 - Outras informações relevantes

Do mesmo modo, os parâmetros de porosidade e saturação da água obtidos pela QGEP a partir dos perfis foram facilmente confirmados nos dados fornecidos. A GCA também validou as estimativas dos Fatores do Volume da Formação quando havia dados disponíveis. Quando não havia dados disponíveis para os Fatores do Volume da Formação, a GCA aceitou as estimativas da QGEP, porque pareciam razoáveis.

As estimativas de Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos apresentadas neste Formulário de Referência foram elaboradas em conformidade com o Sistema de Gestão de Recursos Petrolíferos (*Petroleum Resources Management System – PRMS*), aprovada em março de 2007 pela *Society of Petroleum Engineers*, *World Petroleum Council*, *American Association of Petroleum Geologists* e *Society of Petroleum Evaluation Engineers*. Para informações adicionais, veja o estudo anexo ao nosso Prospecto.

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

No caso dos Recursos Prospectivos, foram estimados pela GCA probabilidade de sucesso geológico e econômico, volumes de produção estimados para cada projeto, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás natural.

Reservas

A GCA realizou uma auditoria independente das reservas de gás e condensado do Campo de Manati, do qual temos uma participação de 45%. Entre estas informações, disponibilizamos o histórico de produção do campo junto com a modelagem geológica e simulações numéricas do mesmo.

O Campo de Manati é um campo de gás não associado (gás livre) que iniciou a produção em 2007. Está em vigor um contrato para venda de 6 milhões de m³ de gás por dia para um volume total de 23 bilhões de m³ de gás natural, dos quais, em 31 de dezembro de 2009, restavam 18 bilhões de m³ de gás natural (cerca de 115,1 milhões de *boe* de gás e condensado), após a subtração da produção acumulada até aquela data. Este volume de 18 bilhões de m³ foi categorizado como Reservas Provadas pela GCA. Estamos finalizando as tratativas para celebrarmos um novo contrato de venda de gás natural com a Petrobras, com volumes adicionais de Manati, o que irá aumentar as Reservas Brutas Provadas, passando de 115,1 milhões de *boe* para 136,2 milhões de *boe* de gás natural e condensado. Dado que à época da elaboração dos Relatórios da GCA já havia sido iniciada as tratativas para tal contrato, a GCA reconhecia que, quando da assinatura do contrato, haveria a reclassificação do volume adicional contratado, passando de Reservas Prováveis para Reservas Provadas.

Do volume de gás certificado como reserva, já foi subtraída a quantidade utilizada para consumo da plataforma de produção.

A tabela abaixo apresenta informações de reservas do Campo de Manati calculadas por nós a partir dos números apresentados nos Relatórios da GCA:

Reservas (MM*boe*) [(1)(2)]						
Campo	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	Reservas Brutas		Reservas Líquidas	
			2P (MM*boe*)	3P (MM*boe*)	2P (MM*boe*)	3P (MM*boe*)
Manati	45%	25	158,0	179,7	71,1	80,8

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(2) Reservas de gás e condensado.

7.9 - Outras informações relevantes

Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos

A estimativa dos volumes recuperáveis foi fundamentada no método de estimativa volumétrica, a qual considera fatores como a área de acumulação, espessura, porosidade média, média de saturação de hidrocarbonetos, fator de volume da formação, e fator de recuperação estimado com base nas características do reservatório.

A recuperação estimada total de óleo e gás foi obtida por meio de cálculo probabilístico com o uso de simulações de Monte Carlo. Os parâmetros de entrada foram determinados para os casos baixo, mais provável e alto, sendo informados os percentís P90, P50, e P10, respectivamente, em distribuições triangulares. Em poucas exceções, as áreas baixa e alta foram informadas na distribuição triangular como mínimo e máximo, principalmente na acumulações em que a extensão da área estava restrita aos limites do bloco.

Além das estimativas volumétricas dos nossos recursos prospectivos na margem brasileira, também solicitamos que a GCA fornecesse uma estimativa da Probabilidade Geológica de Sucesso (GCOS - *Geological Chance of Success*) de cada Prospecto Exploratório.

A atribuição da GCOS a um prospecto é feita rotineiramente no setor, como uma das etapas para avaliar se um prospecto deve ser perfurado ou não. Apesar de haver procedimentos sistemáticos para a estimativa da GCOS, o processo continua dependendo essencialmente de opinião. A estimativa da GCOS é um agregado de probabilidades individuais que contribui para o sucesso geológico em função de:

- trapa e vedação;
- presença e qualidade do reservatório;
- origem e migração; e
- período geológico (*timing*).

Em conclusão, quatro áreas de descobertas de Recursos Contingentes, localizadas nas bacias de Camamu e Santos no Brasil, foram avaliadas pela GCA. Apenas as quantidades de recursos contingentes 3C, que representam uma alta estimativa de recursos contingentes, são declaradas neste resumo.

A tabela abaixo consolida os volumes de Recursos Contingentes 2C e 3C em 31 de dezembro de 2009 calculados por nós a partir dos números dos Relatórios da GCA.

Recursos Contingentes em 31 de dezembro de 2009[1]						
			Recursos Contingentes Brutos		Recursos Contingentes Líquidos	
Campo / Área	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	2C[2]	3C[3]	2C[2]	3C[3]
			Óleo Equivalente (MM*boe*)		Óleo Equivalente (MM*boe*)	
Camarão Norte	45,0%	50	7,8	10,1	3,5	4,5
Copaiba	22,5%	500	42,2	79,7	9,5	17,9
Jequitiba	27,5%	860	31,0	62,4	8,5	17,2
Santos01	30,0%	470	4,5	9,3	1,4	2,8
TOTAL			85,6	161,5	22,9	42,4

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados por nós utilizando dados constantes dos Relatórios da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1.000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.
(2) As estimativas 2C são consideradas as melhores estimativas havendo uma probabilidade de 50% de que o volume que será efetivamente recuperado seja igual ou superior a esta estimativa, caso este recurso seja efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Contingentes serão comercialmente viáveis ou que parte desses Recursos Contingentes serão efetivamente produzidos.
(3) As estimativas 3C são consideradas uma estimativa otimista (*upside*) e há uma baixa probabilidade de que o volume que será efetivamente recuperado seja igual ou superior a esta estimativa, caso este recurso seja efetivamente desenvolvido. Não há certeza de que os volumes classificados como Contingentes serão comercialmente viáveis ou que parte desses Recursos Contingentes serão efetivamente produzidos.

7.9 - Outras informações relevantes

A tabela abaixo consolida as estimativas médias dos Recursos Prospectivos ajustadas pela chance de sucesso comercial, ou CCOS, preparado com base nos Relatórios da GCA, na data base de 31 de dezembro de 2009:

Bacias / Prospectos	Participação QGEP	Lâmina D'água (m)	Recursos Prospectivos Médios (MM*boe*)[1]			Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados[4]		Fluido Principal
			Recursos Prospectivos Médios Não Riscados[2]		Chance de Sucesso Comercial (CCOS)[3]			
			Brutos	Líquidos		Brutos	Líquidos	
			MM*boe*			MM*boe*		
Camamu								
CAM 01	**20%**	**1.600**	**388,5**	**77,7**	**30,7%**	**119,2**	**23,8**	**Óleo**
Jequitinhonha								
JEQ #1	**100%**	**50**	**221,0**	**221,0**	**27,3%**	**60,2**	**60,2**	**Gás**
JEQ #2	**100%**	**50**	**144,1**	**144,1**	**23,0%**	**33,2**	**33,2**	**Gás**
Santos								
Santos #1[5]	**30%**	**470**	**82,5**	**24,8**	**20,8%**	**17,1**	**5,1**	**Gás**
Santos #2	**30%**	**470**	**445,5**	**133,7**	**36,3%**	**161,6**	**48,5**	**Óleo**
Santos #3[5]	**30%**	**470**	**156,3**	**46,9**	**12,4%**	**19,3**	**8,5**	**Óleo**
Santos #4	**30%**	**470**	**984,7**	**295,4**	**36,8%**	**362,3**	**108,7**	**Gás**
Santos #5[5]	**20%**	**250**	**523,3**	**104,7**	**16,6%**	**86,7**	**17,4**	**Óleo**
Santos #6[5]	**20%**	**300**	**80,7**	**16,1**	**12,1%**	**9,7**	**2,0**	**Óleo**
Santos #7[5]	**20%**	**250**	**217,4**	**43,5**	**7,1%**	**15,4**	**3,1**	**Gás**
Santos #8[5]	**20%**	**200**	**128,4**	**25,7**	**15,3%**	**19,6**	**3,9**	**Óleo**
Santos #9[5]	**20%**	**300**	**56,7**	**11,3**	**12,7%**	**7,2**	**1,4**	**Óleo**
TOTAL			**3.429,2**	**1.144,8**		**911,8**	**313,2**	

(1) Os recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.
(2) O total de volumes não riscados dos Recursos Prospectivos foram preparados por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que quaisquer volumes classificados como Recursos Prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que será comercialmente viável,produzi-los ou extraí-los.
(3) CCOS estimado por nós e descrito nos Relatórios da GCA, anexos ao nosso Prospecto.
(4) Os Recursos Prospectivos Riscados Ajustados, foram calculados por nós somando o produto dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo CCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.
(5) CCOS ajustado por um fator de dependência adicional de 70% refletindo uma dependência para o desenvolvimento com relação à descobertas adjacentes.

AVALIAÇÃO ECONÔMICA

Reservas

Os testes econômicos e de comercialidade para os volumes das Reservas do Campo de Manati em 31 de dezembro de 2009 foram fundamentados no preço de venda do gás definido em contrato. Esse valor corresponde a US$ 7,74/Mcf após a conversão de Reais para Dólares norte-americanos, com o cálculo dos impostos locais por dentro (21,25%) e a redução em função do conteúdo de nitrogênio de 5,8%. O cenário futuro do preço do condensado foi fundamentado em premissas estabelecidas pela GCA para cenário futuro do preço do barril do tipo *Brent* cru acrescido de US$8,00/bbl para auditoria de reservas e teste de limite econômico, conforme definido no contrato de venda.

Recursos Contingentes e Prospectivos

Para os recursos contingentes e recursos rospectivos, além da estimativa dos volumes e da GCOS, solicitamos que a GCA elaborasse uma avaliação econômica de determinados Recursos Contingentes e casos de Recursos Prospectivos.

Preparamos um cenário de desenvolvimento, curva de produção e custos para os Recursos Contingentes 3C de cada Descoberta e para os Recursos Prospectivos médios de cada Prospecto Exploratório.

7.9 - Outras informações relevantes

Na apresentação desse tipo de análise é comum apresentar apenas o caso intermediário (geralmente a melhor estimativa ou média; neste caso, os Recursos Contingentes 2C), ou apresentar todos os dados mais baixos, a melhor estimativa e os cenários favoráveis (Recursos Contingentes 1C, 2C e 3C) para que possa ser observada a gama de resultados em potencial esperados. Neste caso, preparamos apenas um cenário de desenvolvimento para 3C ou estimativa de recursos favoráveis para cada Descoberta. Portanto, é importante reconhecer que as avaliações econômicas apresentadas nos Relatórios da GCA também representam valores presentes líquidos favoráveis, e que não foi avaliado nenhum caso mais baixo nem de melhor estimativa.

Deve ser ressaltado que nenhuma das Descobertas possui um plano de desenvolvimento confirmado e que nenhum dos Recursos Prospectivos foram de fato descobertos, que todos os cenários de desenvolvimento são hipotéticos e que não há garantia que serão executados desta forma, e caso sejam, que os custos envolvidos no desenvolvimento serão os mesmos assumidos aqui. No entanto, a preparação de tais cenários de desenvolvimento de Descobertas não desenvolvidas e Prospectos Exploratórios estão de acordo com os padrões da indústria para uma avaliação econômica.

A GCA auditou esses cenários de desenvolvimento e de custos e confirmou que, em sua opinião, as estimativas da QGEP são razoáveis. Ainda segundo o parecer da GCA, podemos ter sido conservadores em nossas estimativas de custo de capital (tendo assumido custo de capital para os cenários de desenvolvimento mais elevado do que possam ser necessários) em comparação com o custo que é atualmente realizado em desenvolvimentos similares no Brasil e em outros locais.

7.9 - Outras informações relevantes

A tabela abaixo consolida as principais informações dos custos de *capex* e *opex,* estimados por nós e auditados pela GCA, necessários para o desenvolvimento das acumulações já Descobertas e dos Prospectos Exploratórios que poderão vir a ser descobertos:

Bacia	Polo de Desenvolvimento	Prospecto	Volume MM (10^6 *boe*)	Anos de Produção	Nº de Poços de Desenvolvimento	Custo por Poço Milhões (10^6 US$)	Capex (US$/*boe*)	Opex (US$/*boe*)
Camamu								
	Polo A	Camarão Norte	5	10	1	40	6,8	9,2
	Polo B	Copaíba	71	11	7	69	9,3	8,8
	Polo C	Jequitiba	62	21	1	77	7,6	15,5
	Polo D	Cam01	388	19	26	46	9,7	5,8
Santos								
	Polo E	Santos#1	91	21	2	46	3,0	9,9
		Santos#2	446	19	26	81	10,7	5,9
		Santos#3	156	13	14	86	11,2	7,7
		Santos#4	985	30	12	90	4,6	3,9
	Polo F	Santos#5	524	23	33	80	10,6	5,7
		Santos#6	81	10	8	81	15,5	9,5
		Santos#7	217	23	4	80	4,2	15,8
		Santos#8	128	14	10	58	9,5	6,8
		Santos#9	57	11	6	74	17,6	11,4
Jequitinhonha								
	Polo G	Jeq01	222	25	4	45	4,8	2,7
		Jeq02	144	25	3	45	2,7	1,8

Esta tabela considera que os Recursos Contingentes serão desenvolvidos e que todos os prospectos serão bem sucedidos, ou seja, todos serão perfurados e resultarão em descobertas e as descobertas serão desenvolvidas.

Solicitamos que a GCA elaborasse uma avaliação econômica assumindo uma faixa de preços de óleo e gás (identificados como baixo, base e alto) taxas de desconto de 8%, 10% e 12%, conforme indicado nos Relatórios da GCA e reproduzido abaixo.

Ano	Preços de Óleo e Gás					
	Óleo (US$/Bbl)			Gás (US$/MMBtu)		
	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto
2010	70,00	80,00	90,00	5,00	6,00	7,00
2011	71,75	82,00	92,25	5,13	6,15	7,18
2012	73,54	85,00	94,56	5,25	6,30	7,35
2013	75,38	87,00	96,92	5,38	6,46	7,54
2014	77,27	88,00	99,34	5,52	6,62	7,73
2015+	+ 2,5% ao ano					

Assumimos que o condensado é negociado a um prêmio de 10% para o preço do óleo. Todos os custos assumem uma inflação de 2,5% ao ano, a partir de 2011, e as estimativas de *royalties*, Participação Especial, PIS/CONFINS e de imposto de renda foram calculadas no modelo econômico da GCA e aplicado de forma adequada para cada caso, e cujo relatório está anexado ao nosso Prospecto.

7.9 - Outras informações relevantes

Conclusão

Resumo da Avaliação Econômica

Deve ser ressaltado que uma avaliação econômica, como as que foram realizadas nos Relatórios da GCA, não representa o nosso valor comercial, o de nossas Descobertas ou dos Prospectos Exploratórios. Esta avaliação econômica representa apenas uma visão estática, sob aspectos limitados, de certas condições na tentativa de entender o nosso potencial valor e o de nossos ativos. Uma avaliação completa de ativos de exploração e produção envolve a consideração de diversos cenários, além da análise de sensibilidade das diversas premissas utilizadas. Tal exercício completo não foi objeto deste estudo.

Portanto, os estudos econômicos apresentados aqui representam uma visão parcial dos diversos cenários que devem ser considerados em uma avaliação completa, e que os VPLs apresentados, sozinhos ou em conjunto, não representam o valor de mercado dos nossos ativos de petróleo. Uma discussão mais completa em considerações e limitações relacionadas a esta avaliação econômica pode ser encontrada nos Relatórios da GCA.

A tabela abaixo consolida as informações de VPL líquido de impostos de Reservas de gás e condensado certificadas do Campo de Manati, de VPL líquido de impostos dos Recursos Contingentes 3C e de VPL líquido de impostos dos Recursos Prospectivos Riscados médios, descontados a uma taxa de 10%:

VPL Líquido para a QGEP e Líquido de Impostos (US$ MM)

Cenário Preço Óleo (US$mm)	Reservas 3P Campo de Manati[1]	Recursos Contingentes – 3C [2] *Assumindo Desenvolvimento de Camarão Norte, Copaiba, e Jequitibá*	Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados [3] *Assumindo Perfuração em Todos os Prospectos*
Baixo	**N/A**	**264**	**1.261**
Base	**1.088**	**324**	**1.723**
Alto	**N/A**	**409**	**2.200**

(1) Para o cálculo do VPL do Campo de Manati, não foram considerados cenários de alto e baixo preço em função do contrato de venda de gás e condensado em vigor.
(2) Para o cálculo do VPL líquido de impostos dos Recursos Contingentes, deve ser notado que foi considerado apenas o cenário de desenvolvimento dos Recursos Contingentes 3C para cada uma das Descobertas. Portanto, não foram feitas avaliações econômicas para a estimativa baixa (1C) e mais provável (2C).
(3) O VPL líquido de impostos dos Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados, é o resultado da multiplicação do VPL computado de cada um dos doze prospectos, de acordo com os cenários de desenvolvimento assumidos no caso de descoberta, por uma probabilidade assumida que essa descoberta será feita e desenvolvida com sucesso. Esta probabilidade é o produto do GCOS da GCA multiplicado pela CCOS estimada pela QGEP, sendo esta probabilidade nossa estimativa de que se a descoberta for realizada, ela será comercialmente desenvolvida. O volume dos Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados desta forma corresponde a 313 milhões de *boe*.

Caso Alternativo de Óleo

Os Recursos Prospectivos atribuídos aos prospectos Jequitinhonha 1 e 2 e Santos 4 e a avaliação econômica resultante presumem que se houver uma descoberta, ela deve ser de gás. Porém, existe a probabilidade de que se for feita uma descoberta, ela seja de óleo. Solicitamos que a GCA avaliasse os volumes de recursos se cada um desses três prospectos resultasse em uma descoberta que fosse predominantemente de óleo em vez de gás, e como isso impactaria a análise econômica. O petróleo e os volumes de gás associados e os valores presentes líquidos, presumindo uma descoberta de óleo são, consequentemente, uma alternativa aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados, não sendo acrescentados aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados.

7.9 - Outras informações relevantes

A tabela abaixo resume os recursos prospectivos médios para estes prospectos, considerando que suas acumulações sejam somente de óleo, conforme fundamentado acima.

Recursos Prospectivos Médios (milhões de *boe*) [1]								
Bacias / Prospectos	**Participação QGEP**	**Lâmina D'água (m)**	**Recursos Prospectivos Médios Não Riscados[2]**		**Chance de Sucesso Comercial (CCOS)[3]**	**Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados[4]**		**Fluido Principal**
			Brutos	**Líquidos**		**Brutos**	**Líquidos**	
			milhões de *boe*			milhões de *boe*		
Jequitinhonha								
JEQ #1.....	100%	50	203,5	203,5	30,7%	55,5	55,5	Óleo
JEQ #2.....	100%	50	121,8	121,8	23,0%	28,1	28,1	Óleo
Santos								
Santos #4..	30%	470	490,9	147,3	36,8%	180,7	54,2	Óleo
TOTAL.....			816,1	472,5		264,93	137,8	

(1) Os números de reservas e recursos citados em barris de óleo equivalente (*boe*) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA. A taxa de conversão para *boe* utilizada foi de 1000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.
(2) O total de volumes dos Recursos Prospectivos Não Riscados foi preparado por nós somando as estimativas médias dos Recursos Prospectivos para cada Prospecto Exploratório, utilizando-se das estimativas contidas nos Relatórios da GCA. Há uma baixa probabilidade de descoberta do volume total de recursos prospectivos não riscados. Além disso, não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.
(3) CCOS estimado pela QGEP e descrito nos Relatórios da GCA, anexos a este Prospecto.
(4) Os Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados, foram calculados pela QGEP somando o produto dos volumes dos Recursos Prospectivos de cada prospecto pelo CCOS constantes nos Relatórios da GCA. Não há certeza de que estes recursos prospectivos serão descobertos, e, se descobertos, que serão comercialmente viáveis, desenvolvidos ou produzidos.

A tabela abaixo resume o VPL potencial somente para três os Prospectos Exploratórios citados, descontado a um taxa de 10%, datado de 31 de dezembro de 2009:

VPL Líquido para a QGEP e Líquido de Impostos (US$ MM)			
	Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados		
Cenário Preço Óleo (US$mm)	**Jeq#1**	**Jeq#2**	**Santos#4**
Baixo	**676**	**329**	**413**
Base	**818**	**403**	**522**
Alto	**968**	**481**	**636**

O VPL potencial para os nossos recursos prospectivos é demonstrado a seguir, considerando o caso de que seja encontrado óleo nos prospectos JEQ #1 e JEQ #2 da Bacia de Jequitinhonha e no Prospecto Exploratório SANTOS #4 da Bacia de Santos, descontado a uma taxa de 10% datado de 31 de dezembro de 2009.

VPL Líquido para a QGEP e Líquido de Impostos (US$ MM)			
Cenário Preço Óleo (US$mm)	***Reservas 3P Campo de Manati[1]***	**Recursos Contingentes – 3C [2]**	**Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados [3]** *Assumindo Perfuração em Todos os Prospectos*
Baixo	**N/A**	**264**	**2.133**
Base	**1.088**	**324**	**2.677**
Alto	**N/A**	**409**	**3.253**

(1) Para o cálculo do VPL do Campo de Manati, não foram considerados cenários de alto e baixo preço em função do contrato de venda de gás e condensado em vigor.
(2) Para o cálculo do VPL líquido de impostos dos Recursos Contingentes, deve ser notado que foi feito apenas o cenário de desenvolvimento dos Recursos Contingentes 3C para cada uma das descobertas. Portanto, não foram feitas avaliações econômicas para a estimativa baixa (1C) e mais provável (2C).
(3) O VPL líquido de impostos dos Recursos Prospectivos Médios Riscados Ajustados, é o resultado da multiplicação do VPL computado de cada um dos doze prospectos, de acordo com os cenários de desenvolvimento assumidos no caso de Descobertas, pelo CCOS constante nos Relatórios da GCA.

7.9 - Outras informações relevantes

Cenário de Integração do Desenvolvimento de Santos02 e Santos04

Segundo os Relatórios da GCA, há potencial para o aumento de cerca de US$100 milhões nos VPLs ajustados riscados se houver descoberta de óleo nos Prospecto Exploratórios Santos #2 e Santos #4 e se os mesmos forem desenvolvidos em conjunto. Conforme previamente observado nos Relatórios da GCA, as mesmas precauções se aplicam a todos os VPLs ajustados riscados porque presumem que todos os prospectos identificados sejam perfurados, mesmo não havendo certeza de que isso venha a ocorrer nem de que haja alguma descoberta, nem de que haverá desenvolvimentos subsequentes e, mesmo que haja, que venham a ser desenvolvidos segundo o tamanho e a forma contemplados nos casos apresentados nos Relatórios da GCA.

Nossos Pontos Fortes

Possuímos um portfolio que acreditamos ser de alta qualidade, balanceado e diversificado, com projetos em estágio avançado para perfuração (ready to drill).

Possuímos um *portfolio* que acreditamos ser de alta qualidade, balanceado e diversificado, contendo campos em produção e blocos exploratórios, que englobam reservas, recursos contingentes e recursos prospectivos, resultando em uma base de ativos geradores de caixa e um banco de projetos exploratórios altamente promissor. Destaca-se nesse aspecto, para a Bacia de Santos, as expectativas de consideráveis volumes de óleo leve para as descobertas em blocos que acompanham o *trend* de campos em águas rasas. No que se refere às Bacias emergentes, a Companhia detém interesse em áreas onde se esperam grandes volumes de óleo ou gás com uma relação bastante atrativa no que se refere à relação risco / retorno.

Atualmente, possuímos direitos de concessão sobre oito blocos exploratórios localizados nas Bacias de Camamu, Jequitinhonha e Santos, os quais têm um alto potencial de exploração, com recursos prospectivos médios de 1.144 milhões *boe* e recursos prospectivos médios riscados de 344 milhões de *boe*. Acrescenta-se que vários de nossos blocos se encontram em fase adiantada de estudos para perfuração, sendo que três dos oito blocos estão *ready to drill* e deverão ser perfurados três poços nos próximos 12 meses. Possuímos ainda, Recursos Contingentes 3C de 42,4 milhões de *boe*, (Recursos Contingentes 2C de 22,9 milhões de *boe*) resultantes de quatro descobertas atualmente em estágio de avaliação, sendo três na Bacia de Camamu e uma na Bacia de Santos.

Somos a única companhia de controle privado brasileiro do setor de E&P habilitada a operar em Águas Profundas e Ultraprofundas como Operador A, o que indica nossa experiência de perfuração onshore e offshore.

Em 2007, recebemos a qualificação da ANP para ser Operador A, classificação esta que nos permite operar em Águas Profundas e Ultraprofundas. Isto foi um importante reconhecimento de nossa excelência técnica, tornando-nos o primeiro e único operador de controle privado brasileiro qualificado para operar nessas regiões. Assim, acreditamos estar em posição privilegiada para explorarmos oportunidades no setor, dentre as quais destacamos as seguintes: (i) podemos participar das novas rodadas de licitação da ANP sem limitações, ou seja, de forma independente e sem a necessidade de associação com outras empresas para operação em Águas Profundas e Ultraprofundas, (ii) podemos fortalecer nosso relacionamento com a Petrobras para atuarmos em conjunto na exploração e produção de novos blocos exploratórios, e (iii) podemos firmar parcerias com outras companhias, especialmente as que não detêm essa qualificação, na forma de consórcios para investimento em novas rodadas de licitação de blocos exploratórios da ANP.

Em 2008, a QGOG, enquanto concessionária dos nossos ativos de E&P, recebeu a tríplice certificação nas normas ISO 9001 (Qualidade), ISO 14001 (Meio Ambiente) e OHSAS 18001 (Saúde e Segurança), sendo uma das poucas empresas a possuir certificação nas três normas de gestão. Controlamos nossa performance em qualidade, segurança, meio ambiente e saúde (QSMS) por meio de indicadores de desempenho, os quais vêm demonstrando os resultados positivos obtidos nos últimos anos. Estes resultados demonstram o comprometimento da empresa na qualidade de seus produtos e serviços, na preservação do meio ambiente, e na segurança e saúde de seus colaboradores. Qualidade, meio ambiente, segurança e saúde são valores que norteiam as atividades da nossa Companhia.

7.9 - Outras informações relevantes

Temos um excelente relacionamento como sócio na exploração e produção com a Petrobras.

Somos sócios da Petrobras em sete dos nossos oito blocos exploratórios, e, no passado, operamos o bloco BC-7, selecionado no *Round Zero* também em sociedade com a Petrobras. Além disso, o Grupo Queiroz Galvão desenvolveu um relacionamento de sucesso de 30 anos com a Petrobras, na condição de prestador de serviços.

A proximidade histórica da Companhia com a Petrobras tem possibilitado a identificação de maneira consistente de oportunidades de negócio comuns e, muito dessa parceria, advém do fato de termos sido selecionados pela Petrobras para operar o bloco BC-7 na Bacia de Campos no início do processo das parcerias promovidas pela Petrobras. Essa associação tem se consolidado ao longo da cadeia de E&P, como demonstra o desenvolvimento conjunto do Campo de Manati, com ganhos de conhecimento na conceituação do projeto e na comercialização do gás produzido. Nos outros blocos que detemos em conjunto com a Petrobras, considera-se repetir o mesmo modelo de negócios utilizado no Campo de Manati.

Essa relação de proximidade e confiança nos fornece os elementos necessários para estreitarmos ainda mais nossos laços com a Petrobras em diversas atividades a serem desenvolvidas em conjunto no setor de petróleo e gás natural. O Grupo Queiroz Galvão, inclusive, foi responsável pela construção da plataforma do Campo de Manati e Planta de Gás de Mexilhão, como também refinarias, entre outros.

Temos uma posição financeira privilegiada e possuímos ativos já em operação, com significativo fluxo de caixa e baixo endividamento.

Somos titulares de 45% do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é o maior campo de gás natural não-associado em produção no Brasil, cobrindo aproximadamente 76 km², e que se encontra em operação desde 2007. A produção média do Campo de Manati foi de 32,4 mil *boe*/dia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 e 37,9 mil de *boe*/dia no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, gerando para a Manati S.A. um faturamento líquido de R$329,8 milhões e R$281,8 milhões, nos respectivos períodos. Temos contrato de longo prazo para a venda de gás com a Petrobras, com preço e volume definidos, que contribuem com o *funding* necessário para suportar o nosso crescimento e nossos investimentos nos próximos anos. Além disto, possuíamos em 30 de setembro de 2010 uma dívida líquida consolidada de R$99,1 milhões, que consideramos baixa para o setor. Acreditamos que, por já possuirmos um campo em produção e um baixo nível de endividamento, estamos bem posicionados para captar recursos, mediante esta emissão de ações ou emissão de títulos de dívida em termos favoráveis, de modo a aproveitar as oportunidades do setor, acelerar o nosso crescimento e gerar valor para os nossos acionistas.

Contamos com uma equipe técnica altamente qualificada, com amplo domínio da geologia das bacias brasileiras e das práticas comerciais do segmento de E&P e histórico profissional de sucesso.

A nossa administração e nossa equipe técnica detêm uma experiência significativa e profundo conhecimento no setor de exploração, produção e comercialização de petróleo e gás natural no Brasil, sendo altamente qualificada e com comprovada reputação. A nossa equipe é formada por alguns dos profissionais mais experientes do segmento de E&P do Brasil que ocuparam posições chave na Petrobras, tendo atuado tanto no Brasil como no exterior, e atuaram nas equipes responsáveis por descobertas de campos de extrema relevância, tais como Garoupa, Tubarão, Marlim, Albacora, Roncador, entre outros, bem como pelo desenvolvimento de técnicas e equipamentos de exploração. Para maiores detalhes sobre a experiência de nossa equipe técnica, ver “Nossa Administração”. Temos larga experiência na aquisição de novos ativos, tanto por meio de participações nas rodadas de licitações da ANP, como também por meio de operações de *farm-in*. Em função disso, acreditamos que nossa equipe técnica e nossa administração são um fator de destaque em relação aos nossos concorrentes.

Participamos com sucesso de seis das dez rodadas de licitações da ANP, onde arrematamos 12 blocos, além do chamado *Round Zero* da Petrobras por meio do qual fomos selecionados para operar um bloco *offshore* da Bacia de Campos e participarmos da associação em outros dois blocos. Historicamente, a nossa equipe de exploração obteve na Companhia uma taxa média de sucesso geológico de aproximadamente 44% até a data deste Formulário de Referência.

Temos significativa experiência, reputação e prestígio no setor de petróleo e gás natural, com suporte do Grupo Queiroz Galvão.

Somos uma das empresas integrantes do Grupo Queiroz Galvão, conglomerado industrial fundado em 1953 com comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de importantes empreendimentos em diversos setores da economia, sendo atualmente o quarto maior grupo de engenharia e construção e um dos maiores conglomerados empresariais do Brasil.

7.9 - Outras informações relevantes

Em 1981, o Grupo Queiroz Galvão iniciou sua atuação no setor de petróleo e gás natural, por meio da prestação de serviços de perfuração no Brasil e, posteriormente, em outros países da América Latina e da África, para diversas companhias como Petrobras, Shell, Total Fina Elf S.A., El Paso Corporation, Anadarko Petroleum Corporation e Occidental Petroleum Corporation, dentre outras. Atualmente, o Grupo Queiroz Galvão atua em todas as etapas da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, incluindo exploração e produção, serviços e afretamento de plataformas de perfuração e navios de produção e projetos e construção de navios e plataformas, por meio de nossa empresa e das seguintes empresas afiliadas:

- Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.: criada em 1980, controlada pela Queiroz Galvão S.A., iniciou suas atividades como prestadora de serviços de perfuração de poços de petróleo terrestres (*onshore*), tendo ampliado suas atividades para o segmento *offshore* em 1994. Atualmente a empresa conta com nove sondas de perfuração terrestre (sendo uma em construção), seis plataformas de perfuração *offshore* (sendo duas em construção), dois navios de perfuração em construção no Samsung na Coréia do Sul, e dois navios de produção em parceria com a SBM, líder mundial no segmento de FPSO (estando um em operação e outro em construção).
- Estaleiro Atlântico Sul: criado em novembro de 2005, o Estaleiro Atlântico Sul produz todos os tipos de navios cargueiros de até 500 mil toneladas de porte bruto (TPB), além de plataformas *offshore* dos tipos submersíveis, FPSO, TLP e SPAR, tendo como sócios brasileiros os grupos Camargo Corrêa e Queiroz Galvão e a empresa PJMR e, como sócia internacional, a sul-coreana Samsung Heavy Industries.
- QUIP: criada em 2005, a QUIP é uma empresa especializada em implantar projetos sob a modalidade EPC (*engineering, procurement and production*) e presta serviços de construção de plataformas, tendo como acionistas a Construtora Queiroz Galvão, UTC Engenharia, Camargo Corrêa, IESA e PJMR.

Acreditamos que a atuação do Grupo Queiroz Galvão em todas as etapas da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural beneficia a nós e às nossas afiliadas na medida em que (i) nos dá inteligência setorial e conhecimento holístico do processo produtivo; (ii) fortalece e estreita nosso relacionamento com a Petrobras e com outros *players* importantes do setor; e (iii) aumenta a nossa visibilidade no setor de petróleo e gás natural.

7.9 - Outras informações relevantes

Estratégia

Estar entre os maiores produtores do segmento de E&P no Brasil.

Possuímos posição de destaque no Brasil, sendo, depois da Petrobras, a maior empresa de capital nacional produtora de óleo e gás natural, conforme os dados divulgados pela ANP em 2010, e o quarto maior produtor se considerarmos todas as empresas que operam no Brasil. É nossa intenção manter essa posição de destaque aproveitando as oportunidades que hoje se apresentam na indústria de exploração e produção no Brasil, motivado, sobretudo, pelas descobertas na camada do pré-sal e pelo nosso conhecimento e capacidade operacional acumulada ao longo dos anos.

Um dos pontos fundamentais para a manutenção dessa posição é o desenvolvimento acelerado do nosso programa exploratório e de perfuração para os blocos em que temos participações, principalmente nos que somos operadores e os que possuem grande potencial de aumento da produção no curto prazo. O nosso crescimento deverá ocorrer não apenas por meio da reposição de reservas, como também pelo crescimento da produção. Nosso objetivo com isso é obter um balanço adequado entre reserva e produção para um crescimento sustentável de longo prazo.

O fato de termos conhecimento dos principais processos produtivos da cadeia de E&P e, especialmente, por termos o *know-how* do desenvolvimento de campos e da comercialização de gás, óleo e condensado, devido ao Campo de Manati, nos proporciona um ganho de eficiência operacional na avaliação e implantação de nossos projetos, com a consequente otimização de nossa rentabilidade. Além disso, a condição de Operador A, aliada ao diferencial de conhecimento das etapas do processo de E&P, servirão de catalisador para essa posição de destaque.

Os nossos investimentos em exploração e produção serão feitos sem perder a visão de disciplina de capital e avaliação de risco dentro dos padrões corporativos e do setor.

Participação crescente na busca de novas oportunidades e projetos exploratórios.

O nosso conhecimento diferenciado e abrangente das bacias brasileiras e do mercado de E&P é uma importante ferramenta na busca de oportunidades de crescimento nas bacias maduras, assim como nas bacias emergentes. Além disso, nos permite focar em áreas com alto potencial, principalmente nas bacias do sudeste brasileiro (Campos, Santos e Espírito Santo) as quais acreditamos que nos permitirão expandir um *portfolio* balanceado e de alto valor agregado. Planejamos, desse modo, fortalecer nosso *portfolio* com a participação em futuras rodadas de licitação da ANP, *joint ventures* e *farm-ins*. Esta estratégia de crescimento será facilitada pela nossa condição de Operador A, que nos proporciona a busca pró-ativa por outras áreas exploratórias nas mais diferentes regiões operacionais e nos coloca numa posição privilegiada para sermos um parceiro preferencial para as empresas que não detêm esta qualificação.

***Alavancar as oportunidades de participação no novo ciclo exploratório do pré-sal, na busca de novas oportunidades e projetos exploratórios, com os Recursos do nosso IPO*.**

Utilizaremos de forma disciplinada os recursos que obtivermos com o nosso IPO, que servirão para alavancar a nossa estratégia de crescimento baseada na expansão de nosso *portfolio* de ativos equilibrado e substancialmente calcado em exploração. Pretendemos ainda utilizar os recursos de nosso IPO em boas oportunidades que identificarmos para operações de fusão ou aquisição de áreas, blocos ou empresas que detenham ativos de produção que sejam avaliados por nós como estratégicos visando otimizar os recursos disponíveis e/ou proporcionar a redução de riscos financeiros e operacionais por meio de operação conjunta ou em consórcio com as principais empresas do setor. Esses recursos, consequentemente, irão alavancar nossas oportunidades de participação no novo ciclo exploratório do país iniciado com a descoberta da camada do pré-sal, a qual acreditamos irá ampliar os nossos horizontes de produção de petróleo e gás no curto e médio prazos.

7.9 - Outras informações relevantes

Firmar parcerias com players estratégicos da indústria.

Temos a Petrobras como nossa principal parceira, com quem atuamos desde a flexibilização do monopólio no Brasil e com quem temos um relacionamento importante, crescente e diversificado, comprovado pela associação que firmamos em sete dos nossos oito blocos exploratórios. Pretendemos também firmar novas parcerias com alguns dos principais *players* estratégicos da indústria. É de nosso interesse estratégico considerar e procurar novas parcerias e *joint ventures* com outras empresas no setor de petróleo e gás natural, bem como utilizar nossa condição de Operador A para alavancar nossas operações. Estas parcerias poderão permitir não só a troca de conhecimento técnico, como também poderão reduzir a exposição e o risco financeiro enfrentados pelas empresas do setor de petróleo e gás natural, por meio da participação não majoritária e diversificação em novos projetos exploratórios.

Responsabilidade Social Corporativa

Patrocinamos, em 2010, a publicação do livro Brasil Atlântico, uma produção iconográfica sobre um dos mais importantes biomas do país, a mata atlântica. Esta publicação, realizada em parceira com a editora Mar de Ideias e o IBio (Instituto Bioatlantica) pontua a história do país e o domínio deste bioma, discorre sobre sua importância econômica e desvenda suas características socioambientais.

Para 2011, a QGEP irá patrocinar dois projetos a serem realizados no sul da Bahia:

O Viva Vôlei, em parceria com o Instituto Viva Vôlei, é um projeto que visa a educar e socializar meninos e meninas de 7 a 14 anos por meio do voleibol (mini-volei), tendo como princípio básico a formação lúdica. Esta atividade auxilia no ensino esportivo, no desenvolvimento físico, social e intelectual e emocional da criança, dentro de princípios de estimulo ao espírito de cooperação. Este projeto terá duração de um ano, e será implementado nas regiões de Ilhéus e Canavieiras, sul da Bahia.

Outro projeto aprovado pela QGEP é o Projeto Portinari para Todos. O projeto Portinari - Arte e Meio Ambiente é um programa de arte-educação, itinerante, que propõe a visita de uma exposição de replicas digitais de Candido Portinari, levada em caminhão-baú a cidades na região sul da Bahia. Alem da exposição com 22 réplicas de um dos maiores pintores nacionais, o projeto prevê oficinas lúdico pedagógicas por meio da arte (leitura de histórias, argila, reciclagem, etc.), e oficinas de desenho usando o computador.

7.9 - Outras informações relevantes

Seguros

Nossa política securitária prevê a contratação de seguros junto a seguradoras reconhecidas no Brasil e no exterior e a manutenção de cobertura de riscos por meio de apólices de seguros usualmente contratadas por companhias brasileiras da indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural com características similares as nossas.

Nossas apólices de seguros são contratadas por meio da QGOG e dentre os riscos segurados estão os riscos relacionados aos danos causados em nossa propriedade (danos físicos *onshore* e *offshore*), as despesas de controle de poços e de responsabilidade civil perante terceiros, decorrentes de nossas operações. Tais apólices de seguro, no entanto, apresentam limites máximos de indenização, limitações nos valores de cobertura e possuem exclusões de cobertura, incluindo, entre outras, interrupção de negócios, poluição e contaminação graduais, deterioração gradual, confisco, expropriação, guerra, rebelião e sabotagem ou terrorismo.

No âmbito dos contratos de concessão, o consórcio tem a obrigação de manter apólices de seguros com companhias idôneas, o que não irá limitar as responsabilidades do consórcio com relação aos contratos de concessão. O autosseguro, o seguro obtido com companhias afiliadas ou apólices de seguros globais devem ser aprovadas pela ANP, a qual deverá ser incluída como beneficiária subsidiária de tais apólices. Vide item 4.1 deste Formulário de Referência.

Possuímos cobertura de seguros contra os principais riscos a que estamos sujeitos, tais como danos materiais (danos físicos *onshore* e *offshore*), responsabilidade civil e despesas extras do operador.

A cobertura de danos materiais inclui cobertura para plataforma fixa *offshore*, plataforma de perfuração, barcaças ou navio de perfuração móvel, plataformas terrestres, tubulação *onshore e offshore*, dentre outras.

A cobertura de responsabilidade civil aplica-se somente à plataforma de tratamento de gás, planta de extração de gás, gasoduto que liga a plataforma à planta de tratamento de gás, sondas terrestres e campos Manati e Coral (*onshore* e *offshore*). Já as cobertura de despesas extras do operador consistem em controle de poços, reperfuração prorrogado limitada, recompletação, controle de metro do poço, entre outras.

A tabela abaixo sintetiza os principais ativos ou interesses cobertos por seguros, bem como as importâncias seguradas, em 30 de setembro de 2010:

Modalidade	Importâncias seguradas em 30 de setembro de 2010 (em R$ mil)
Responsabilidade Civil	44.049
Riscos de petróleo e operacionais	237.866
Total	281.915

Temos apólices de seguros contratadas para conselheiros e diretores, D&O, com abrangência em todo o território nacional. Referido seguro prevê o pagamento ou reembolso de despesas dos administradores caso seu patrimônio pessoal seja atingido em decorrência de fatos relacionados às suas funções na nossa empresa, incluindo cobertura “A” (indenização direta a terceiros em nome dos diretores e conselheiros, sendo que neste caso eles não precisam desembolsar qualquer quantia), “B” (reembolso à sociedade caso esta realize quaisquer pagamentos cobertos pela apólice, exceto pagamentos feitos nos Estados Unidos) e “C” (reembolso à sociedade para reclamações relacionadas à CVM).

8.1 - Descrição do Grupo Econômico

a) Controladores diretos e indiretos

Na data deste Formulário de Referência, todas as nossas ações eram detidas pela Queiroz Galvão S.A., ou QGSA, e pelo Quantum – Fundo de Investimento em Participações, ou FIP, exceto sete ações ordinárias detidas pelos sete membros do nosso Conselho de Administração em caráter fiduciário, tal como exigido pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada pelas Leis n^{os} 11.638 de 28 de dezembro de 2007 e 11.941 de 27 de maio de 2009, ou Lei das Sociedades por Ações. A QGSA e o FIP detêm, respectivamente, 90% e 10% do nosso capital social.

Nossos controladores indiretos são os membros da família Queiroz Galvão, únicos acionistas da QGSA e únicos cotistas do FIP. Para informações adicionais sobre nossos controladores indiretos, consulte Seção 15 deste Formulário de Referência.

b) Controladas e coligadas e c) participações da Companhia em sociedades do grupo

Denominação Social	Sociedade	2010	
		Direta	**Indireta**
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	Controlada	99,99%	-
		Direta	**Indireta**
Manati S.A.	Controlada	-	99,99%

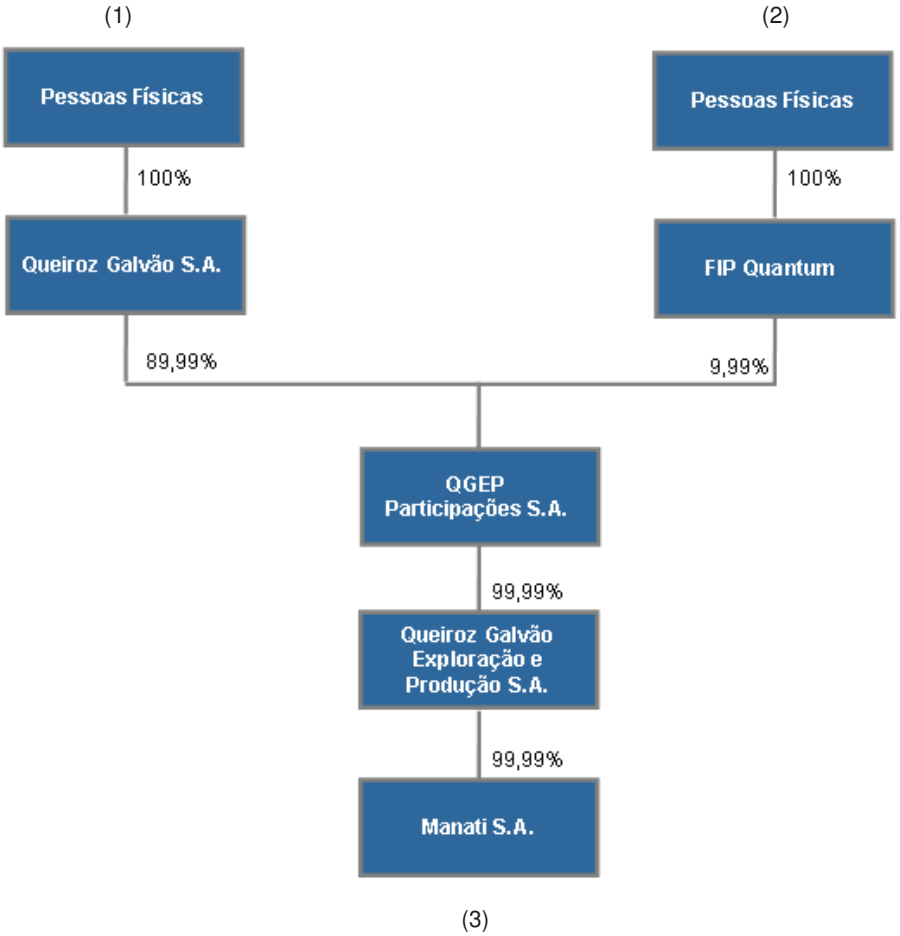
d) Participações de sociedades do grupo na Companhia

Não há outros acionistas que não os controladores identificados no item (a) supra e os membros do nosso Conselho de Administração.

e) Sociedades sob controle comum

Não há sociedades sob controle comum.

8.2 - Organograma do Grupo Econômico



(1) Antonio Augusto de Queiroz Galvão; Carlos de Queiroz Galvão; Carmem Lúcia Galvão S. Leão; Cristina de Queiroz Galvão; Fernando de Queiroz Galvão;Marcos de Queiroz Galvão; Maria Dulce de Queiroz Galvão; Maurício José de Queiroz Galvão; Paulo César Viana Galvão; Ricardo de Queiroz Galvão; Roberto de Queiroz Galvão; e Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves.
(2) Antonio Augusto de Queiroz Galvão; Carlos de Queiroz Galvão; Carmem Lúcia Galvão S. Leão; Cristina de Queiroz Galvão; Fernando de Queiroz Galvão; Marcos de Queiroz Galvão; Maria Dulce de Queiroz Galvão; Maurício José de Queiroz Galvão; Paulo César Viana Galvão; Ricardo de Queiroz Galvão; Roberto de Queiroz Galvão; e Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves.
(3) Somos controladores indiretos da Manati S.A. Nossa controlada direta, Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, é detentora de todas as ações emitidas pela Manati S.A., exceto por três ações ordinárias detidas pelos três membros do conselho de administração daquela companhia em caráter fiduciário, tal como exigido pela Lei das Sociedades por Ações.

8.3 - Operações de reestruturação

Data da operação	**16/12/2010**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Reorganização societária
Descrição da operação	Foi realizada uma reunião do nosso Conselho de Administração, na qual foi aprovado um aumento de capital da Companhia, integralmente subscrito pelo Quantum – Fundo de Investimento em Participações, ou FIP. Após o referido aumento de capital, a QGSA e o FIP passaram, respectivamente, a deter 90% e 10% das nossas ações.

Data da operação	**29/09/2010**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Reorganização societária
Descrição da operação	Nosso então acionista controlador, QGOG, realizou uma Assembleia Geral Extraordinária, na qual seus acionistas deliberaram a redução de seu capital social, de forma que as ações de nossa emissão, detidas por QGOG, passaram a ser detidas diretamente pela Queiroz Galvão S.A., ou QGSA, que também era sua acionista controladora. Desde então, a QGSA passou a ser nossa acionista controladora.

Data da operação	**02/09/2010**
Evento societário	Alienação e aquisição de controle societário
Descrição da operação	A QGOG adquiriu todas as ações de nossa emissão. Na mesma data, a QGOG deliberou aumentar nosso capital social mediante o aporte da totalidade das ações emitidas pela QGEP, que passou, assim, a ser nossa subsidiária integral.

Data da operação	**02/07/2010**
Evento societário	Outro
Descrição do evento societário "Outro"	Reorganização societária
Descrição da operação	A Queiroz Galvão Óleo e Gás, ou QGOG, aportou na Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, então sua subsidiária integral, acervo líquido, compreendendo praticamente todos os ativos e passivos relacionados ao segmento de negócio de exploração e produção de petróleo e gás natural, ou E&P.

8.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 8 foram descritas nos itens anteriores.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Não aplicável, vez que não possuímos ativos imobilizados relevantes.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
Escritório Central	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Alugada
Filial de Salvador	Brasil	BA	Salvador	Alugada

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não possuímos patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia relevantes em nosso ativo não-circulante.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Manati S.A.	07.063.991/0001-09	-	Controlada	Brasil	BA	Salvador	Exploração e produção de petróleo e gás natural.	100,000000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
30/09/2010	0,000000	0,000000	0,00	Valor mercado		
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	30/09/2010	452.679.000,00

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Expansão dos nossos negócios e participação em processos de round licitatório da ANP.

Nossas participações em Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e Manati S.A. foram transferidas para nós em 2 de setembro de 2010, não havendo, na data deste Formulário de Referência, valorização de acordo com o valor contábil a ser declarada.

Razão social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	11.253.257/0001-71	-	Controlada	Brasil	RJ	Rio de Janeiro	Exploração e produção de petróleo e gás natural.	100,000000

Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)
30/09/2010	0,000000	0,000000	0,00	Valor mercado		
31/12/2009	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	30/09/2010	582.226.000,00

Razões para aquisição e manutenção de tal participação

Expansão dos nossos negócios e participação em processos de round licitatório da ANP.

Nossas participações em Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e Manati S.A. foram transferidas para nós em 2 de setembro de 2010, não havendo, na data deste Formulário de Referência, valorização de acordo com o valor contábil a ser declarada.

9.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 9 foram descritas nos itens anteriores.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

Somos a maior empresa de controle privado brasileiro no setor de exploração e produção em termos de produção diária de barris equivalentes de petróleo, ou *boe,* no Brasil, segundo dados divulgados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, em dezembro de 2009. Nossas atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural e condensado concentram-se, atualmente, nas Bacias de Santos, Jequitinhonha e Camamu, sendo nosso principal ativo a titularidade de 45% do Campo de Manati, no Estado da Bahia, que é o maior campo de gás natural não associado em produção no Brasil, cuja capacidade de produção é de aproximadamente oito milhões de m^3 de gás por dia.

Entre 2 de setembro de 2010, data em que passamos a controlar companhias operacionais, e 30 de setembro de 2010, data em que foram apuradas nossas demonstrações financeiras, nossa receita líquida totalizou R$36,6 milhões. Conforme detalhado na Seção 10 - Item 10.2 deste Formulário de Referência, nossas receitas são preponderantemente provenientes da venda de gás para a Petróleo Brasileiro S.A., ou Petrobras. Embora esses recursos nos proporcionem satisfatórios níveis de geração de caixa, foram efetuados contratos de financiamento, cuja finalidade consistiram, principalmente: (i) no desenvolvimento do Campo de Manati e (ii) na prospecção e exploração de petróleo e gás natural.

Em 30 de setembro de 2010, acreditamos que a Companhia se encontrava com liquidez satisfatória, o que se reflete em nosso capital circulante líquido de R$ 110 milhões, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, representando condições adequadas para cumprir as nossas obrigações operacionais de curto prazo.

Nossos Diretores acreditam que a nossa saúde financeira é suficiente para atender nossas obrigações com terceiros e nossa necessidade de capital de giro, incluindo o pagamento do serviço da dívida, que pode ser observado em nossa liquidez corrente, que estava na proporção de 151% (Ativo Circulante/Passivo Circulante) em 30 de setembro de 2010.

Adicionalmente, a estrutura de capital da Companhia em 30 de setembro de 2010 era composta de 52% de capital próprio e 48% de capital de terceiros, o que consideramos um saudável índice de alavancagem.

Com o objetivo de desenvolver nosso planejamento estratégico e aproveitar oportunidades da indústria, pretendemos captar recursos por meio de uma oferta pública inicial de ações. No longo prazo, e na medida em que os recursos descobertos sejam incorporados às nossas reservas, analisaremos a possibilidade de acionar eventuais fontes de financiamento externas, sempre que as mesmas se apresentarem eficientes em termos estruturais e de custo.

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; ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Em 30 de setembro de 2010, tínhamos uma posição consolidada na conta Caixa e Equivalentes de Caixas de R$240,4 milhões e um ativo circulante de R$328,5 milhões. Nessa data, apresentávamos um passivo circulante consolidado de R$218,3 milhões e um passivo não circulante consolidado de R$326,9 milhões.

Por fim, destacamos que não há hipóteses de resgate de ações de nossa emissão, além das legalmente previstas.

c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Acreditamos possuir capacidade de pagamento de nossos compromissos financeiros. Nosso capital circulante líquido consolidado, que corresponde à subtração do ativo circulante consolidado com o passivo circulante consolidado, era de R$110,2 milhões em 30 de setembro de 2010.

Considerando o nosso fluxo de caixa e a nossa posição de liquidez, acreditamos que temos liquidez e recursos de capital suficientes para cumprir com eventuais pagamentos de obrigações e outros valores a serem pagos no curto prazo e no longo prazo, embora não possamos garantir que tal situação permanecerá igual. Caso seja necessário, contrairemos empréstimos para financiar nossos gastos operacionais e aquisições, o que no entendimento dos nossos Diretores será possível. Adicionalmente, até a data deste Formulário de Referência temos cumprido com as nossas obrigações relativas aos compromissos financeiros assumidos.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

d) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Acreditamos que nossa capacidade de geração de caixa nos permite financiar grande parte da expansão de nossas atividades. Quando apropriado, contraímos empréstimos e financiamentos junto a instituições financeiras, sendo o respectivo pagamento realizado com os recursos advindos da nossa própria geração de recursos.

e) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez.

Diante da nossa estrutura de capital, acreditamos que geramos recursos suficientes para cumprir as nossas obrigações operacionais rotineiras. Contudo, isto não exclui a possibilidade de estruturarmos ou obtermos uma fonte de financiamento futuro para o capital de giro ou para investimentos em ativos não circulantes.

f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes; ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras; iii. grau de subordinação entre as dívidas; iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário.

i. Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Nosso endividamento é composto por contratos de empréstimo e financiamento com instituições financeiras, que visam a garantir recursos para cumprir nosso cronograma de investimentos e suprir eventuais necessidades de capital de giro, caso haja descasamento do fluxo de recebimentos e pagamentos.

Em 30 de setembro de 2010, o nosso endividamento consolidado totalizava o montante de R$383,3 milhões, sendo que R$269,4 milhões em moeda nacional e R$113,9 milhões em Dólares norte-americanos. A tabela abaixo demonstra o nosso nível de endividamento e características de nossas dívidas em 30 de setembro de 2010:

Modalidade	Encargos financeiros	Valor Consolidado (em R$ milhões) em 30 de setembro de 2010
Em moeda estrangeira		
IFC – A – US$	LIBOR + 1,75% a.a.	11,5
IFC – C – US$	10,29 a.a. e 11,48% a.a.	17,6
Banco do Brasil – US$	LIBOR + 1,5% a.a.	84,8
Total em moeda estrangeira		**113,9**
Em moeda nacional		
BNDES	TJLP + 3,5% a.a.	118,0
BNB	10% a.a.(1)	151,4
Total em moeda nacional		**269,4**
Empréstimos e financiamentos - circulante		**154,5**
Empréstimos e financiamentos - não circulante		**228,8**
Total		**383,3**

(1) Não considerando Bônus de Adimplência, que reduz em 15% a taxa efetiva dos juros, desde que seja paga até a data do respectivo vencimento.

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados abaixo:

Vencimentos (em R$ milhões)	Em 30 de Setembro de 2010
2011	24,9
2012	51,6
2013	51,6
2014	51,6
2015 em diante	49,1
Total	**228,8**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Seguem breves descrições dos nossos contratos de financiamento:

Contrato com a *International Finance Corporation* - IFC
O contrato de financiamento com o *International Finance Corporation*, ou IFC e Contrato IFC, foi originalmente celebrado entre essa instituição e a QGOG. Em maio de 2010, foi celebrado um termo de anuência (*waiver*) por meio do qual o IFC consentiu, sugeito a certas condições, que as obrigações desse contrato de financiamento fossem transferidas para nossa subsidiária QGEP. Na data deste Formulário de Referência, as partes encontram-se negociando a minuta de aditivo ao contrato de financiamento e garantia, que formalizará a transferência do referido contrato para a QGEP. O contrato de financiamento com o IFC é garantido por notas promissórias (no mesmo número de parcelas do pagamento do principal), garantidas pela Queiroz Galvão S.A., ou QGSA, na qualidade de avalista.

Contrato com o Banco do Brasil - BB
A QGOG celebrou contrato de empréstimo externo direto, em moeda estrangeira, com o Banco do Brasil S.A., ou BB e Contrato BB, agência Paris, França, em 24 de agosto de 2009, tendo o BB do Brasil figurado como Agente. O valor do empréstimo contratado era de US$50,0 milhões, sobre os quais incidiam juros equivalentes à taxa LIBOR, acrescida de *spread* de 2,55% ao ano até 22 de agosto de 2010 e taxa LIBOR mais *spread* de 1,50% ao ano a partir da referida data. O Contrato BB foi originalmente celebrado entre essa instituição e a QGOG. Em 20 de agosto de 2010, foi celebrado um termo aditivo ao contrato de financiamento por meio do qual as obrigações deste contrato foram transferidas para nossa subsidiária QGEP. Este contrato de financiamento era garantido por uma carta de crédito *standby* (modalidade de garantia bancária) no valor de US$50 milhões emitida pelo BB do Brasil, e possuía uma contra garantia no valor de US$71,5 milhões.

A liquidação do financiamento foi realizada em uma única parcela no dia 30 de dezembro de 2010, conforme previsto no termo aditivo ao contrato de financiamento de 20 de agosto de 2010.

Contrato com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES
A Manati S.A. celebrou, em 28 de junho de 2005, um contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES e Contrato BNDES, originariamente no valor de R$245,0 milhões, porém tal valor foi reduzido a R$225,3 milhões nos termos do segundo aditamento ao Contrato BNDES. O crédito de R$225.270.000,00 está dividido em dois subcréditos, sendo: (i) subcrédito A, no valor de R$105.042.738,80, destinados ao financiamento das instalações do gasoduto terrestre e da Estação de São Francisco; e (ii) subcrédito B, no valor de R$120.227.261,20, destinados ao financiamento das instalações do gasoduto marítimo, da plataforma de produção e demais itens financiáveis do Campo de Manati. A QGSA figura no contrato como interveniente fiadora e a QGEP como interveniente controladora, na qualidade de titular das ações da Manati S.A. O referido contrato foi aditado cinco vezes: Em 22 de fevereiro de 2007, 3 de setembro de 2007; 9 de outubro de 2007; 28 de outubro de 2008; 1º de dezembro de 2010, alterando-se, essencialmente, as condições do empréstimo e, em relação ao último aditivo, substituição da interveniente controladora original QGOG pela QGEP, haja vista transferência de titularidade das ações da Manati S.A. da QGOG para a QGEP. Os juros pactuados no contrato são de Taxa de Juros de Longo Prazo, ou TJLP, acrescidos de *spread* de 3,5% ao ano, calculados, capitalizados e exigíveis nos termos do contrato.

A amortização do principal é dividida em 108 prestações mensais, iguais e sucessivas, cada uma delas no valor principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas. De acordo com o cronograma inicial de amortizações, o vencimento da primeira prestação foi fixado para o dia 15 de outubro de 2007 e o da última para 15 de setembro de 2016. Considerando o cronograma de aceleração e pagamentos já realizados, conforme previsto no Contrato, estimamos que a última prestação será paga em 15 de agosto de 2014.

O contrato de financiamento celebrado entre o BNDES e nossa controlada indireta Manati S.A. prevê as seguintes garantias:

- Fiança prestada pela QGSA, responsável solidariamente até a final liquidação do contrato, mas podendo ser antecipadamente liberada, se atendidas determinadas condições do contrato. Essa garantia é compartilhada pelo Contrato BNDES e o contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o Banco do Nordeste do Brasil S.A., ou BNB e Contrato BNB.
- Penhor em primeiro grau, em favor do BNDES e do BNB, dos direitos creditórios da Manati S.A. emergentes de todos os contratos relativos ao projeto.
- Penhor em primeiro grau, em favor do BNDES e do BNB, do gás natural e dos demais hidrocarbonetos de propriedade da Manati S.A. produzidos no Campo de Manati.
- Penhor de Ações: A QGEP, titular de 99,99% das ações da Manati S.A. e na qualidade de cessionária dos direitos e obrigações da QGOG, celebrou com o BNB e com o BNDES um contrato de penhor de ações, por meio do qual a QGEP dá em penhor ao BNB e ao BNDES a integralidade das ações da

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Manati S.A. de sua titularidade.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em setembro de 2007, a Manati S.A. firmou contrato de vinculação e cessão de receita para: (i) vincular, ao BNB e ao BNDES, a integridade da receita pertencente à Manati S.A. proveniente do contrato de compra e venda de gás natural firmado com a Petrobras, bem como de toda e qualquer outra receita proveniente da comercialização de hidrocarbonetos oriundos do Campo de Manati; e (ii) ceder, ao BNB e ao BNDES, para pagamento das prestações dos contratos de financiamento firmados com ambos, em caráter irrevogável e irretratável, e até a final liquidação de todas as obrigações neles assumidas pela Manati S.A., parcela das referidas receitas em valor correspondente ao total das prestações de amortização do principal e dos acessórios da dívida de tais contratos de financiamento.

Por força desse contrato de vinculação e cessão de receita, sempre que a produção de gás natural do Campo de Manati exceder a determinas quantidades mensais, definidas no contrato, a Manati S.A. é obrigada a depositar em conta vinculada o valor correspondente a 50% do acréscimo na parcela de produção destinada à Manati S.A., multiplicado pelo preço contratual de venda do gás natural. Sempre que o saldo dessa conta vinculada alcançar um montante igual ao valor de uma prestação de amortização, a Manati S.A. efetuará um pagamento adicional, deduzindo tal montante do saldo devedor e reduzindo o número de prestações de trás para frente.

Contrato com o Banco do Nordeste do Brasil S.A. – BNB

A Manati S.A. celebrou, em 28 de junho de 2005, o Contrato BNB, no valor de R$245,0 milhões, destinado ao financiamento da produção e do transporte de gás natural e do condensado do Campo de Manati (Bloco BCAM-40). O referido crédito está dividido em dois subcréditos, sendo: (i) um subcrédito no valor de R$196,5 milhões; e (ii) o segundo subcrédito no valor de R$48,5 milhões, correspondente a financiamento com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste, ou FNE-PROINFRA. A QGSA figura no contrato como interveniente fiadora e a QGEP como interveniente controladora, na qualidade de titular das ações da Manati S.A. Os juros pactuados no contrato, hoje em 10% ao ano, variam de acordo com os recursos vinculados ao Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste – FNE e são calculados, capitalizados e exigíveis nos termos do contrato. O contrato prevê ainda um bônus de adimplência de 15% sobre a taxa de juros efetiva, desde que as prestações de juros ou de principal sejam pagas até as datas dos respectivos vencimentos. Embora ainda não tenha sido assinado o aditivo a esse contrato de financiamento, transferindo as obrigações desse contrato para nossa subsidiária QGEP, no dia 1º de dezembro de 2010 foi firmado um aditivo ao penhor de ações, no qual o BNB concordou com a cessão em questão e estipulando que a QGEP passa a ser interveniente controladora para fins do contrato de financiamento, tendo inclusive dado quitação à QGOG.

O principal da dívida deve ser amortizado em 108 prestações mensais, iguais e sucessivas, sendo a primeira em 15 de outubro de 2007 e a última em 15 de setembro de 2016.

O contrato de financiamento celebrado entre o BNB e nossa controlada indireta Manati S.A. prevê as seguintes garantias:

- Fiança prestada pela QGSA, responsável solidariamente até a final liquidação do Contrato BNB, mas podendo ser antecipadamente liberada, se atendidas determinadas condições do Contrato. Essa garantia é compartilhada pelo Contrato BNDES e Contrato BNB.
- Contrato de Penhor em Primeiro Grau em favor do BNDES e do BNB dos direitos creditórios da Manati S.A. emergentes de todos os contratos relativos ao Projeto.
- Contrato de Penhor em Primeiro Grau em favor do BNDES e do BNB do Gás Natural e dos demais hidrocarbonetos de propriedade da Manati S.A. produzidos no Campo de Manati.
- Penhor de Ações: A QGEP, controladora das ações de Manati S.A., celebrou com ao BNB e com o BNDES a integralidade das ações da Manati S.A. de sua titularidade.

Em setembro de 2007, a Manati S.A. firmou contrato de vinculação e cessão de receita para: (i) vincular, ao BNB e ao BNDES, a integridade da receita pertencente à Manati S.A. proveniente do contrato de compra e venda de gás natural firmado com a Petrobras, bem como de toda e qualquer outra receita proveniente da comercialização de hidrocarbonetos oriundos do Campo de Manati; e (ii) ceder, ao BNB e ao BNDES, para pagamento das prestações dos contratos de financiamento firmados com ambos, em caráter irrevogável e irretratável, e até a final liquidação de todas as obrigações neles assumidas pela Manati S.A., parcela das referidas receitas em valor correspondente ao total das prestações de amortização do principal e dos acessórios da dívida de tais contratos de financiamento. Por força desse contrato de vinculação e cessão de receita, sempre que a produção de gás natural do Campo de Manati excede a determinas quantidades mensais, definidas no contrato, a Manati S.A. é obrigada a depositar em conta vinculada o valor correspondente a 50% do acréscimo na parcela de produção destinada à Manati S.A. multiplicado pelo preço contratual de venda do gás natural. Quando o saldo dessa conta vinculada alcançar um montante igual ao valor de uma prestação de amortização, o banco tem o direito de efetuar um pagamento adicional, deduzindo tal montante do saldo devedor e

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

reduzindo o número de prestações de trás para frente. Apesar de já termos alcançado saldo suficiente na conta vinculada, o BNB tem optado por não realizar os pagamentos adicionais.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

ii. Outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Em 30 de setembro de 2010, não possuíamos em nosso passivo nenhuma outra operação de longo prazo com instituições financeiras, além daquelas mencionadas no item anterior. No entanto, buscamos manter uma relação comercial com os principais agentes financeiros no mercado, visando ao pronto acesso a linhas de crédito para financiamento de novos investimentos e eventuais demandas de capital de giro.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação contratual entre nossas dívidas quirografárias. As nossas dívidas que são garantidas com garantia real contam com as preferências e prerrogativas previstas em lei.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, a distribuição de dividendos, a alienação de ativos, a emissão de novos valores mobiliários e a alienação de controle societário

O Contrato IFC possui cláusulas restritivas, ou *covenants*, que restringem a capacidade de endividamento da entidade financiada, obrigando-a a manter os seguintes índices: (i) o índice obtido pela divisão da dívida líquida em aberto pelo patrimônio líquido deverá ser inferior a 50:50; (ii) o índice obtido pela divisão do lucro líquido excluindo amortização, impostos, resultado financeiro e despesa de capital pelo serviço da dívida deverá ser superior a 1,5; e (iii) o índice obtido pela divisão do ativo circulante pelo passivo circulante deverá ser igual ou superior a 1,2. Embora a QGEP somente se torne sujeita aos *covenants* do Contrato IFC após a formalização da transferência do mesmo para sua titularidade, a QGEP já estaria cumprindo com os índices acima referidos caso fosse, na data deste Formulário de Referência, a titular do Contrato IFC.

O Contrato BB não restringia nossa capacidade de endividamento ou de contração de novas dívidas.

O Contrato BNDES impõe à Manati S.A. certas restrições contratuais em relação a sua capacidade de endividamento, obrigando-a a manter os seguintes índices: (i) o índice de cobertura do serviço da dívida deverá ser igual ou maior que 1,3, sendo que tal índice será apurado, aplicando-se a seguinte fórmula: (LAJIDA – IR – CSLL – desembolso para abandono + variação do capital de giro)/serviço da dívida; e (ii) endividamento geral deverá ser sempre igual ou inferior a 80%, sendo tal índice apurado da seguinte forma: (passivo circulante+exigível de longo prazo – dívida subordinada)/ativo total. Para fins desse cálculo, dívida subordinada será a dívida proveniente do aporte dos acionistas no caso de alguma nova descoberta de Campo/Reserva no Bloco BCAM-40. O Contrato BNDES determina, ainda, que a Manati S.A. não pode distribuir aos seus acionistas dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio que, somados, atinjam percentual superior a 25% ao ano, sem prévia e expressa anuência do BNDES. Historicamente, todas as solicitações efetuadas ao BNDES foram devidamente atendidas de forma a liberar o excesso de caixa gerado pela controlada Manati S.A. para a sua controladora.

O Contrato BNB impõe à Manati S.A. certas restrições contratuais em relação a sua capacidade de endividamento, obrigando-a a manter os seguintes índices: (i) o índice de cobertura do serviço da dívida deverá ser igual ou maior que 1,3, sendo que tal índice será apurado, aplicando-se a seguinte fórmula: (EBITDA – IR – CSLL – provisão para abandono+variação do capital de giro)/serviço da dívida; e (ii) endividamento geral deverá ser sempre igual ou inferior a 80%, sendo tal índice apurado da seguinte forma: (passivo circulante+exigível de longo prazo – dívida subordinada)/ativo total. Para fins desse cálculo dívida subordinada será a dívida proveniente do aporte dos acionistas no caso de alguma nova descoberta de Campo/Reserva no Bloco BCAM-40. O Contrato BNB determina, ainda, que a Manati S.A. não pode distribuir aos seus acionistas dividendos e/ou de juros sobre o capital próprio que, somados, atinjam percentual superior a 25% ao ano, sem prévia e expressa anuência do BNB. Historicamente, todas as solicitações efetuadas ao BNB foram devidamente atendidas de forma a liberar o excesso de caixa gerado pela controlada Manati S.A. para a sua controladora.

Os contratos de financiamento com o BNDES, BNB e IFC possuem cláusulas que restringem a realização de qualquer fusão, cisão, consolidação ou reorganização societária pelas companhias financiadas sem a prévia aprovação dos credores. Na data deste Formulário de Referência, todos os credores já haviam consentido com a reestruturação societária descrita na Seção 6 – Item 6.3 deste Formulário de Referência.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

g) Limites de utilização dos financiamentos já contratados.

Já utilizamos 100% dos financiamentos que contratamos.

h) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Conforme detalhado na Seção 6 – Item 6.3 deste Formulário de Referência, fomos constituídos no dia 9 de março de 2010 e somente nos tornamos uma companhia operacional no dia 2 de setembro de 2010.

Elaboramos nossas demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada pelas Leis nºs 11.638 de 28 de dezembro de 2007 e 11.941 de 27 de maio de 2009, ou Lei das Sociedades por Ações, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, ou CPC, emitidos em 2009 e 2010, aprovados por resoluções do Conselho Federal de Contabilidade, ou CFC, e de acordo com normas da CVM.

Elaboramos nossas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro - *International Financial Reporting Standards*, ou IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board*, ou IASB, as quais são consistentes com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis nos. 11.638/2007 e 11.941/2009, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do CPC, emitidos em 2009 e 2010, aprovados por resoluções do CFC, e de acordo com normas da CVM.

Estamos apresentando informações financeiras consolidadas *carve out* na Seção 10 – Item 10.11 deste Formulário de Referência, considerando critérios descritos na mesma seção.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

a. Resultado das operações do emissor, em especial:

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossas receitas advêm basicamente da produção e comercialização de hidrocarbonetos, especialmente da venda de gás natural e condensado do Campo de Manati. Todo gás natural produzido no Campo de Manati é vendido para a Petrobras, nos termos de um contrato de longo prazo, enquanto o condensado produzido naquele campo é vendido para a Dax Oil Refino S.A., ou Dax Oil.

Eventualmente, nossas receitas poderão advir da venda de participação em concessões de blocos exploratórios ou campos em produção.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Conforme detalhado na Seção 6 – Item 6.3 deste Formulário de Referência, fomos constituídos no dia 9 de março de 2010 e somente passamos a controlar companhias operacionais no dia 2 de setembro de 2010. Não identificamos fatores que afetaram materialmente os nossos resultados operacionais entre 2 de setembro e 30 de setembro de 2010, data base para nossas demonstrações financeiras.

b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Alterações de preços e volumes
A nossa receita operacional é preponderantemente proveniente da venda de gás natural do Campo de Manati para a Petrobras, com base em um contrato de longo prazo. O preço de gás é denominado em Reais e reajustado em bases anuais de acordo com índice contratual. Nossa receita operacional é diretamente afetada por alterações de volumes vendidos, muito embora o contrato com a Petrobras preveja um volume mínimo contratado (*take or pay*). Adicionalmente, temos um contrato com a Dax Oil para a venda de condensado, cuja receita está indexada ao preço da *commodity* (Brent) no mercado internacional.

Alterações de taxas de câmbio
A maior parte das nossas receitas é denominada em Real, assim como a maior parte dos custos de produtos vendidos.

Nossos investimentos em exploração são normalmente atrelados à moeda estrangeira e, consequentemente, um aumento na atividade exploratória tende a aumentar nossa exposição às variações na taxa de câmbio.

Parte da dívida está expressa em Dólares norte-americanos. Como a nossa moeda funcional é o Real, as mudanças no valor do Dólar norte-americano, em relação ao Real, provocam variações no passivo, que resultam em ganhos ou perdas cambiais nos resultados financeiros, conforme detalhado nas comparações das demonstrações de resultado de cada período contidas na Seção 10 - Item 10.11 abaixo. Ressalte-se, por oportuno, que procuramos compatibilizar a moeda de nossos financiamentos com a receita de nossos projetos. Nesse sentido, nossos investimentos em Manati foram custeados por financiamentos indexados ao Real, uma vez que as receitas provenientes desse campo são denominadas em moeda nacional.

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 situação financeira e o resultado de nossas operações são influenciados pelo cenário macroeconômico brasileiro e pela variação de preços dos principais insumos e produtos, especialmente do petróleo, do câmbio e da taxa de juros.

Inflação e Taxas de Juros
A inflação e as taxas de juros de referência podem influenciar os nossos resultados, na medida em que podem gerar maior, ou menor, disponibilidade de renda, reduzir ou expandir a atividade econômica, ou afetar o volume de investimentos na economia.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

A variação dos índices de inflação afeta as nossas receitas e despesas, tendo em vista que o contrato de venda de gás natural, assim como os contratos com nossos prestadores de serviços, são reajustados por índices atrelados à inflação. Os insumos que utilizamos podem sofrer também pressão inflacionária.

De acordo com o Banco Central do Brasil, a inflação ficará acima do centro da meta em 2010, embora dentro da margem de 2%, considerando uma consolidação do atual ciclo de expansão da economia brasileira. Houve uma alta de 5,91% no Índice Geral de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA, em 2010, isto é, 1,41% acima da meta estabelecida pelo Conselho Monetário Nacional, que é de 4,5%.

Taxas de juros de mercado

Nossos empréstimos e financiamentos, listados na Seção 10 - Item 10.1(f)(i) deste Formulário de Referência, são atrelados às taxas de juros de mercado, principalmente à taxa LIBOR e à Taxa de Juros a Longo Prazo, TJLP. A variação das taxas de juros de mercado pode aumentar, ou reduzir, o custo de nossos empréstimos, que são captados, em parte, com taxas de juros variáveis referenciadas à taxa LIBOR e à TJLP. Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a nossa administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa LIBOR, utilizando-se de contratos de derivativos, *swap*, à taxa fixa de juros de 3,53%.

Cabe ressaltar que, em geral, não utilizamos derivativos, tais como *swaps* tradicionais, com o propósito de anular oscilações da TLJP, perante estas captações de recursos em instituições financeiras brasileiras.

A seguinte tabela de sensibilidade, com informações de 30 de setembro de 2010, diz respeito a uma variação eventual de receitas ou despesas associadas às operações e cenários estimados, sem considerar seus valores de mercado.

	Cenário provável - Deterioração 5%	Cenário I - Deterioração de 25%	Cenário I - Deterioração de 50%
Empréstimos e financiamentos variáveis a taxa LIBOR			
Taxa efetiva anualizada da LIBOR em 30.09.2010	0,5250%	0,5250%	0,5250%
Taxa anualizada estimada da LIBOR com base na deterioração calculada	0,5513%	0,6563%	0,7875%
Empréstimos e financiamentos expostos – Principal expresso em R$ mil	96.356	96.356	96.356
Derivativo – Valor nocional expresso em R$ mil	(706)	(706)	(706)
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa LIBOR nos Empréstimos e financiamentos	25	126	253
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa LIBOR no derivativo	(0)	(1)	(2)
Efeito líquido no resultado de cada incremento potencial da taxa LIBOR	25	125	251
Empréstimos e financiamentos remunerados pela URTJLP - R$ mil			
Variação da URTJLP:			
Unidade de Referência da Taxa de Juros de Longo Prazo (URTJLP): valor base para indexação do principal de Empréstimos e Financiamentos remunerados pela TJLP em 30.09..2010 – R$mil	1,97408	1,97408	1,97408
Valor base da URTJLP estimada com base na deterioração calculada	2,0728	2,4676	2,9611
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP – Principal expresso em URTJLP	59.797	59.797	59.797
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	118.044	118.044	118.044
Efeito no resultado de cada incremento potencial da URTJLP nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	5.903	29.511	59.020
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP - R$ mil			
Variação da TJLP:			
Taxa anual efetiva da TJLP em 30.09.2010 – R$mil	6%	6%	6%
Taxa anual estimada da TJLP com base na deterioração prevista	6,3%	7,5%	9%
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	118.044	118.044	118.044
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa da TJLP nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	354	1.771	3.541

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Taxa de Câmbio

O nosso risco cambial está relacionado aos empréstimos vinculados em moeda estrangeira e à provisão para abandono. Para mitigar o risco cambial relacionado aos empréstimos, realizamos um contrato de *hedge* cambial para as linhas de curto prazo, cujo pagamento é feito com o fluxo de dividendos de Manati S.A., observadas as restrições impostas pelos contratos com o BNDES e BNB, sabendo que a receita é expressa em Reais.

Somos beneficiados pela valorização do Real perante o Dólar norte-americano na medida em que a apreciação da moeda nacional gera um ganho cambial sobre os nossos financiamentos não vinculados a contratos de *hedge* cambial e sobre a nossa provisão para abandono que são indexados ao Dólar norte-americano.

A expansão de nossas atividades demandará um aumento de nossa exposição à moeda estrangeira, uma vez que nossos dispêndios com imobilizado (*capex*) relacionados à atividade exploratória são preponderantemente atrelados à moeda estrangeira. Entendemos, contudo, haver um *hedge* natural dado que o valor das nossas reservas é vinculado ao Dólar norte-americano, moeda padrão do mercado internacional de petróleo e gás.

A seguinte tabela de sensibilidade, com informações de 30 de setembro de 2010, diz respeito a uma variação eventual de receitas ou despesas associadas às operações e cenários estimados, sem considerar seus valores de mercado.

	30 de setembro de 2010				
	Montante em R$	Montante em USD	Cenário provável	Cenário possível (25%)	Cenário remoto (50%)
Dólar norte-americano			1,80	2,25	2,70
Operação			Reais		
Empréstimos na moeda estrangeira	113.930	67.247	121.045	151.306	181.567
Provisão para abandono	96.683	57.067	102.721	128.401	154.081
Derivativo	(84.887)	(50.104)	(90.188)	(112.735)	(135.282)
Passivos expressos em reais nas respectivas taxas de cambio	125.726	74.210	133.578	166.972	200.366
Efeito no resultado de cada incremento na valorização do Dólar norte-americano em relação ao Real	N/A	N/A	7.852	41.246	74.640

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Atuamos somente no segmento de exploração e produção, ou E&P. Desde nossa constituição, nenhum segmento operacional foi introduzido ou alienado.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Conforme detalhado na Seção 6 - Item 6.3 deste Formulário de Referência, no dia 2 de setembro de 2010, foi realizada uma Assembleia Geral Extraordinária na qual nossos acionistas aprovaram um aumento de nosso capital social, integralizado pela QGOG mediante o aporte da totalidade das ações emitidas pela QGEP, que passou assim a ser nossa subsidiária integral.

c) Eventos ou operações não usuais

Desde nossa constituição, não houve qualquer evento ou operação não usual.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

a) Mudanças significativas nas práticas contábeis

Elaboramos nossas demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis n^{os} 11.638/2007 e 11.941/2009, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do CPC, emitidos em 2009 e 2010, aprovados por resoluções do CFC, e de acordo com normas da CVM. Não ocorreram mudanças significativas em nossas práticas contábeis.

Esse processo de convergência abrange duas etapas: (i) a primeira foi desenvolvida em 2008, com a emissão, por parte do CPC, de pronunciamentos e orientações; (ii) a segunda, que até a data de aprovação destas demonstrações financeiras contempla a edição dos CPCs 15 a 40 e outras interpretações diversas. A adoção das novas regras será obrigatória a partir do exercício social que se encerrará em 31 de dezembro de 2010 (com efeito retroativo ao exercício iniciado em 1º de janeiro de 2009). Nós optamos pela aplicação antecipada a partir de nossa constituição em 9 de março de 2010.

O nosso patrimônio líquido e o resultado individual refletem o mesmo saldo do patrimônio líquido e do resultado consolidado.

Elaboramos nossas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, as quais são consistentes com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do CPC, emitidos em 2009 e 2010, aprovados por resoluções do CFC, e de acordo com normas da CVM. Não ocorreram mudanças significativas em nossas práticas contábeis.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Item não aplicável.

c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

As nossas Demonstrações financeiras individuais, relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que:

- "Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras individuais, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de óleo e gás natural da Companhia Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e para anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). A Administração avalia que este fato não representa impeditivo para a continuidade do processo em andamento da Oferta Pública Inicial de Ações.

- Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais, durante o ano de 2009, foram aprovados pela CVM diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), com vigência em 2010, que alteraram as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas alterações foram adotadas pela Companhia na preparação de suas demonstrações financeiras referentes ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010.

- Conforme mencionada na Nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais, as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 foram preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB que refletem as práticas adotadas no Brasil e estão sendo apresentadas separadamente."

As nossas demonstrações financeiras consolidadas, relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010, elaboradas de acordo com as IFRS emitidas pelo IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil, foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que:

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

- "Examinamos, também, a demonstração consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao período de vinte e nove dias findo em 30 de setembro de 2010, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e apresentadas como demonstração financeira obrigatória, conforme requerido pela legislação societária brasileira para companhias abertas e como informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

- Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de óleo e gás natural da Companhia Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação para anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). A Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo em andamento Oferta Pública Inicial da Companhia."

Em relação ao parágrafo de ênfase acerca da transferência dos contratos de concessão, esclarecemos que no dia 12 de janeiro de 2011, a diretoria da ANP autorizou a transferência para a nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, dos direitos de exploração dos blocos em que a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, possuía participação, com exceção do Bloco BM-CAL-5 e do Campo de Coral. Em 7 de janeiro de 2011, apresentamos o pedido de transferência dos direitos de exploração do bloco BM-CAL-5 detidos por QGOG para a titularidade de nossa subsidiária QGEP, já tendo firmado, junto com os demais consorciados, o termo de cessão respectivo e aditivo ao contrato de consórcio onde a QGEP assume as obrigações para o bloco em questão. Acreditamos que a ANP aprovará a transferência dos direitos de exploração desse bloco para nossa titularidade. Finalmente, ainda não apresentamos o pedido de transferência de titularidade dos direitos de exploração do Campo de Coral, que foi desativado no final de 2008 e não é relevante quando comparado ao nosso conjunto de ativos. Acreditamos que o processo de transferência desse ativo também deverá ser aprovado pela agência reguladora. Para informações adicionais, consulte Seção 7 - Item 7.1 deste Formulário de Referência.

10.5 - Políticas contábeis críticas

Nossa administração entende que adota as políticas contábeis condizentes com as melhores práticas de mercado e com a indústria de exploração e produção de petróleo e gás. Nossas políticas contábeis são definidas com o propósito de prover os usuários das demonstrações financeiras com informações úteis na tomada de decisão e visam a representar as nossas transações com neutralidade, prudência e integridade e consideram as seguintes características qualitativas: compreensibilidade, relevância, confiabilidade e comparabilidade.

Ademais, a preparação das demonstrações financeiras se baseia em estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da amortização, provisão para *impairment*, provisão para contingências, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, expectativa de realização dos créditos tributários e provisão para o imposto de renda e contribuição social.

Imobilizado

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos usados na formação de ativos qualificáveis (IAS 23 - Custos de Empréstimos), deduzidos da amortização acumuladas.

Os gastos com a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás são registrados pelo método dos esforços bem sucedidos, ou *successful efforts*. Esse método determina que os custos de desenvolvimento de todos os poços de produção e dos poços exploratórios bem sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos de geologia e de geofísica, custos com poços secos e os vinculados às reservas não comerciais sejam registrados no resultado, quando incorridos. Os gastos com perfuração de poços, ou *Drilling Costs* onde as avaliações de viabilidade, não foram concluídas, permanecem capitalizados até a sua conclusão.

Os ativos imobilizados, representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural no Campo de Manati, são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada e desenvolvida do campo produtor. As reservas provadas e desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos e, de acordo com padrões internacionais, revisadas anualmente ou quando há indicação de alteração significativa.

De acordo com o IAS 36 – Impairment of Assets, ou Redução ao Valor Recuperável de Ativos, os itens do ativo imobilizado que apresentam sinais de que seus custos registrados são superiores aos seus valores de recuperação são revisados detalhadamente para determinar a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. A nossa administração não identificou mudanças de circunstâncias ou sinais de obsolescência tecnológica, bem como evidências de que seus ativos corpóreos utilizados em suas operações não são recuperáveis perante nosso desempenho operacional e financeiro, e concluiu que, para 30 de setembro de 2010, não existia necessidade de registrar qualquer provisão de perda em nossos ativos imobilizados.

Os juros e demais encargos financeiros calculados sobre os passivos relativos a aquisições do ativo imobilizado foram capitalizados como custos desses ativos até o início de suas operações (fase de produção/operação).

O ganho e a perda oriundos de baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

Intangível

Nosso ativo intangível apresenta os gastos com direitos e concessões que incluem, basicamente, os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas.

Anualmente efetuamos uma avaliação qualitativa dos nossos ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;

10.5 - Políticas contábeis críticas

- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;

- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;

- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Efetuamos uma avaliação dessa natureza para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010, tendo ao final concluído não ser necessário efetuar provisão para realização desses ativos exploratórios na referida data.

Avaliação do valor recuperável dos ativos - Provisão para "*impairment*"

Os bens do imobilizado, intangível e, quando aplicável, outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando aplicável, ocorrendo alguma perda, decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo (definido como o valor presente de fluxos de caixa futuros estimados, que devem resultar do uso de um ativo ou de uma unidade geradora de caixa) e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício.

Provisão para contingências

As provisões são constituídas para obrigações presentes resultantes de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável, com base na opinião dos nossos administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos contingentes com expectativa de "perda possível" são divulgados pela nossa administração, mas não registrados.

Provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas

A obrigação futura com abandono de poços e desmantelamento de área de produção é registrada com base em informações, que são fornecidas pelo operador dos campos e registrada integralmente no momento da declaração de comercialidade de cada campo, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado). Em contrapartida, no passivo, registra-se como provisão para abandono, que sustenta tais gastos futuros.

A provisão para abandono é revista anualmente pelo operador, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e as variações cambiais apuradas são alocadas diretamente no resultado.

Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data do balanço.

Os financiamentos em moeda estrangeira foram convertidos para reais pelas taxas de câmbio vigentes nas datas das demonstrações financeiras.

Imposto de renda e contribuição social

Esses tributos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras. Os tributos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicável.

10.5 - Políticas contábeis críticas

O ativo de imposto de renda e a contribuição social são reconhecidos somente até o montante que possa ser considerado como de realização provável.

Incentivos fiscais

Nossa controlada Manati S.A. encontra-se localizada na área de abrangência da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, ou SUDENE e, por esse motivo, obteve incentivo fiscal consistente na redução de 75% do imposto de renda, calculado com base no lucro da exploração. Esse benefício vigorará até 2018, a partir de 2008. Os valores apropriados no resultado serão destinados à reserva de incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

Instrumentos financeiros

São reconhecidos na data da negociação na qual a compra ou venda ocorrem mediante termos contratuais e requerem entrega dentro dos prazos estabelecidos pelo mercado. Instrumentos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido dos custos de transação diretamente atribuíveis, com exceção dos instrumentos financeiros que sejam reconhecidos pelo valor justo por meio de resultado.

Todos os instrumentos financeiros são avaliados ao valor justo ou custo amortizado.

Os instrumentos financeiros são classificados de acordo com as categorias especificadas: “mensurados pelo valor justo por meio do resultado”, “investimentos mantidos até o vencimento” e “disponíveis para venda” e “empréstimos e recebíveis”. A classificação depende da natureza e da finalidade dos recursos financeiros e é determinada no momento do reconhecimento.

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

A nossa administração avalia a eficácia dos controles internos, relacionados às demonstrações financeiras, por meio de processos desenvolvidos para fornecer conforto razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à elaboração das demonstrações financeiras, para assegurar a nossa capacidade de iniciar, autorizar, registrar, processar e divulgar informações relevantes nas demonstrações financeiras. Não foram identificadas imperfeições relevantes na execução dos controles. Durante o exercício, identificadas quaisquer imperfeições na execução de controles, estas são corrigidas por meio da aplicação de planos de ações que venham a garantir a sua eficácia no encerramento do exercício.

b) Deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente.

Nossos auditores não realizaram suas auditorias com o objetivo de opinar sobre os controles internos, uma vez que o objetivo foi de emitir uma opinião sobre as nossas demonstrações financeiras. No entanto, no contexto de suas auditorias nas demonstrações financeiras, nossos auditores emitiram carta de recomendações. A nossa administração entende que os pontos de melhoria identificados não são relevantes para o nosso processo de preparação de demonstrações financeiras e está atuando na resolução dos mesmos.

10.7 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

a) Como os recursos resultantes da oferta foram utilizados.

Até a data deste Formulário de Referência, não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários de nossa emissão.

b) Se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição.

Até a data deste Formulário de Referência, não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários de nossa emissão.

c) Caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Até a data deste Formulário de Referência, não houve ofertas públicas de distribuição de valores mobiliários de nossa emissão.

10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

a) Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como: i. Arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos; ii. Carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos; iii. Contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços; iv. Contratos de construção não terminada; e, v. Contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

Não detemos ativos e passivos que não sejam registrados em nosso balanço patrimonial.

b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Item não aplicável vez que não há outros itens não evidenciados nas nossas demonstrações financeiras.

10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

a) Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Item não aplicável vez que não há itens não evidenciados nas nossas demonstrações financeiras.

b) Natureza e o propósito da operação

Item não aplicável vez que não há itens não evidenciados nas nossas demonstrações financeiras.

c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Item não aplicável vez que não há itens não evidenciados nas nossas demonstrações financeiras.

10.10 - Plano de negócios

a) investimentos (inclusive descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos, fontes de financiamento dos investimentos e desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos)

i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Despesas de Capital R$ milhões	Menos de 1 ano	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
BM-S-12	50,7				**50,7**
BM-J-2	101,4				**101,4**
BM-S-76	27,0				**27,0**
BM-S-77	10,2				**10,2**
BM-CAL-12		17,0			**17,0**
Total	**189,3**	**17,0**	**0,0**	**0,0**	**206,3**

Esta tabela foi elaborada com base nos números indicados nos Relatórios da GCA, e contempla os investimentos previstos para os próximos três anos nos Programas Exploratórios Mínimos, ou PEM, assumidos junto à ANP nos blocos exploratórios em concessão nas Bacias de Camamu, Jequitinhonha e Santos.

O quadro acima não contempla os investimentos em poços exploratórios não contemplados no PEM, bem como no desenvolvimento da produção, uma vez que estes investimentos estão sujeitos à confirmação de novas descobertas. Estes investimentos podem incluir estudos de reservatórios, aquisição de dados de geologia e geofísica, perfuração de poços de produção e exploração, de injeção de água, de injeção de gás, sistemas de coleta da produção, plantas de gás natural, dutos de interligação dos campos e sistemas de estocagem da produção de óleo e condensado.

ii) fontes de financiamento dos investimentos

Nosso plano de negócios e uso estimado dos recursos foram previstos com base em Recursos Prospectivos Médios Riscados, ou seja, considerando investimentos ponderados pela chance de sucesso de cada Prospecto Exploratório. Portanto, os percentuais de alocação dos recursos captados na nossa oferta pública inicial de ações podem ser alterados significativamente dependendo de sucesso exploratório que possa ocorrer no nosso *portfolio* atual e, eventualmente, ser integralmente dedicado ao desenvolvimento de novos projetos.

Em relação ao nosso *portfolio* atual, parte será desenvolvida por meio do fluxo de caixa existente do Campo de Manati. Estimamos que 20% a 30% desta captação será destinada aos investimentos em exploração e desenvolvimento no portfólio já existente (não suportados pela geração de caixa do Campo de Manati), incluindo a obtenção de aprovações e licenças ambientais, aquisição de dados sísmicos e perfuração de poços exploratórios. Por outro lado, de 70% a 80% dos recursos de nossa oferta pública inicial de ações será utilizado para aquisição, exploração e desenvolvimento de novos blocos e ativos em oportunidades de curto/médio prazo.

Para aquisição dos novos ativos, estamos analisando prioritariamente as oportunidades nas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, tendo, inclusive, interesse em participar das oportunidades atuais e futuras no pré-sal. Poderemos participar oportunamente, preferencialmente com participações minoritárias, em Bacias emergentes que demonstrem a existência de prêmios consideráveis e/ ou *upsides* que possam compensar os riscos destes projetos. Estamos atualmente avaliando a entrada em novos ativos por meio de *farm-ins* que estão sendo ofertados no mercado brasileiro e da participação seletiva em novas rodadas de licitação promovidas pela ANP. Nestas oportunidades de investimentos, utilizaremos, além dos recursos obtidos em razão da oferta pública inicial de ações, os recursos em nosso caixa.

Para os novos investimentos buscaremos oportunidades alinhadas com a nossa estratégia de: (i) aumentar nossa exposição nas bacias do sudeste, (ii) participar nas áreas do pré-sal de forma minoritária, (iii) aumentar nossa participação como operador, (iv) diversificar nossas parcerias, (v) investimentos em projetos selecionados em bacias emergentes com participação minoritária e que tenham prêmio elevado.

Adicionalmente, podemos continuar recorrendo a fontes de recursos de terceiros, de acordo com a disponibilidade de crédito e das condições de mercado, disponíveis para campos em fase de desenvolvimento e produção.

10.10 - Plano de negócios

Planejamos, ainda, fazer o pagamento para diretores, gerentes, funcionários e colaboradores (incluindo diretores, gerentes, funcionários e colaboradores da nossa controlada QGSA de uma remuneração de incentivo que estará vinculada à conclusão de nossa oferta pública inicial de ações e aos seus termos e condições finais. A referida remuneração de incentivo terá o valor global de até 2,4% do valor de nossa oferta primária de ações. Do montante que for definido para o pagamento da remuneração de incentivo, até 50% será alocado para o pagamento aos nossos diretores e aos diretores de nossa controlada QGEP, ao passo que o 50% restante será alocado para o pagamento de nossos gerentes, funcionários e colaboradores, bem como de nossa referida controlada.

iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos.

Não possuímos processo de desinvestimento de ativos em andamento. Cabe ressaltar, no entanto, que são práticas da indústria do petróleo a realização de contratos de *farm-in* e *farm-out*. Podemos, eventualmente, assinar tais tipos de contratos no futuro, caso isso represente benefícios para nossos negócios e acionistas. A assinatura destes contratos, se houver, poderá representar investimentos e desinvestimentos relevantes.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Pretendemos apresentar ofertas nos leilões futuros da ANP para a aquisição de direitos de concessão de blocos que nossa administração tenha definido como áreas potenciais favoráveis para as atividades de exploração e produção.

c) novos produtos e serviços, indicando: i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; iii. projetos em desenvolvimento já divulgados; iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

Item não aplicável, vez que não possuímos plano de negócios relativos a novos produtos e serviços.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Apresentamos a seguir outras informações que consideramos relevantes para a leitura e o entendimento do nosso desempenho operacional.

Assim, as seguintes informações serão incluídas neste item:

- Informações acerca dos resultados do segmento de E&P nos exercícios de 2007, 2008 e 2009 e no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010;
- Informações acerca das nossas demonstrações financeiras consolidadas carve out referentes aos períodos findos em 30 de setembro de 2010 e 2009 e aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007;
- Principais itens das nossas demonstrações de resultado carve out;
- Contratos de empréstimo e financiamento relevantes em 31 de dezembro de 2007, 2008 e 2009;
- Alterações significativas em cada item das demonstrações de resultado carve out;
- Principais alterações no fluxo de caixa consolidado carve out;
- Obrigações contratuais; e
- Dívida Líquida

Informações acerca dos resultados do segmento de E&P nos anos de 2007, 2008 e 2009 e no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010

O segmento de E&P gerou receita líquida de R$270,5 milhões em 2007, R$367,5 milhões em 2008, R$330,2 milhões em 2009 e R$281,8 milhões no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010.

O segmento de E&P gerou lucro líquido de R$127,5 milhões em 2007, lucro líquido de R$79,8 milhões em 2008, lucro líquido de R$65,8 em 2009 e lucro líquido de R$136,4 no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010. Todos os nossos lucros e prejuízos são provenientes do segmento de E&P.

A maior parte da nossa receita total advém do contrato de longo prazo que nossa subsidiária Manati S.A. possui com a Petrobras. Trata-se de contrato de longo prazo (25 anos), envolvendo toda a produção de gás da Manati S.A. Esse contrato gerou receita líquida de R$217,2 milhões em 2007, R$338,0 milhões em 2008, R$318,5 milhões em 2009 e R$271,9 milhões no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010. Essa receita corresponde a 80,3% da nossa receita total em 2007, 92,0% da nossa receita total em 2008, 96,5% da nossa receita total em 2009 e 96,5% da nossa receita total no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010.

Nossa controlada Manati S.A. também possui um contrato de dois anos com a Dax Oil, que adquire toda a sua produção de condensado. Esse contrato gerou receita líquida R$11,3 milhões em 2009 e R$9,9 milhões no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010. Essa receita corresponde a 3,4% da nossa receita total em 2009 e 3,5% da nossa receita total no período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010. Esperamos renovar este contrato sucessivamente por prazo de dois anos.

A tabela abaixo resume o volume de gás natural e de condensado produzidos por Manati S.A. nos anos de 2007, 2008 e 2009 e nos períodos de nove messes encerrados em 30 de setembro de 2009 e 2010, bem como o faturamento bruto obtido por Manati S.A. na venda de gás natural e de condensado nos períodos acima mencionados:

Manati S.A.: Resumo de Volume e Faturamento

	GÁS NATURAL		CONDENSADO		TOTAL	
	Volume (mm^3)	Faturamento (R$ mil)	Volume (mm^3)	Faturamento (R$ mil)	Volume (mm^3)	Faturamento (R$ mil)
2007	601.992	264.502	10	9.866	602.002	274.369
2008	881.436	406.701	17	19.868	881.452	426.569
2009	795.978	402.844	14	14.207	795.993	417.052
Jan-Set/2009	568.395	287.859	9	8.491	568.404	296.350
Jan-Set/2010	697.390	343.469	12	12.653	697.402	356.122

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Demonstrações Financeiras Consolidadas Carve Out Referentes aos Períodos Findos em 30 de Setembro de 2010 e 2009 e aos Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2009, 2008 e 2007

Fomos constituídos em 9 de março de 2010, no âmbito de uma reestruturação societária do Grupo Queiroz Galvão, que segregou as atividades de petróleo e gás do grupo em dois segmentos de negócios, E&P e prestação de serviços, que até então eram concentradas na QGOG e em subsidiárias daquela companhia. Para informações adicionais sobre nossa reestruturação societária, consulte Seção 6 - Item 6.3 deste Formulário de Referência.

As informações financeiras apresentadas neste Item 10.11 foram extraídas das nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* auditadas e compreendem:

- Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007: as informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na nossa controlada indireta Manati S.A. e as operações do Campo de Coral da BS-3 S.A.

- Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009: as informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na nossa controlada indireta Manati S.A. e as operações do Campo de Coral da BS-3 S.A.

- Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010: a combinação das informações financeiras *carve out*, extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, para o período de 1º de janeiro de 2010 a 1º de julho de 2010, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na nossa controlada indireta Manati S.A. e as operações do Campo de Coral da BS-3 S.A., bem como os resultados históricos de nossas operações, ativos e passivos para o período de 2 de julho a 30 de setembro de 2010. Estas informações financeiras foram combinadas considerando que as operações de E&P e a QGOG e nós estávamos sob controle e administração comuns. Essas demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas a partir dos registros contábeis históricos individuais tendo sido eliminadas as operações existentes entre a QGOG e nós, com objetivo de demonstrar as operações como se fosse uma entidade única, conforme resultou da transferência de ativos realizada em 2 de julho de 2010. Por esse motivo, as demonstrações financeiras estão sendo denominadas consolidadas *carve out*.

Sendo assim, tais demonstrações financeiras refletem a separação do segmento E&P da QGOG das demais operações que permaneceram naquela empresa, como se essas operações já estivessem segregadas em cada exercício social ou período apresentado. Dessa forma, essas demonstrações financeiras não consolidam os resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de serviços da QGOG, que foi separado antes da data da emissão dessas demonstrações.

Nossas demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico contábil como base de valor.

Essas demonstrações financeiras podem não ser indicativas do nosso desempenho futuro e não necessariamente refletem como teriam sido nossos resultados combinados de operações, posição financeira e fluxos de caixa, caso tivéssemos operado como uma empresa independente durante os exercícios e períodos apresentados.

Critério de rateio para elaboração das Demonstrações Financeiras Carve out

Para a segregação dos ativos, passivos, receitas, despesas e fluxo de caixa relacionados ao segmento de E&P das outras atividades da QGOG – providências necessárias para a elaboração das nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* – utilizamo-nos das seguintes metodologias:

a) Os ativos do segmento E&P são compostos basicamente pelos registros oriundos das operações da nossa controlada indireta Manati S.A. e pelos gastos com desenvolvimento para produção de gás, advindos das operações do Campo de Coral da BS-3 S.A., bônus de assinatura e gastos de exploração nos blocos em que a QGEP possui participação, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos;

10.11 - Outros fatores com influência relevante

b) Os passivos do segmento de E&P são basicamente os créditos a pagar a parceiros dos consórcios, referente aos gastos exploratórios, empréstimos e financiamentos, adquiridos com instituições financeiras para financiar as atividades de E&P e saldos remanescentes de transações com partes relacionadas, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos;

c) A receita líquida, composta principalmente pelas operações de venda de gás e compensado do Campo de Manati e barris de óleo do Campo de Coral, ambos para a Petrobras, e os respectivos Custos Operacionais e, portanto os registros foram especificamente identificados;

d) As Despesas Operacionais são registradas e controladas em centros de custo específicos de E&P. Além disso, certas atividades corporativas, tais como: administrativa, financeira e jurídica, foram executadas de forma centralizada pela QGOG para todas as suas operações de negócio (serviços e E&P) e foram segregadas e cobradas, por meio de critérios de rateios, considerando os esforços demandados para cada uma das atividades; e

e) Os impostos federais, estaduais e municipais possuem identificação específica em centro de custo específico com base nos registros históricos.

As informações financeiras incluídas neste Item 10.11 derivam das:

Nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, elaboradas por nós, de acordo com as IFRS, emitidas pelo *IASB*, e auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que:

- "Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out,* os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os exercícios apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem, nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios.

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da Oferta Pública Inicial da QGEP Participações S.A.. Entretanto, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de óleo e gás natural da Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo de Oferta.

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo 5 e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito."

Nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e de 2010, elaboradas por nós, de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB, e auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, de acordo com as normas brasileiras de auditoria, cujo parecer de auditoria inclui parágrafos de ênfase sobre o fato de que:

- "Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os períodos apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da Oferta Pública Inicial da QGEP Participações S.A. Entretanto, até a data do parecer, a transferência dos contratos de concessão de exploração de óleo e gás natural da Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da Agência Nacional de do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo em andamento de Oferta Pública Inicial de ações.

- As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo 5 e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito."

Principais itens das nossas Demonstrações de Resultado Consolidado Carve Out

Para um melhor entendimento das demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, apresentamos abaixo um resumo dos principais itens constantes das demonstrações de resultado.

Receita líquida

A receita líquida inclui a receita advinda da comercialização de hidrocarbonetos, decorrentes da exploração no Campo de Manati, e, até o ano de 2008, a venda de óleo do Campo de Coral, cuja produção foi encerrada no final daquele ano.

Custos operacionais

Os custos operacionais consistem principalmente nos custos incorridos na produção do Campo de Manati e Campo de Coral até o ano de 2008, tais como: *royalties*, custos de produção, amortização dos ativos de desenvolvimento e provisão para desmantelamento de áreas. No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, os *royalties*, custos de produção e amortização dos ativos de desenvolvimento representaram, respectivamente, 30%, 33% e 37% dos nossos custos operacionais. No período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, os *royalties*, custos de produção e amortização dos ativos de desenvolvimento representaram, respectivamente, 29%, 13% e 58% dos nossos custos operacionais.

A amortização dos ativos de exploração, desenvolvimento e produção é calculada pelo método de unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas consistem principalmente de despesas com salários, instalações, serviços externos de consultoria e assessoria técnica, auditoria, e serviços compartilhados prestados pela QGOG, como contabilidade, tesouraria, recursos humanos, jurídico e outros. Maiores informações acerca dos contratos de compartilhamento de custos que celebramos com a QGOG podem ser obtidas nos Itens 15.7 e 16.2 deste Formulário de Referência.

Custos exploratórios para extração de petróleo e gás

Os Custos exploratórios para extração de petróleo e gás consistem, basicamente, em custos geológicos e geofísicos, ou G&G, despesas sísmicas e baixas de poços não comerciais perfurados. A baixa de poços não comerciais perfurados inclui o bônus (preço de aquisição da concessão) pago e os custos exploratórios incorridos.

Os custos exploratórios são preponderantemente de caráter não regular, uma vez que são relacionados à busca de óleo e gás em nosso portfólio.

Resultado da venda de concessões

O *farm out* em concessões é registrado nesta rubrica.

Em 2007, obtivemos R$302,5 milhões em operações de *farm-out*, com a venda de (i) 10% do Campo de Manati e do bloco BCAM-40; (ii) 100% do Campo de Cavalo Marinho; e (iii) 50% do bloco BT-REC-8.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Resultado financeiro líquido

O resultado financeiro consiste em receitas financeiras, despesas financeiras, variações cambiais e monetárias, tais como: (i) rendimentos sobre aplicações financeiras; (ii) juros sobre empréstimos, taxas bancárias, ganho ou perda cambiais sobre empréstimos e financiamentos; e (iii) provisão para abandono.

Imposto de renda e contribuição social

Esses tributos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras. Os tributos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicável. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos somente até o montante que possa ser considerado como de realização provável.

Nossa controlada indireta Manati S.A. encontra-se localizada na área de abrangência da SUDENE e, por esse motivo, obteve incentivo fiscal consistente na redução de 75% do imposto de renda calculados com base no lucro da exploração. Esse benefício tem o prazo de dez anos e vigorará até 2018. Os valores apropriados no resultado serão destinados à reserva de incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

Contratos de empréstimo e financiamento relevantes em 31 de dezembro de 2007, 2008 e 2009

A tabela abaixo demonstra o nível de endividamento consolidado *carve out* e características de tais dívidas nos períodos a seguir indicados:

Modalidade	Encargos financeiros	(Em R$ milhões) Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de 2009	2008	2007
Em moeda estrangeira				
IFC – A – US$ (1)	LIBOR + 1,75% a.a.	16,0	33,3	34,2
IFC – C – US$ (1)	10,29 a.a. e 11,48% a.a.	17,7	23,7	18,0
Unibanco – US$	LIBOR + 1,05% a.a.	-	-	136,5
Unibanco – US$ (2)	LIBOR + 5% - 5,5% a.a	-	-	0,5
Banco do Brasil – US$	LIBOR + 1,5% a.a.	88,2	-	-
Total em moeda estrangeira		**121,9**	**57,0**	**189,2**
Em moeda nacional				
BNDES	TJLP + 3,5% a.a.	159,6	190,0	237,0
BNB	10% a.a. (3)	170,5	196,0	220,7
Total em moeda nacional		**330,1**	**386,0**	**457,7**
Empréstimos e financiamentos - circulante		152,2	65,2	207,0
Empréstimos e financiamentos – não circulante		299,8	377,8	439,9
Total		**452,0**	**443,0**	**646,9**

(1) O contrato de financiamento com o IFC foi originalmente celebrado entre essa instituição e a QGOG. Na data deste Formulário de Referência, as partes encontram-se negociando a minuta de aditivo ao contrato de financiamento e garantia, que formalizará a transferência do referido contrato para a QGEP.
(2) **Renovação da Dívida:** Em 23 de agosto de 2010 foi efetuada a renovação da dívida com o Banco do Brasil com redução da taxa de juros de LIBOR + 2,55% para taxa LIBOR + 1,5% ao ano e novo vencimento para dezembro de 2010. **Operação a termo de moeda**: Em 8 de setembro de 2010, efetuamos operação a termo de moeda sem entrega física (*Non Deliverable Forward - NDF*), com o Banco do Brasil, com o objetivo de nos proteger das variações cambiais do financiamento com este banco em moeda estrangeira, utilizando os mesmos prazos, valor e datas de fechamento cambial. O valor base em Reais é de R$86.907 equivalente US$50.355, com data de liquidação em 29 de dezembro de 2010. A taxa a termo pactuada entre as partes foi de US$1,7669. **Liquidação da Dívida:** Em 29 de dezembro de 2010, procedemos à liquidação integral desse financiamento.
(3) Não considera bônus de adimplência, que deduz em 15% a taxa efetiva dos juros, quando pagos no prazo de vencimento.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Principais Alterações nas Demonstrações de Resultado Consolidado *Carve Out*

Período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 comparado ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009

A tabela abaixo apresenta os valores relativos à demonstração dos resultados consolidados *carve out* para os períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e 2009.

Em milhares de reais	30 de setembro de 2010	% AV[1]	30 de setembro de 2009	% AV[1]	% Variação 2009/2010
Receita Líquida	281.834	100,0	235.913	100,0	19,5
(-) Custos Operacionais	(94.661)	(33,6)	(66.795)	(28,3)	41,7
Lucro Bruto	187.173	66,4	169.118	71,7	10,7
Receitas (Despesas) Operacionais					
Gerais e administrativas	(14.617)	(5,2)	(15.963)	(6,8)	(8,4)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.575)	(0,9)	(136.023)	(57,6)	(98,1)
Resultado da venda de Concessões	-	-	-	-	-
Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Resultado Financeiro	169.981	60,3	17.132	7,3	892,2
Resultado Financeiro, Líquido	(6.924)	(2,5)	15.250	6,5	(145,4)
Lucro (Prejuízo) Antes do Imposto do Imposto de Renda e da Contribuição Social	163.057	57,9	32.382	13,7	403,5
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social	(26.630)	(9,4)	(7.496)	(3,2)	255,3
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício/Período	136.427	48,4	24.886	10,5	448,2

(1) Percentual do total da receita líquida.

Receita Líquida

Nossa receita líquida aumentou 19,5%, ou R$45,9 milhões, passando de R$235,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$281,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. Essa variação é explicada principalmente pelo incremento de 22,7% no volume de gás, oriundo da produção do Campo de Manati, vendido em 2010 em comparação a 2009, em decorrência do aumento da demanda do mercado devido a melhora do cenário macroeconômico brasileiro.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Custos Operacionais

Nossos custos operacionais aumentaram 41,7%, ou R$27,9 milhões, passando de R$66,8 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$94,7 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. Essa variação decorreu do aumento no custo de amortização dos ativos de exploração e desenvolvimento, devido à certificação efetuada para data base 31 de dezembro de 2009 da reserva do Campo de Manati. A amortização a menor dos ativos de exploração e desenvolvimento é calculada pelo método de unidades produzidas, que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. Logo, mantido o volume de produção, a variação a menor das reservas aumenta o valor de amortização. Além disso, houve um aumento na amortização da provisão para abandono, em razão da revisão das estimativas de custos para abandono baseadas na revisão preparada pela Petrobras, na qualidade de operadora, em setembro de 2009. Por fim, em 2010, passamos a pagar a participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. A participação especial constitui 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.

Lucro Bruto

Nosso lucro bruto aumentou 10,7%, ou R$18,1 milhões, passando de R$169,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$187,2 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, em razão das variações descritas acima.

Receitas (Despesas) Operacionais

Gerais e Administrativas

Nossas despesas operacionais gerais e administrativas diminuíram 8,4%, ou R$1,4 milhão, passando de R$16,0 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$14,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. Essa variação deve-se principalmente a gastos com serviço de consultoria e assessoria técnica realizados em 2009, que não se repetiram no ano de 2010.

Custos exploratórios para extração de petróleo e gás

Nossos custos exploratórios para extração de petróleo e gás diminuíram 98,1%, ou R$133,4 milhões, passando de R$136,0 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$2,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. Excepcionalmente, para o período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2009, incorremos em custos exploratórios de R$99,1 milhões, relacionado ao poço Cravo, e de R$22,5 milhões, relacionado ao poço Dende, ambos no Bloco BCAM-40 na Bacia de Camamu, cujas avaliações finais em relação à existência de reserva comercial de gás foram negativas. No período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2010, não houve nenhuma atividade exploratória de perfuração.

Lucro Operacional Antes do Resultado Financeiro

Nosso lucro operacional antes do resultado financeiro aumentou 892,2%, ou R$152,9 milhões, passando de R$17,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$170,0 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, em razão das variações descritas acima.

Resultado Financeiro, Líquido

Nosso resultado financeiro líquido mudou R$22,2 milhões, passando de uma receita de R$15,3 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para uma despesa de R$6,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. O resultado financeiro positivo obtido em 2009 decorreu principalmente da valorização de 23,9% do Real em relação ao Dólar norte-americano naquele período. Somos beneficiados pela valorização do Real perante o Dólar norte-americano na medida em que a apreciação da moeda nacional gera um ganho cambial sobre os nossos financiamentos e sobre a nossa provisão para abandono que são indexados ao Dólar norte-americano. Muita embora o Real tenha se apreciado 2,7% nos nove primeiros meses de 2010, o ganho cambial durante esse período não foi suficiente para fazer frente às despesas financeiras.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Lucro Operacional Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social

Nosso lucro operacional antes do imposto de renda e da contribuição social aumentou 403,5%, ou R$130,7 milhões, passando de R$32,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$163,1 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, em razão das variações descritas acima.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda e contribuição social aumentaram 255,3%, ou R$19,1 milhões, passando de R$7,5 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$26,6 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010. Essa variação é explicada principalmente pelo aumento da base tributável, especialmente em razão do aumento do nosso lucro operacional, conforme discutido acima.

Lucro Líquido do Exercício/Período

Nosso lucro líquido do período aumentou 448,2%, ou R$111,5 milhões, passando de R$24,9 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009, para R$136,4 milhões no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, em razão das variações descritas acima.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2009 comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008

A tabela abaixo apresenta os valores relativos à demonstração dos resultados consolidados *carve out* para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009 e de 2008.

Em milhares de reais	31 de dezembro de 2009	% AV[1]	31 de dezembro de 2008	% AV[1]	% Variação 2008/2009
Receita Líquida	330.197	100,0	367.491	100,0	(10,1)
(-) Custos Operacionais	(89.748)	(27,2)	(152.084)	(41,4)	(41,0)
Lucro Bruto	240.449	72,8	215.407	58,6	11,6
Receitas (Despesas) Operacionais					
Gerais e administrativas	(21.530)	(6,5)	(12.552)	(3,4)	71,5
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(148.887)	(45,1)	(54.455)	(14,8)	173,4
Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Resultado Financeiro	70.032	21,2	148.400	40,4	(52,8)
Resultado Financeiro, Líquido	11.149	3,4	(46.621)	(12,7)	(123,9)
Lucro (Prejuízo) Antes do Imposto do Imposto de Renda e da Contribuição Social	81.181	24,6	101.779	27,7	(20,2)
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social	(15.327)	(4,6)	(21.947)	(6,0)	(30,2)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	65.854	19,9	79.832	21,7	(17,5)

(1) Percentual do total da receita líquida.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Receita Líquida

Nossa receita líquida diminuiu 10,1%, ou R$37,3 milhões, passando de R$367,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$330,2 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. Essa variação é explicada principalmente pela redução de 9,7% no volume de gás vendido no ano de 2009 em comparação ao exercício anterior, em razão da fraca demanda do mercado.

Custos Operacionais

Nossos custos operacionais diminuíram 41,0%, ou R$62,4 milhões, passando de R$152,1 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$89,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. Essa variação decorreu do encerramento das operações do Campo de Coral, no final do exercício de 2008, tendo os custos operacionais referentes ao Campo de Manati se mantido estáveis nos anos de 2008 e 2009.

Lucro Bruto

Nosso lucro bruto aumentou 11,6%, ou R$25,0 milhões, passando de R$215,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$240,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, particularmente em razão da diminuição dos custos operacionais, conforme descrito acima.

Receitas (Despesas) Operacionais

Gerais e administrativas

Nossas despesas gerais e administrativas aumentaram 71,5%, ou R$8,9 milhões, passando de R$12,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$21,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. Em adição, a despesa de 2009 referente ao serviço de consultoria e assessoria técnica, e o aumento das despesas gerais e administrativas no mesmo ano frente a 2008 deve-se principalmente ao aumento de despesas com pessoal.

Custos exploratórios para extração de petróleo e gás

Nossos custos exploratórios para extração de petróleo e gás aumentaram 173,4%, ou R$94,4 milhões, passando de R$54,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$148,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. Especificamente para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, incorremos em custos exploratórios de R$102,4 milhões, relacionado ao poço Cravo, e de R$26,7 milhões, relacionado ao poço Dende, ambos no Bloco BCAM-40 na Bacia de Camamu, cujas avaliações finais em relação à existência de reserva comercial de gás foram negativas.

Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Resultado Financeiro

O lucro operacional antes do resultado financeiro diminuiu 52,8%, ou R$78,4 milhões, passando de R$148,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$70,0 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, particularmente devido ao aumento dos custos exploratórios para extração de petróleo e gás, conforme descrito acima.

Resultado Financeiro, Líquido

O resultado financeiro líquido mudou R$57,7 milhões, passando de uma despesa financeira de R$46,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para uma receita financeira de R$11,1 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. Essa variação se justifica fundamentalmente pelos seguintes fatores: (i) variação cambial positiva em razão da valorização de 25,5% do Real sobre o Dólar norte-americano em 2009; e (ii) mudança no perfil do nosso endividamento, tendo os empréstimos estrangeiros passado a representar 27,0% do nosso endividamento total em 31 de dezembro de 2009, comparado a 12,9% em 31 de dezembro de 2008, em decorrência do novo empréstimo em Dólares norte-americanos contrato junto ao Banco do Brasil, bem como da parcial amortização do saldo dos nossos empréstimos em Real.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social

O lucro operacional antes do imposto de renda e da contribuição social diminuiu 20,2%, ou R$20,6 milhões, passando de R$101,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$81,2 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. Essa variação é explicada principalmente em razão das variações descritas acima, particularmente devido ao aumento dos custos exploratórios para extração de petróleo e gás, não obstante o resultado financeiro líquido positivo no período.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda e contribuição social diminuíram 30,2%, ou R$6,6 milhões, passando de R$21,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$15,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009. Essa variação é explicada principalmente pela redução da base tributável, especialmente em razão do impacto negativo do custo exploratório do poço Cravo em nosso resultado, conforme citado anteriormente.

Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício

O lucro líquido do exercício diminuiu 17,5%, ou R$13,9 milhões, passando de R$79,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 para R$65,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009, em razão das variações descritas acima.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007

A tabela abaixo apresenta os valores relativos à demonstração dos resultados consolidados carve out para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2008 e de 2007.

Em milhares de reais	31 de dezembro de 2008	% AV[1]	31 de dezembro de 2007	% AV[1]	% Variação 2007/2008
Receita Líquida	367.491	100,0	270.493	100,0	35,9
(-) Custos Operacionais	(152.084)	(41,4)	(139.866)	(51,7)	8,7
Lucro Bruto	215.407	58,6	130.627	48,3	64,9
Receitas (Despesas) Operacionais					
Gerais e administrativas	(12.552)	(3,4)	(11.769)	(4,4)	6,7
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(54.455)	(14,8)	(66.725)	(24,7)	(18,4)
Resultado da venda de concessões	0	0	147.367	54,5	(100,0)
Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Resultado Financeiro	148.400	40,4	199.500	73,7	(25,6)
Resultado Financeiro, Líquido	(46.621)	(12,7)	(31.311)	(11,6)	48,9
Lucro (Prejuízo) Antes do Imposto do Imposto de Renda e da Contribuição Social	101.779	27,7	168.189	62,1	(39,5)
(-) Imposto de Renda e Contribuição Social	(21.947)	(6,0)	(40.654)	(15,0)	(46,0)
Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício	79.832	21,7	127.535	47,1	(37,4)

(1) Percentual do total da receita líquida.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Receita Líquida

A receita líquida aumentou 35,9%, ou R$97,0 milhões, passando de R$270,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$367,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Essa variação é explicada principalmente pelo incremento de 46,4% no volume de gás produzido e vendido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008 em comparação ao exercício anterior, em decorrência do gradativo aumento na produção do Campo de Manati. A operação no Campo de Manati foi iniciada em janeiro de 2007, apresentando uma produção de gás de 602 milhões de m^3 naquele ano. Em 2008, foram produzidos 881 milhões de m^3 de gás no Campo de Manati. Em contrapartida, a receita foi impactada negativamente pela redução da venda de óleo do Campo de Coral, cuja produção foi sendo paulatinamente reduzida até ser finalizada em dezembro de 2008.

Custos Operacionais

Os custos operacionais aumentaram 8,7%, ou R$12,2 milhões, passando de R$139,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$152,1 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Essa variação é explicada principalmente pelos custos de abandono do Campo de Coral e pela completa amortização dos gastos de desenvolvimento/exploração daquele campo, cujas atividades foram encerradas em dezembro de 2008.

Lucro Bruto

O lucro bruto aumentou 64,9%, ou R$84,8 milhões, passando de R$130,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$215,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, em razão das variações descritas acima, particularmente o gradativo aumento na produção do Campo de Manati no período.

Receitas (Despesas) Operacionais

Gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas aumentaram 6,7%, ou R$0,8 milhão, passando de R$11,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$12,6 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. As despesas mantiveram-se praticamente estáveis nos exercícios de 2008 e 2007.

Custos exploratórios para extração de petróleo e gás

Os custos exploratórios para extração de óleo e gás diminuíram 18,4%, ou R$12,2 milhões, passando de R$66,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$54,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Essa variação decorre do fato de termos incorrido em um menor volume de custos exploratórios não regulares no exercício de 2008 em relação a 2007, tais como custos G&G e despesas sísmicas, com um especial destaque para o bloco BCAM-40.

Resultado da Venda de concessões

O resultado da venda de concessões diminuiu 100%, passando de R$147,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para zero no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Essa variação é explicada pela venda, em 2007, pelo valor total de R$302,5 milhões, de (i) 10% do Campo de Manati e do bloco BCAM-40; (ii) 100% do Campo de Cavalo Marinho; e (iii) 50% do bloco BT-REC-8. Em 2008, não houve venda de concessão.

Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Resultado Financeiro

O lucro operacional antes do resultado financeiro diminuiu 25,6%, ou R$51,1 milhões, passando de R$199,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$148,4 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, em razão das variações descritas acima, particularmente a diminuição de 100% no resultado da venda de concessões.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Resultado Financeiro Líquido

As despesas financeiras líquidas aumentaram 48,9%, ou R$15,3 milhões, passando de R$31,3 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$46,6 milhões, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Essa variação é explicada principalmente pela desvalorização de 31,9% do Real em relação ao Dólar norte-americano em 2008 e a consequente elevação da despesa de variação cambial sobre os financiamentos captados em Dólares norte-americano no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2008, apesar de nosso nível de endividamento em 2008 ter sido menor que em 2007.

Lucro (Prejuízo) Operacional Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social

O lucro operacional antes do imposto de renda e da contribuição social diminuiu 39,5%, ou R$66,4 milhões, passando de R$168,2 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$101,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, em razão das variações descritas acima, particularmente o aumento de nossas despesas financeiras, líquidas, e a diminuição de 100% no resultado da venda de concessões.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O imposto de renda e contribuição social diminuíram 46,0%, ou R$18,8 milhões, passando de R$40,7 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$21,9 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008. Essa variação é explicada principalmente pelo incentivo fiscal SUDENE obtido pela nossa controlada indireta Manati S.A.. Esse incentivo consiste na redução de 75% na alíquota do imposto de renda. Este benefício tem o prazo de dez anos e vigorará até 2018.

Lucro (Prejuízo) Líquido do Exercício

O lucro líquido do exercício diminuiu 37,4%, ou R$47,7 milhões, passando de R$127,5 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 para R$79,8 milhões no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008, em razão das variações descritas acima.

Principais Alterações no Fluxo de Caixa Consolidado Carve Out

Período encerrado em 30 de setembro de 2010 comparado ao exercício encerrado em 30 de setembro de 2009

(Em milhares de reais)	30/09/2010	30/09/2009	% Variação 2009/2010
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	191.079	69.467	175,1
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(14.702)	(76.919)	(80,9)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(23.534)	13.677	-

Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais aumentou em R$121,6 milhões, passando de R$69,5 milhões em 30 de setembro de 2009 para R$191,1 milhões em 30 de setembro de 2010. Este aumento é justificado principalmente pelo aumento de R$111,5 milhões no lucro líquido, explicado pelas variações nos resultado dos dois períodos mencionadas no Item –"Principais Alterações nas Demonstrações de Resultado" acima.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento

O caixa líquido aplicado nas atividades de investimento diminuiu 80,9%, ou R$62,2 milhões, passando de R$76,9 milhões em 30 de setembro de 2009 para R$14,7 milhões em 30 de setembro de 2010. Esta diminuição decorre principalmente devido ao montante gasto com exploratório de perfuração ser inferior ao ano de 2009.

Caixa Líquido Gerado pelas (Aplicado nas) Atividades de Financiamento

O caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento aumentou 272,1% ou R$37,2 milhões, passando de um caixa líquido gerado de R$13,7 milhões em 30 de setembro de 2009 para um caixa líquido aplicado de R$23,5 milhões em 30 de setembro de 2010. Esta variação deve-se principalmente pela captação de empréstimos em 2009 junto ao Banco do Brasil no valor de R$93,5 milhões, sendo que em 2010 não tivemos eventos dessa mesma natureza.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2009 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008

(Em milhares de reais)	2009	2008	% Variação 2008/2009
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	114.106	221.472	(48,5)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(97.252)	(94.620)	2,8
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	4.884	(72.549)	-

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais diminuiu em R$107,4 milhões, passando de R$221,5 milhões em 31 de dezembro de 2008 para R$114,1 milhões em 31 de dezembro de 2009. A diminuição no caixa é justificada principalmente pelo aumento nos desembolsos das atividades exploratórias, com um especial destaque para o Poço Cravo, que demandou aproximadamente R$102,4 milhões em 2009.

Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento

O caixa líquido aplicado nas atividades de investimento aumentou 2,8%, ou R$2,6 milhões, passando de R$94,6 milhões em 31 de dezembro de 2008 para R$97,3 milhões em 31 de dezembro de 2009. Não houve variação significativa nos anos analisados, mantendo o mesmo patamar de investimento em atividades exploratórias.

Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento

O caixa líquido gerado nas atividades de financiamento aumentou R$77,4 milhões, passando de um caixa líquido aplicado de R$72,5 milhões em 31 de dezembro de 2008 para um caixa líquido gerado de R$4,9 milhões em 31 de dezembro de 2009. A variação é explicada principalmente (i) pelo fato de termos obtido um financiamento de R$93,5 milhões em 2009 e não termos captado nenhum novo financiamento em 2008 e (ii) pela diminuição de R$153,2 milhões nos pagamentos de financiamentos feitos em 2009 em comparação com 2008, quando pagamos o financiamento que tínhamos com o Unibanco. A variação positiva gerada pelos dois fatores acima mencionados foi em parte compensada (i) pelo fato de não ter havido nenhuma contribuição dos nossos acionistas em 2009, comparado a uma contribuição de R$152,4 milhões em 2008; e (ii) por uma distribuição para os acionistas de R$22,6 milhões em 2009, sendo que em 2008 não houve nenhuma distribuição.

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2008 comparado ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007

(Em milhares de reais)	2008	2007	% Variação 2007/2008
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	221.472	18.944	1.069,1
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(94.620)	10.437	-
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(72.549)	(29.178)	148,6

Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O caixa líquido gerado nas atividades operacionais aumentou em R$202,5 milhões, passando de R$18,9 milhões em 31 de dezembro de 2007 para R$221,5 milhões em 31 de dezembro de 2008. Esta variação é explicada principalmente pelo início da operação de Manati em 2007, que demandou um consumo de capital de giro naquele ano. Além disso, em 2008 as operações atingiram patamares de vendas superiores, o que contribuiu para maior geração de caixa operacional neste ano.

Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento

O caixa líquido aplicado nas atividades de investimento aumentou 1.006,6%, ou R$105,1 milhões, passando de um caixa líquido gerado de R$10,4 milhões em 31 de dezembro de 2007 para um caixa líquido aplicado de R$94,6 milhões em 31 de dezembro de 2008. Este aumento de aplicação é justificado principalmente pelo recebimento, em 2007, de 84% dos recursos gerados pela venda de algumas de nossas concessões, como, por exemplo: 10% do Campo de Manati, 100% do Campo de Cavalo Marinho e 50% do Bloco BT-REC-8.

Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento

O caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento aumentou 148,6%, ou R$43,4 milhões, passando de R$29,2 milhões em 31 de dezembro de 2007 para R$72,5 milhões em 31 de dezembro de 2008. A variação é explicada principalmente: (i) pelo fato de termos obtido um financiamento de R$192,0 milhões em 2007 e não termos captado nenhum financiamento em 2008; (ii) um aumento de R$206,8 milhões nos pagamentos de financiamentos feitos em 2008, quando pagamos o financiamento que tínhamos com o Unibanco em comparação com 2007; (iii) uma distribuição para os acionistas de R$199,5 milhões em 2007, sendo que em 2008 não houve nenhuma distribuição; e (iv) uma contribuição dos acionistas de R$152,4 milhões em 2008, sendo que em 2007 não houve nenhuma contribuição.

Obrigações contratuais

A tabela abaixo sintetiza nossas obrigações contratuais em 30 de setembro de 2010:

Obrigações contratuais em 30 de setembro de 2010					
R$ mil	**Menos de 1 ano**	**1 a 3 anos**	**3 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**
Empréstimos e Financiamento (1)	154.458	115.130	90.064	23.633	383.285
Despesas de Capital (2)	40.497	7.200	0	0	47.697
Obrigações Contratuais Totais	**194.955**	**122.330**	**90.064**	**23.633**	**430.982**

(1) Estes valores correspondem aos pagamentos de principal e juros em 30 de setembro de 2010, relativos a obrigações decorrentes de contratos de empréstimos financeiros, conforme demonstrações financeiras consolidadas.
(2) Os valores apresentados correspondem às garantias cedidas à ANP para execução do Programa Exploratório Mínimo - PEM - (R$ 35,6 milhões), de acordo com nossos contratos de concessão regulamentados pela ANP, bem como obrigações com fornecedores já contratados (R$ 12,1 milhões).

10.11 - Outros fatores com influência relevante

Dívida Líquida

Calculamos nossa dívida líquida como o saldo total de empréstimos, financiamento e instrumentos financeiros derivativos do passivo circulante e de longo prazo deduzido do saldo de caixa e equivalentes de caixa e caixa restrito - aplicação financeira - conta reserva. A dívida líquida não é medida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente de nós.

Dívida Líquida em 30 de setembro de 2010	
Empréstimo – C/P	154,5
Empréstimo – L/P	228,8
Instrumentos Financeiros Derivativos	3,6
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(240,4)
(-) Caixa Restrito – Aplicação Financeira – Conta Reserva - BNB	(47,4)
Dívida Líquida	**99,1**

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

a) Objeto das projeções

Não aplicável, uma vez que não divulgamos projeções.

b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável, uma vez que não divulgamos projeções.

c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração da Companhia e quais escapam ao seu controle

Não aplicável, uma vez que não divulgamos projeções.

d) Valores dos indicadores que são objeto da projeção

Não aplicável, uma vez que não divulgamos projeções.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

a) Informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Não aplicável, uma vez que não divulgamos projeções.

b) Quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Não aplicável, uma vez que não divulgamos projeções.

c) Quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data da entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Não aplicável, uma vez que não divulgamos projeções.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a) atribuições de cada órgão e comitê

Conselho de Administração

O nosso Conselho de Administração é o órgão de deliberação colegiada, responsável pelo estabelecimento das nossas políticas gerais de negócios, incluindo nossa estratégia de longo prazo. É responsável também, dentre outras atribuições, pela supervisão da gestão da nossa Diretoria.

De acordo com o nosso Estatuto Social, o Conselho de Administração deve ser composto por, no mínimo, cinco e, no máximo, sete membros, em consonância com as determinações do Regulamento do Novo Mercado, ao qual estaremos vinculados após nossa oferta pública inicial de ações. Os nossos membros do Conselho de Administração são eleitos em Assembleia Geral de Acionistas para um mandato unificado de dois anos, permitida a reeleição, podendo ser destituídos a qualquer momento pelos acionistas reunidos em Assembleia Geral.

A Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada pelas Leis n^{os} 11.638 de 28 de dezembro de 2007 e 11.941 de 27 de maio de 2009, ou Lei das Sociedades por Ações, combinada com a Instrução CVM nº 282, de 26 de junho de 1998, permitem a adoção do processo de voto múltiplo, mediante requerimento por acionistas representando, no mínimo, 5% do nosso capital votante. Não sendo solicitada a adoção do voto múltiplo, os conselheiros são eleitos pelo voto majoritário de acionistas titulares das ações de nossa emissão, presentes ou representados por procurador. O Colegiado da CVM, em decisão por maioria, datada de 8 de novembro de 2005, adotou o entendimento de que os titulares de ações ordinárias de emissão de uma dada companhia que representem 10% do capital social poderão agregar suas ações de forma a eleger e destituir um membro do Conselho de Administração e respectivo suplente.

Todos os novos membros do Conselho de Administração devem subscrever um Termo de Anuência dos Administradores, condicionando a posse nos respectivos cargos à assinatura desse documento. Por meio do Termo de Anuência, os novos membros do nosso Conselho de Administração responsabilizam-se pessoalmente a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento do Novo Mercado.

Atualmente, o nosso Conselho de Administração é composto de sete membros. Na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 2 de setembro de 2010, nossos acionistas elegeram quatro membros para o nosso Conselho de Administração. Na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 26 de outubro de 2010 foi eleito mais um conselheiro e, finalmente, na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 15 de dezembro de 2010 foram eleitos os nossos dois conselheiros independentes. Nos termos do nosso atual Estatuto Social, o mandato dos nossos conselheiros é unificado e o seu prazo é de dois anos. O mandato dos atuais conselheiros se encerrará na Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre as contas e as demonstrações financeiras relativas ao exercício social que se encerrará em 31 de dezembro de 2011.

Competências do Conselho de Administração

Sem prejuízo das demais atribuições previstas em lei, compete ao nosso Conselho de Administração deliberar sobre as matérias previstas no nosso Estatuto Social, em especial as abaixo relacionadas:

a) estabelecer os objetivos, a política e a orientação geral dos nossos negócios;

b) eleger, destituir, definir a remuneração e as atribuições dos membros da nossa Diretoria, observados os limites estabelecidos pela Assembleia Geral ou por ela definidos;

c) nomear e destituir os nossos auditores independentes, quando for o caso;

d) fiscalizar a gestão dos Diretores;

e) manifestar-se previamente sobre o nosso Relatório da Administração, as contas da Diretoria e as Demonstrações Financeiras e examinar os balancetes mensais;

f) submeter à Assembleia Geral a proposta de destino a ser dado ao nosso lucro líquido, a distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio de cada exercício social ou relativo a períodos menores;

g) convocar as Assembleias Gerais;

h) aprovar o nosso orçamento geral;

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

i) aprovar o nosso plano de negócios;

j) fixar o nosso limite de endividamento;

k) autorizar a Diretoria a (i) adquirir bens destinados ao nosso ativo permanente em valores superiores a R$35 milhões; (ii) alienar bens destinados ao nosso ativo permanente em valores superiores a R$5 milhões; (iii) constituir ônus reais de bens do nosso ativo permanente em qualquer valor; (iv) prestação de garantia a obrigações de terceiros ou sociedades que não façam parte do nosso grupo econômico; (v) prestação de garantia em nosso favor ou sociedades que façam parte do nosso grupo econômico em valor superior a R$35 milhões, (vi) a formalização de operações financeiras, de crédito e de financiamento em geral, que excedam o valor de R$35 milhões; (vii) a formalização de operações estruturadas que excedam o valor de R$170 milhões; e (viii) a alienação, permuta e/ou oneração de participações societárias em coligadas e controladas com valores superiores a R$5 milhões;

l) propor a Assembleia Geral o aumento ou a diminuição do capital social; bem como a forma de subscrição, integralização e emissão das ações;

m) deliberar sobre a nossa emissão de bônus de subscrição, debêntures ou outros títulos ou valores mobiliários, bem como de instrumentos de crédito para a captação de recursos, sejam *bonds*, *notes*, *commercial papers* ou outros de uso comum no mercado, deliberando sobre as suas condições de emissão e resgate;

n) fixar a remuneração, dentro do valor global determinado pela Assembleia Geral, dos Conselheiros e Diretores, individualmente;

o) autorizar a amortização, resgate ou recompra de nossas ações para manutenção em tesouraria ou cancelamento, bem como deliberar sobre a eventual alienação das ações porventura em tesouraria;

p) propor os planos de opção de compra de ações para nossos administradores e empregados;

q) estabelecer o valor da participação nos lucros dos nossos administradores e empregados;

r) deliberar sobre a celebração, modificação e rescisão de contratos, bem como realização de operações de qualquer natureza entre, de um lado, nós e, de outro lado, os nossos acionistas da e/ou empresas controladas, coligadas ou controladoras dos nossos acionistas;

s) aumentar o nosso capital social dentro do limite autorizado pelo Estatuto Social, independentemente de reforma estatutária;

t) alienar bens do ativo permanente; e

u) exercer outras atribuições legais ou que lhe sejam conferidas pela Assembleia Geral, bem como resolver os casos omissos.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

A tabela abaixo apresenta os nomes, idades e posições dos membros do Conselho de Administração.

Nome	Idade	Posição	Ano da Primeira Eleição	Data da Última Eleição	Duração do Mandato
Antonio Augusto de Queiroz Galvão	57	Presidente do Conselho de Administração	2010	02.09.2010	2 anos
Ricardo de Queiroz Galvão	50	Vice- Presidente do Conselho de Administração	2010	02.09.2010	2 anos
Maurício José de Queiroz Galvão	54	Membro do Conselho de Administração	2010	02.09.2010	2 anos
Roberto de Queiroz Galvão	45	Membro do Conselho de Administração	2010	02.09.2010	2 anos
Leduvy de Pina Gouvêa Filho	56	Membro do Conselho de Administração	2010	26.10.2010	2 anos
José Luiz Alquéres	66	Conselheiro Independente	2010	16.12.2010	2 anos
Luiz Carlos de Lemos Costamilan	58	Conselheiro Independente	2010	16.12.2010	2 anos

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada conselheiro deve ser titular de, pelo menos, uma ação de nossa emissão.

O Regulamento do Novo Mercado e o nosso Estatuto Social estabelecem que, pelo menos, 20% dos membros do nosso Conselho de Administração sejam Conselheiros Independentes. Quando, em decorrência da observância do percentual de 20% acima referido, 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; ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5. Uma vez composto por cinco membros, o nosso Conselho de Administração deverá apresentar, portanto, ao menos um Conselheiro Independente. O Conselheiro Independente deve ser identificado como tal na ata da Assembleia Geral que o eleger. Atualmente, temos dois Conselheiros Independentes: o Sr. José Luiz Alquéres e o Sr. Luiz Carlos de Lemos Costamilan.

As decisões do Conselho de Administração são tomadas pela maioria dos votos dos membros presentes a qualquer reunião. Em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, os membros do Conselho de Administração estão proibidos de votar em qualquer reunião ou assembleia ou, ainda, de atuar em qualquer operação ou negócios nos quais tenham um conflito de interesses conosco.

Diretoria

Nossa Diretoria é responsável pela condução direta dos nossos negócios e pelo nosso cotidiano operacional, além de desempenhar a função de implementar as políticas e diretrizes gerais estabelecidas pelo Conselho de Administração.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada membro da Diretoria deve ser residente no País, podendo ser acionista ou não. Além disso, até no máximo um terço dos cargos da Diretoria poderão ser preenchidos por membros do Conselho de Administração.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Os nossos diretores são eleitos pelo Conselho de Administração com mandato de até dois anos, sendo permitida a reeleição, podendo, a qualquer tempo, ocorrer sua destituição por deliberação do Conselho de Administração. De acordo com o nosso Estatuto Social, a Diretoria será composta de no mínimo, dois e, no máximo, seis membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e os demais diretores sem designação específica, devendo um dos diretores ser eleito ou cumular o cargo de Diretor de Relações com Investidores, devendo tal circunstância constar da ata do Conselho de Administração que deliberar sobre a eleição dos membros da Diretoria.

Todos os novos membros da Diretoria devem subscrever um Termo de Anuência dos Administradores, condicionando a posse nos respectivos cargos à assinatura desse documento. Por meio do Termo de Anuência, os nossos novos diretores comprometem-se pessoalmente a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento do Novo Mercado.

Competência da Diretoria

Sem prejuízo das demais atribuições previstas em lei e em nosso Estatuto, compete à Diretoria, liderada pelo Diretor Presidente, desempenhar as matérias previstas em nosso Estatuto Social e, em especial, as abaixo relacionadas:

a) cumprir e fazer cumprir a orientação geral dos nossos negócios estabelecida pelo Conselho de Administração;

b) elaborar e propor, anualmente, ao Conselho de Administração os planos de investimento e nosso orçamento anual;

c) elaborar, em cada exercício, o Relatório Anual de Administração e as Demonstrações Financeiras a serem submetidas ao Conselho de Administração e, posteriormente, à Assembleia Geral;

d) adquirir bens destinados ao nosso ativo permanente em valores de até R$35.000.000,00 (trinta e cinco milhões de reais);

e) alienar bens destinados ao nosso ativo permanente em valores de até R$5 milhões;

f) formalizar operações financeiras, de crédito e de financiamento em geral, em valores de até R$35 milhões;

g) formalizar operações estruturadas em valores de até R$170 milhões; e

h) alienação, permuta e/ou oneração de participações societárias em coligadas e controladas em valores de até R$5 milhões.

A tabela abaixo apresenta os nomes, idades, cargos e ano de eleição dos atuais membros da Diretoria.

Nome	Idade	Anos na Indústria	Posição	Data de eleição	**Duração do Mandato**
José Augusto Fernandes Filho	71	44	Diretor Presidente	01.10.2010	2 anos
Paula Costa	33	12	Diretora Financeira e de Relação com Investidores	01.10.2010	2 anos
Lincoln Guardado	62	35	Diretor	01.10.2010	2 anos
Danilo Oliveira	58	35	Diretor	01.10.2010	2 anos

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês

Nosso Conselho Fiscal não foi instalado e não possuímos comitês.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê

As atividades da Diretoria são fiscalizadas e avaliadas pelo nosso Conselho de Administração, cuja atuação é objeto de apreciação por parte de nossos acionistas. Não adotamos mecanismos ou métodos de avaliação pré-estabelecidos para medir a performance de nossa Administração.

Para fins de remuneração e cálculo do valor econômico agregado que determinará a participação no resultado, os órgãos de nossa administração são, conjuntamente com nossos empregados, avaliados com base nos resultados obtidos por nós.

d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

Compete ao Diretor Presidente: (a) submeter à aprovação do nosso Conselho de Administração os planos de trabalho e orçamento anuais, os planos de investimento e os nossos novos programas de expansão e de nossas sociedades controladas, promovendo a sua execução nos termos aprovados; (b) formular nossas estratégias e diretrizes operacionais, bem como estabelecer os critérios para a execução das deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração, com a participação dos demais diretores; (c) exercer a supervisão de todas as nossas atividades; (d) coordenar e superintender as atividades da Diretoria, convocando e presidindo suas reuniões; e (e) exercer as demais atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração.

Compete ao Diretor Financeiro: (a) a execução das diretrizes determinadas pelo nosso Conselho de Administração; (b) a nossa administração financeira; (c) a administração das áreas de controladoria e contabilidade; e (d) a substituição do Diretor Presidente em suas ausências e impedimentos temporários, exercendo a respectiva competência determinada no nosso Estatuto Social.

Compete ao Diretor de Relações com Investidores: (a) divulgar e comunicar à Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, e à BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, ou BM&FBOVESPA, se for o caso, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos nossos negócios, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação, além de outras atribuições definidas pelo nosso Conselho de Administração; (b) prestar informações aos investidores; e (c) manter atualizado o nosso registro, prestando as informações necessárias para tanto, tudo em conformidade com a regulamentação aplicável da CVM.

e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria

Vide Seção 12 - Item 12.1(c).

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

a) prazos de convocação

A Lei das Sociedades por Ações exige que todas as Assembleias Gerais sejam convocadas mediante três publicações no Diário Oficial da União ou do Estado em que esteja situada a sede da companhia, e em outro jornal de grande circulação. As nossas publicações são atualmente feitas no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro, veículo oficial do Governo do Estado do Rio de Janeiro, e no jornal Diário do Comércio sendo a primeira convocação realizada com, no mínimo, 15 dias corridos de antecedência da Assembleia Geral, conforme previsto em nosso Estatuto Social. A CVM poderá, todavia, em determinadas circunstâncias, determinar que a primeira convocação para Assembleias Gerais de Acionistas seja feita com até 30 dias de antecedência da data em que os documentos relativos às matérias a serem deliberadas forem colocados à disposição dos acionistas.

b) competências

Sem prejuízo das demais matérias previstas em lei, competirá privativamente à Assembleia Geral:

a) tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as nossas demonstrações financeiras;

b) reformar o nosso Estatuto Social;

c) eleger e destituir os membros do nosso Conselho de Administração;

d) eleger e destituir os membros do nosso Conselho Fiscal, se instalado;

e) deliberar acerca do cancelamento do registro de companhia aberta perante a CVM, nos termos do Capítulo VII do nosso Estatuto Social;

f) deliberar, nos termos do Capítulo VII do nosso Estatuto Social, acerca da saída do Novo Mercado; e

g) escolher a empresa especializada responsável pela preparação de laudo de avaliação das ações de nossa emissão, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta perante a CVM e saída do Novo Mercado, dentre as empresas indicadas em lista tríplice pelo nosso Conselho de Administração.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Os documentos relativos às matérias a serem deliberadas em Assembleia Geral ficam à disposição dos acionistas na nossa sede, situada na Av. Presidente Antônio Carlos nº 51, sala 601 (parte), Centro, CEP 20020-010, na cidade e Estado do Rio de Janeiro.

d) identificação e administração de conflitos de interesses

Não adotamos um mecanismo específico para identificar conflitos de interesse nas Assembleias Gerais, aplicando-se as regras constantes na legislação brasileira, caso ocorra qualquer conflito de interesses.

A Lei das Sociedades por Ações prevê, por exemplo, que o acionista não poderá votar nas deliberações da Assembleia Geral relativas ao laudo de avaliação de bens com os quais concorrer para a formação do capital social e a aprovação de suas contas como administrador. Desta forma, os acionistas que puderem se beneficiar de modo particular, ou em situações nas quais tiverem interesses conflitantes com o nosso, não poderão exercer seu respectivo direito de voto.

A deliberação tomada em decorrência do voto de acionista que tem interesse conflitante com o nosso é anulável; o acionista responderá pelos danos causados e será obrigado a transferir para a Companhia as vantagens que tiver auferido. Os conflitos de interesse são identificados nos termos da Lei das Sociedades por Ações e administrados pelo Presidente do nosso Conselho de Administração.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A solicitação de procurações segue os requisitos legais e regulatórios. Até a data deste Formulário de Referência, nossa administração não realizou pedido público de procuração.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se a Companhia admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Por ocasião das Assembleias Gerais, os acionistas que se fizerem representar por procuradores deverão apresentar procurações. Os titulares de ações escriturais ou em custódia deverão depositar na nossa sede, com até três dias de antecedência, os comprovantes expedidos pelas instituições financeiras depositárias e documentação de comprovação de poderes de representação como condição para a sua participação nas Assembleias Gerais.

Nos termos do nosso Estatuto Social, os acionistas poderão ser representados na Assembleia Geral por procurador constituído há menos de um ano, que seja acionista, com o reconhecimento de firma do outorgante, de um dos nossos administradores, advogado, instituição financeira ou administrador de fundos de investimento que represente os condôminos.

Não admitimos 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

Não mantemos fóruns ou páginas na rede mundial de computadores destinados a receber ou compartilhar comentários dos acionistas.

h) transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias

Não realizamos transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das Assembleias Gerais.

i) mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

Não possuímos mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas.

12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Fomos constituídos em 9 de março de 2010, por tal motivo não ainda possuímos publicações relativas às nossas Demonstrações Financeiras.

12.4 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

O nosso Conselho de Administração é composto por um número mínimo de cinco e, no máximo, sete membros efetivos, todos obrigatoriamente acionistas, dos quais 20% devem ser independentes, eleitos pela Assembleia Geral, com mandato unificado de dois anos, podendo ser reeleitos. Quando, em decorrência da observância desse 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; ou (ii) imediatamente inferior, quando a fração for inferior a 0,5.

a) frequência das reuniões

O nosso Conselho de Administração reunir-se-á sempre que convocado pelo Presidente ou pela maioria dos seus membros, mediante comunicação por escrito com, no mínimo, três dias de antecedência, salvo casos de manifesta urgência, quando o prazo poderá ser reduzido. As comunicações deverão informar a hora, data, local e ordem do dia da reunião, anexando cópias dos documentos ou propostas a serem apreciados ou discutidos.

b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

Os membros do conselho de administração indicados e eleitos em observância ao disposto em acordo de acionistas devem comparecer às reuniões do conselho de administração e declarar seu voto com estrita observância a eventuais orientações de votos fixadas nas reuniões prévias dos acionistas signatários do acordo. O voto proferido em desacordo com o estipulado no acordo de acionistas não será computado.

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Não adotamos um mecanismo específico para identificar conflitos de interesse no nosso Conselho de Administração, aplicando-se à hipótese as regras constantes na legislação brasileira. Os conflitos de interesse são identificados nos termos da Lei das Sociedades por Ações e administrados pelo presidente do nosso Conselho de Administração.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, não poderá ser eleito como administrador da companhia, salvo dispensa da Assembleia Geral, aquele que tiver interesse conflitante com a sociedade.

A lei dispõe, ainda, que é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do Conselho de Administração ou da Diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Não obstante, admite-se que o administrador contrate com a companhia em condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a companhia contrataria com terceiros.

No que se refere especificamente aos administradores que também forem nossos acionistas e, conforme o disposto no Item 12.2 (d) acima, a Lei das Sociedades por Ações dispõe que o acionista não poderá votar nas deliberações da Assembleia Geral relativas ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social e à aprovação de suas contas como administrador, nem em quaisquer outras que puderem beneficiá-lo de modo particular, ou em que tiver interesse conflitante com o nosso. A deliberação tomada em decorrência do voto de acionista que tem interesse conflitante com o nosso é anulável; o acionista responderá pelos danos causados e será obrigado a transferir para nós as vantagens que tiver auferido.

12.5 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

Nos termos do artigo 45 do nosso Estatuto Social, nós, nossos acionistas, administradores e membros do nosso Conselho Fiscal obrigam-se a resolver por meio de arbitragem toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas no Regulamento do Novo Mercado, no nosso Estatuto Social, na Lei das Sociedades por Ações, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central ou pela CVM, nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado, a qual deve ser conduzida junto à Câmara de Arbitragem do Mercado instituída pela BM&FBOVESPA, em conformidade com o Regulamento da referida câmara, podendo as partes, nos termos do capítulo 12 do mesmo Regulamento, escolher de comum acordo outra Câmara ou centro de arbitragem para resolver seus litígios.

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				
Danilo Oliveira	58	Pertence apenas à Diretoria	01/10/2010	2 anos
061.753.845-04	Engenheiro civil	19 -	01/10/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
José Augusto Fernades Filho	71	Pertence apenas à Diretoria	01/10/2010	2 anos
002.819.564-72	Geólogo	10 - Diretor Presidente / Superintendente	01/10/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
Lincoln Guardado	62	Pertence apenas à Diretoria	01/10/2010	2 anos
667.729.158-87	Geólogo	19 -	01/10/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
Paula Vasconcelos da Costa	33	Pertence apenas à Diretoria	26/10/2010	2 anos
054.005.287-67	Engenheira de produção	12 - Diretor de Relações com Investidores	26/10/2010	Sim
Diretora Financeira				
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	57	Pertence apenas ao Conselho de Administração	02/09/2010	2 anos
173.714.734-34	Engenheiro civil	20 - Presidente do Conselho de Administração	02/09/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
José Luiz Alquéres	66	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/12/2010	2 anos
027.190.707-00	Engenheiro Civil	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	16/12/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
Leduvy de Pina Gouvêa Filho	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/10/2010	2 anos
295.618.500-44	Engenheiro de Minas	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/10/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
Luiz Carlos de Lemos Costamilan	58	Pertence apenas ao Conselho de Administração	15/12/2010	2 anos
109.128.005-34	Engenheiro Mecânico	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	16/12/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
Maurício José de Queiroz Galvão	54	Pertence apenas ao Conselho de Administração	02/09/2010	2 anos
233.110.534-00	Engenheiro Civil	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	02/09/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
Ricardo de Queiroz Galvão	50	Pertence apenas ao Conselho de Administração	02/09/2010	2 anos

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				
784.917.977-34	Engenheiro civil	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	02/09/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				
Roberto de Queiroz Galvão	45	Pertence apenas ao Conselho de Administração	02/09/2010	2 anos
497.104.944-49	Industrial	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	02/09/2010	Sim
Não exerce outros cargos ou funções				

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações

Danilo Oliveira - 061.753.845-04

O Sr.Oliveira é formado em Engenharia Civil e especialização em Engenharia do Petróleo pela Universidade Federal da Bahia e Master of Business Administration em Administração e Finanças pela Fundação Getúlio Vargas. Ele está no grupo Queiroz Galvão há mais de seis anos, inicialmente como Gerente de Engenharia e posteriormente, desde 2008, como Gerente de Produção. Em sua longa experiência profissional, trabalhou na Petrobras por mais de 29 anos, no qual se destacam: nove anos como responsável pela completação de poços offshores na bacia de Campos; três anos, na sede da Petrobras, na cidade do Rio de Janeiro, como membro da equipe de planejamento e execução do desenvolvimento de poços offshores em campos gigantes; dez anos como Gerente do Grupo de Engenharia, cujas atividades envolviam a especificação, projeto, construção e teste de equipamentos a serem utilizados nos campos, ora localizados em Águas Profundas e Ultraprofundas; três anos, no Departamento de Serviços de Materiais, como Gerente do grupo de desenvolvimento de equipamentos offshores, para aplicabilidade em Águas Ultraprofundas; quatro anos como assessor de E&P.
O Sr. Oliveira não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

José Augusto Fernades Filho - 002.819.564-72

O Sr. José Augusto é formado em Geologia e pós-graduado em Geofísica, ambas pela Universidade Federal da Bahia. Ele ocupa o cargo de diretor de exploração e produção, ou E&P, do grupo Queiroz Galvão desde 1996. Em sua longa experiência, de mais de 44 anos, o Sr. José Augusto trabalhou como geofísico em várias bacias brasileiras e ocupado cargos de destaque no Brasil e no exterior. Foi superintendente do Distrito de Exploração da Bahia por cerca de nove anos, onde revitalizou a exploração da Bacia do Recôncavo. Atuou também como Gerente Geral da Petrobras na Colômbia, estando submetido a diversos cenários de E&P. A partir de 1996, o Sr. José Augusto se juntou ao Grupo Queiroz Galvão tendo participado das negociações com a Petrobras que levaram à descoberta no Campo de Manati. Atualmente é membro de outros conselhos em empresas do Grupo Queiroz Galvão.
O Sr. José Augusto não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

Lincoln Guardado - 667.729.158-87

O Sr. Guardado é formado em Geologia pela Universidade de São Paulo, co-autor de vários relatórios técnicos internos da Petrobras e publicou diversos artigos. É membro ativo do AAPG (Estados Unidos da América), SBGF (Brasil) e SBG (Brasil). Possui mais de 35 anos de experiência na Indústria do Petróleo, trabalhando em bacias onshore e offshore. Em sua longa experiência profissional, estando na Petrobras desde 1974, trabalhou na área internacional como Gerente Geral de Exploração, as principais atividades ocorreram em mais de dez países, como: Estados Unidos (Golfo do México); Nigéria; Angola; Argentina; Turquia; Índia; dentre outros. Além disso, atuou como Gerente Geral de Exploração local na Colômbia e Líbia. No Brasil, no período de 1995 a 2000, atuou também como Gerente Geral de Exploração, sendo responsável por um orçamento de exploração anual de US$ 500 a US$750 milhões. Destaca-se que neste período as reservas prováveis da Petrobras alcançam de 9 a 10 bilhões boe, 80% delas concentradas na bacia de Campos, e sua produção atingiu mais de 1,4 milhões boe/dia. Em 1986, como chefe de interpretações na bacia de Campos, o Sr. Guardado participou da equipe responsável pela descoberta dos campos gigantes, como: Marlim; Albacora Leste; Barracuda; Marlim Sul; dentre outros, contribuindo com o aumento do tamanho das reservas da Petrobras.
O Sr. Guardado não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

Paula Vasconcelos da Costa - 054.005.287-67

A Srª Costa está no Grupo Queiroz Galvão há mais de sete anos. É formada em Engenharia de Produção pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, Master of Business Administration, em Finanças, pelo IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais) e Master of Business Administration, em Petróleo, pela Coppe/UFRJ. Em sua experiência profissional, trabalhou na área financeira de grandes empresas petrolíferas e prestadoras de serviço de perfuração, como: Petróleo Ipiranga; San Antonio Internacional; e a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A..
A Srª Paula Costa não esteve sujeita aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitada para a prática de suas atividades profissionais.

Antônio Augusto de Queiroz Galvão - 173.714.734-34

O Sr. Antonio Galvão é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Pernambuco. Além disso, fez alguns cursos, como: Engenharia de Petróleo pela Universidade do Texas, de Tecnologia de Perfuração de Poços de Petróleo pela NL Industries e de Otimização de Perfuração pela Universidade de Louisiana, dentre outros. Atualmente, o Sr. Antônio é conselheiro de diversas empresas, dentre elas a Manati S.A., desde 2005, e as do grupo Queiroz Galvão. Em sua vida profissional, atuou mais de 24 anos como Diretor da Queiroz Galvão Perfurações S.A.
O Sr. Antonio Galvão não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

José Luiz Alquéres - 027.190.707-00

O Sr. Alquéres é formado em Engenharia Civil. Possui vasta experiência no setor de energia elétrica, tendo sido Presidente da Alstom do Brasil, Diretor-Executivo da Cia. Bozano Simonsen, Presidente da Eletrobrás, Diretor do BNDESPAR, Secretário Nacional de Energia, Presidente da CERJ e Diretor-Adjunto da Light e posteriormente Presidente. Atualmente é Presidente da Associação Comercial do Rio de Janeiro – ACRJ, foi Presidente da CCFB – Câmara de Comércio França-Brasil, foi Presidente do Conselho da ADRIO, é membro do COINFRA-FIESP e vice-presidente da ABDIB. Atua como membro do Conselho Estratégico de diversas empresas como: ALSTOM, ALCOA e MDU Brasil. Exerce ou exerceu, sem remuneração, diversas atividades de cunho filantrópico ou associativo e foi condecorado com as Medalhas Tiradentes, Pedro Ernesto e Ordem Nacional do Mérito da República Francesa.
O Sr. José Luiz Alquéres não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

Leduvy de Pina Gouvêa Filho - 295.618.500-44

O Sr. Leduvy Filho é formado em Engenharia de Mineração pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, pós-graduado em Engenharia do Petróleo pelo Centro de Treinamento da Petrobras. Possui curso em Programa de Desenvolvimento Executivo pela Universidade de Columbia, nos Estados Unidos da América. O Sr. Leduvy ocupou diversos cargos durante sua experiência profissional em óleo e gás em empresas como San Antonio, Petrobras, BG Group Plc, Tesco Corporation e Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda. Além disso, possui extensa experiência internacional, incluindo trabalhos na Líbia, Venezuela, Dubai, França, Bolívia, Estados Unidos e Inglaterra. Atuou na Petrobras durante 17 anos como diretor, supervisor e superintendente de perfuração e sondas.
O Sr. Leduvy Filho não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

Luiz Carlos de Lemos Costamilan - 109.128.005-34

O Sr. Luiz Costamilan é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e mestre em Engenharia de Petróleo pela Colorado School of Mines, Golden, Co, Estados Unidos. O Sr. Luiz Costamilan é sócio da Energia do Rio S/A, uma empresa de advisory do setor de energia (óleo e gás) desenvolvendo estratégia para clientes e identificando oportunidades de M&A ligadas a novos investimentos no Brasil. Anteriormente, Costamilan trabalhou no Grupo BG por 9 anos, onde foi presidente da British Gas Brasil e do Cone Sul. Antes de se juntar à BG, Costamilan trabalhou na Petrobras por mais de 23 anos, onde ocupou diversos cargos seniores, incluindo Gerente Geral Corporativo de Novos Empreendimentos, Diretor Executivo de E&P e Vice-presidente Executivo da Petrobras Internacional (Braspetro), e Gerente Geral de Produção de Petróleo e Gás no Espírito Santo e em Sergipe/Alagoas. Costamilan participou dos Conselhos de diversas companhias no Brasil e no exterior.
O Sr. Luiz Carlos Costamilan não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

Maurício José de Queiroz Galvão - 233.110.534-00

O Sr. Maurício Galvão é formado em Engenharia Civil pela Escola Politécnica da FESP. Além disso, fez alguns cursos, como: de solo cimento pela ABCP e em compactação pela Muller. O Sr. Maurício é conselheiro de diversas empresas, dentre elas a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. e da Construtora Queiroz Galvão S.A. desde 2009. Possui mais de 33 anos de experiência profissional trabalhando para a Construtora Queiroz Galvão S.A., nos quais se destacam seis anos como Diretor Adjunto, responsável pela Diretoria de Obra do departamento de Recife, participando da construção do novo terminal de passageiros e pátio de aeronaves do Aeroporto Internacional Pinto Martins, em Fortaleza.
O Sr. Maurício Galvão não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

Ricardo de Queiroz Galvão - 784.917.977-34

O Sr. Ricardo Galvão é formado em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia da Associação Educacional Veiga de Almeida. Além disso, fez alguns cursos, como: pela Business School of Florida International University e pela Broadway e Pfister de gerenciamento. O Sr. Ricardo é conselheiro de diversas empresas, dentre elas a Manati S.A., desde 2005, e a Construtora Queiroz Galvão S.A., desde 2009. Possui mais de 27 anos de experiência profissional trabalhando na Construtora Queiroz Galvão, no qual se destacam 11 anos como Diretor Executivo, participando de grandes obras, como o trecho oeste do Rodoanel Mario Covas entre as Rodovias Régis Bittencourt e Av. Raimundo Pereira de Magalhães e na implantação de unidades para tratamento secundário das estações de tratamento de esgoto da Pavuna e Sarapuí.
O Sr. Ricardo Galvão não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal, nenhuma condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

Roberto de Queiroz Galvão - 497.104.944-49

O Sr. Roberto Galvão é conselheiro de diversas empresas, dentre elas a Siderúrgica do Maranhão S.A. – SIMASA, atuando durante oito e sete anos respectivamente, como conselheiro e diretor. Pelo período de 11 anos foi Diretor da Queiroz Galvão Participações – Indústria e Agropecuária S.A. e, atuou como conselheiro da Companhia Siderúrgica Vale do Pindaré, pelo mesmo período.
Em 2005, o Sr. Roberto Galvão figurou como parte no processo administrativo CVM – TA/RJ/2005/2815. Trata-se de Termo de Acusação formulado pela Superintendência de Relações com Empresas, ou SEP, da Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, pelo qual imputou-se a conduta de violação ao disposto na alínea “a”, § 4º, do artigo 161, da Lei das Sociedades por Ações. Foi condenado ao pagamento de multa no valor de R$20.000,00, esta, que após recurso, foi mantida pelo CRSFN.

Apesar da multa recebida no âmbito do TA/RJ/2005/2815, o Sr. Roberto Galvão não ficou suspenso ou inabilitado para a prática de suas atividades profissionais.

O Sr. Roberto Galvão também não esteve sujeito aos efeitos de nenhuma condenação criminal e nenhuma condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivessem ocasionado a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial, estando, assim, devidamente habilitado para a prática de suas atividades profissionais.

12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência, não possuímos comitês instalados.

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				
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	173.714.734-34	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Maurício José de Queiroz Galvão	233.110.534-00	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	
Membro do Conselho de Administração				
Observação				
São também membros do Conselho de Administração e Diretores da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	173.714.734-34	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Roberto de Queiroz Galvão	497.104.944-49	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	
Membro do Conselho de Administração				
Observação				
São também membros do Conselho de Administração e Diretores da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	173.714.734-34	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Fernando de Queiroz Galvão	165.109.684-87	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Observação				
O Sr. Antônio Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	173.714.734-34	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				

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				
Pessoa relacionada				
Marcos de Queiroz Galvão	475.316.904-97	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Observação				
O Sr. Antônio Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	173.714.734-34	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Carlos de Queiroz Galvão	485.512.604-72	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Observação				
O Sr. Antônio Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Maurício José de Queiroz Galvão	233.110.534-00	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Roberto de Queiroz Galvão	497.104.944-49	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	
Membro do Conselho de Administração				
Observação				
São também membros do Conselho de Administração e Diretores da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Maurício José de Queiroz Galvão	233.110.534-00	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Fernando de Queiroz Galvão	165.109.684-87	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração				

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				
Observação				
O Sr. Maurício Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Maurício José de Queiroz Galvão	233.110.534-00	QGEG Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Marcos de Queiroz Galvão	475.316.904-97	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Observação				
O Sr. Maurício Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Roberto de Queiroz Galvão	497.104.944-49	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Fernando de Queiroz Galvão	165.109.684-87	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Observação				
O Sr. Roberto Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Roberto de Queiroz Galvão	497.104.944-49	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Marcos de Queiroz Galvão	475.316.904-97	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Observação				
O Sr. Roberto Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				

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				
Roberto de Queiroz Galvão	497.104.944-49	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Carlos de Queiroz Galvão	485.512.604-72	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração				
Observação				
O Sr. Roberto Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				
Administrador do emissor ou controlada				
Fernando de Queiroz Galvão	165.109.684-87	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Pessoa relacionada				
Marcos de Queiroz Galvão	475.316.904-97	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Observação				
Administrador do emissor ou controlada				
Fernando de Queiroz Galvão	165.109.684-87	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração e Diretor				
Pessoa relacionada				
Carlos de Queiroz Galvão	485.512.604-72	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração				
Observação				
Administrador do emissor ou controlada				
Marcos de Queiroz Galvão	475.316.904-97	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração e Diretor				

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				
Pessoa relacionada				
Carlos de Queiroz Galvão	485.512.604-72	Membro do Conselho de Administração	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração				
Observação				
Administrador do emissor ou controlada				
Maurício de Queiroz Galvão	233.110.534-00	QGEP Participações S.A.	11.669.021/0001-10	Irmão ou Irmã (1º grau por consangüinidade)
Membro do Conselho de Administração				
Pessoa relacionada				
Carlos de Queiroz Galvão	485.512.604-72	Queiroz Galvão S.A.	02.538.798/0001-55	
Membro do Conselho de Administração				
Observação				
O Sr. Maurício Galvão também é membro do Conselho de Administração e Diretor da Queiroz Galvão S.A., nosso acionista controlador.				

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010.

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

Temos apólices de seguros contratadas para conselheiros e diretores, D&O, com abrangência em todo o território nacional. Referido seguro prevê o pagamento ou reembolso de despesas dos administradores caso seu patrimônio pessoal seja atingido em decorrência de fatos relacionados às suas funções na nossa empresa, incluindo cobertura “A” (indenização direta a terceiros em nome dos diretores e conselheiros, sendo que neste caso eles não precisam desembolsar qualquer quantia), “B” (reembolso à sociedade caso esta realize quaisquer pagamentos cobertos pela apólice, exceto Estados Unidos) e “C” (reembolso à sociedade para reclamações relacionadas à CVM).

12.12 - Outras informações relevantes

Nossas Práticas de Governança Corporativa e o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa, ou IBGC

Segundo o IBGC, governança corporativa é o sistema pelo qual as sociedades são dirigidas e monitoradas, envolvendo os relacionamentos entre acionistas, conselho de administração, diretoria, auditores independentes e conselho fiscal. Os princípios básicos que norteiam esta prática são: (i) transparência; (ii) equidade; (iii) prestação de contas (*accountability*); e (iv) responsabilidade corporativa.

Dentre as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em seu Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa e pelo Regulamento de Listagem do Novo Mercado, adotamos, entre outras, as seguintes:

(i) capital social da companhia dividido somente em ações ordinárias, proporcionando direito de voto a todos os acionistas;

(ii) além das atribuições previstas na Lei de Sociedades por Ações, a Assembleia Geral de acionistas tem competência para deliberar sobre: (a) eleger ou destituir, a qualquer tempo, conselheiros de administração e conselheiros fiscais; (b) fixação da remuneração global anual dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, assim como a dos membros do Conselho Fiscal, se instalado; (c) reforma do Estatuto Social; (d) transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução e liquidação da companhia; (e) atribuição de bonificação em ações e decidir sobre eventuais grupamentos e desdobramentos em ações; (f) planos de outorga de opção de compra ou subscrição de ações aos administradores e empregados da companhia, assim como aos administradores e empregados de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela companhia; (g) proposta apresentada pela administração, sobre a destinação do lucro do exercício e a distribuição de dividendos; (h) eleição do liquidante, bem como do Conselho Fiscal que deverá funcionar no período de liquidação; (i) a saída do Novo Mercado da BM&FBOVESPA; (j) o cancelamento do registro de companhia aberta perante a CVM, ressalvado disposto no Estatuto Social; (l) escolha de empresa especializada responsável pela elaboração de laudo de avaliação das ações da companhia, em caso de cancelamento de registro de companhia aberta ou saída do Novo Mercado, conforme previsto no Estatuto Social, dentre as empresas indicadas pelo Conselho de Administração; e (m) qualquer matéria que lhe seja submetida pelo Conselho de Administração;

(iii) manutenção e divulgação de registro contendo a quantidade de ações que cada sócio possui, identificando-os nominalmente;

(iv) obrigatoriedade na oferta de compra de ações que resulte em transferência do controle societário a todos os sócios e não apenas aos detentores do bloco de controle. Todos os acionistas devem ter a opção de vender suas ações nas mesmas condições. A transferência do controle deve ser feita a preço transparente. No caso de alienação da totalidade do bloco de controle, o adquirente deve dirigir oferta pública a todos os acionistas nas mesmas condições do controlador (*tag-along*);

(v) contratação de empresa de auditoria independente para análise de seus balanços e demonstrativos financeiros;

(vi) previsão estatutária para instalação de um Conselho Fiscal;

(vii) escolha do local para a realização da Assembleia Geral de forma a facilitar a presença de todos os sócios ou seus representantes;

(viii) clara definição no Estatuto Social (a) da forma de convocação da Assembleia Geral, e (b) da forma de eleição, destituição e tempo de mandato dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria; e

(ix) não eleição de conselheiros suplentes.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

a. objetivos da política ou prática de remuneração.

A prática de remuneração que adotamos obedece aos princípios e parâmetros constantes da política de remuneração da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, que, em breve, será estendida para as demais empresas do ramo petrolífero do grupo Queiroz Galvão. A finalidade de tais políticas visa a atração, retenção e motivação de nossos profissionais, bem como alinhar os interesses dos administradores aos nossos objetivos de médio e longo prazo.

Estamos em processo de consolidação de um programa de opção de compra de ações (stock options) e outros planos de incentivo com vistas a atrair e motivar nossos funcionários, administradores e outros colaboradores. Incluímos informações relativas ao processo de implantação do plano de outorga de opção de compra das nossas ações na Seção 13 - Item 13.16 deste Formulário de Referência.

b. composição da remuneração, indicando.

i. Descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

a) Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração recebe uma remuneração fixa, sem qualquer componente de remuneração variável.

Em 2 de setembro de 2010, foi realizada Assembleia Geral Extraordinária que fixou em R$2.040,00 a remuneração total mensal do nosso Conselho de Administração, então composto por quatro membros.

Em 15 de dezembro de 2010, foi realizada nova Assembleia Geral Extraordinária que fixou em até R$334.510,00 (trezentos e trinta e quatro mil, quinhentos e dez reais) a remuneração global mensal da nossa administração para o exercício de 2010.

Em 17 de janeiro de 2011, foi realizada uma reunião do Conselho de Administração que estabeleceu um rateio da remuneração global mensal entre o nosso conselho de administração e a nossa diretoria. Naquela oportunidade, restou estabelecido que (i) até 15 de dezembro de 2010, a remuneração mensal de cada membro do conselho de administração corresponderia a 1 (um) salário mínimo e (ii) a partir daquela data, a remuneração global mensal dos 7 membros do Conselho de Administração seria de R$140.000,00 (cento e quarenta mil reais).

Os Srs. Antônio Augusto de Queiroz Galvão, Ricardo de Queiroz Galvão, Maurício José de Queiroz Galvão e Roberto de Queiroz Galvão participam do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração de nossa controlada direta Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP. Adicionalmente, 2 de nossos conselheiros (Srs. Antônio Augusto de Queiroz Galvão e Ricardo de Queiroz Galvão) são também conselheiros de nossa controlada indireta Manati S.A. Para informações acerca da remuneração paga por QGEP e Manati S.A. aos nossos administradores, ver Seção 13 – Item 13.1 “b”, “i”, “e” deste Formulário de Referência.

b) Diretoria

A remuneração global da nossa Diretoria é composta apenas por uma remuneração fixa.

Em 17 de janeiro de 2011, foi realizada uma reunião do Conselho de Administração que estabeleceu um rateio da remuneração global mensal entre o nosso conselho de administração e a nossa diretoria. Naquela oportunidade, restou estabelecido que a remuneração mensal da nossa diretoria corresponderia a até R$194.510,00 (cento e noventa e quatro mil, quinhentos e dez reais).

Planejamos fazer o pagamento para diretores, gerentes, empregados e colaboradores (incluindo diretores, gerentes, empregados e colaboradores da nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.) de uma remuneração de incentivo que estará vinculada à conclusão de nossa oferta pública inicial de ações e aos seus termos e condições finais. A referida remuneração de incentivo terá o valor global de até 2,4% do valor de nossa oferta primária de ações. Do montante que for definido para o pagamento da remuneração de incentivo, até 50,0% serão alocados para o pagamento aos nossos diretores (e aos diretores de nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.), ao passo que os 50,0% restantes serão alocados para o pagamento de nossos gerentes, empregados e colaboradores, bem como de nossa referida controlada. Nosso conselho de administração estabelecerá o percentual exato que será destinado ao pagamento da remuneração de incentivo com base na análise do resultado de certas condições da oferta pública inicial de distribuição de ações conduzida pela Companhia, notadamente o preço de emissão das ações que vier a ser fixado através do procedimento de bookbuilding e o tamanho do aumento de capital que vier a ser realizado.

Nossos diretores são também diretores de nossa controlada direta Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP. Desde 10 de janeiro de 2011, todos os nossos diretores são também diretores de nossa controlada indireta Manati S.A., sendo que 2 de nossos diretores (Srs. José Augusto Fernandes Filho e Danilo Oliveira) integram, respectivamente, o Conselho de Administração e a diretoria da referida companhia desde 30 de abril de 2009. Para informações acerca da

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

remuneração paga por QGEP e Manati S.A. aos nossos administradores, ver Seção 13 – Item 13.1 "b", "i", "e" deste Formulário de Referência.

Conforme mencionado no item "a" acima, estamos em processo de implantação de um programa de opção de compra de ações (stock options). Acreditamos que a outorga de opção de compra de ações (stock options) aos administradores é uma forma de incentivá-los a conduzir com êxito os nossos negócios, maximizando o retorno aos nossos acionistas e alinhando os profissionais com os nossos objetivos de longo prazo. Incluímos informações relativas ao processo de implantação do plano de outorga de opção de compra das nossas ações na Seção 13 - Item 13.16 deste Formulário de Referência.

c) Conselho Fiscal

Na data deste Formulário de Referência não possuíamos Conselho Fiscal instalado.

d) Comitês

Na data deste Formulário de Referência não possuíamos Comitês.

ii. qual a proporção de cada elemento na remuneração total

a) Conselho de Administração:

A remuneração do Conselho de Administração foi composta integralmente pelo componente fixo.

b) Diretoria:

A remuneração da nossa Diretoria foi composta integralmente pelo componente fixo.

c) Conselho Fiscal:

Na data deste Formulário de Referência não possuíamos Conselho Fiscal instalado.

d) Comitês:

Na data deste Formulário de Referência não possuíamos Comitês.

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 e em Reunião do Conselho de Administração, não havendo metodologia de reajuste pré-definida, exceto para as remunerações vinculadas ao valor do salário mínimo, que serão reajustadas para refletir eventuais alterações nesse índice.

iv. razões que justificam a composição da remuneração

As remunerações dos nossos administradores são fixas e considerando os parâmetros de mercado.

c. principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

Na definição da parcela fixa da remuneração dos nossos profissionais, adotamos valores de mercado.

d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

As remunerações são fixas. Não há remuneração variável aos nossos diretores e conselheiros, porém nossa controlada QGEP avalia plano de incentivo através de pagamento de bônus com base nos seguintes critérios: avaliação de desempenho, cumprimento de metas estabelecidas, resultado dos objetivos estipulados e indicadores financeiros (tais como resultado, EBITDA, faturamento e valorização da companhia). Desta forma, as razões que justificam cada remuneração, em sendo consideradas as atividades de nossas subsidiárias, correspondem a uma forma de incentivo aos colaboradores e administradores no exercício de suas funções regulares, bem como na condução com êxito dos nossos negócios, maximizando o retorno aos nossos acionistas e alinhando os profissionais com os nossos objetivos de longo prazo.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses de curto e longo prazo da Companhia.

Nossa subsidiária, QGEP, está estruturando uma política de recursos humanos, que considerará os princípios apontados no item "c" acima, de forma a permitir que a remuneração recebida por seus colaboradores reflita o desempenho dos mesmos em suas funções e os nossos resultados. Sendo o mercado petrolífero muito específico e competitivo, serão considerados na determinação da remuneração não apenas os nossos resultados financeiros, mas, também, como é usual na indústria, o atendimento à metas operacionais, dentro do programa de trabalho aprovado anualmente.

f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos.

Nossos diretores são também diretores de nossa controlada direta QGEP, e de nossa controlada indireta Manati S.A. Durante o ano de 2010, apenas um de nossos diretores, o Sr. Danilo Oliveira, integrou a diretoria da Manati S.A. Nossos outros diretores foram eleitos para o Conselho da referida Companhia em 10 de janeiro de 2011. Nosso diretor-geral, o Sr. José Augusto Fernandes Filho, integra o Conselho de Administração da Manati S.A. desde 30 de abril de 2009.

Adicionalmente, 4 de nossos conselheiros (os Srs. Antônio Augusto de Queiroz Galvão, Ricardo de Queiroz Galvão, Maurício José de Queiroz Galvão e Roberto de Queiroz Galvão) participam também do Conselho de Administração da QGEP. Finalmente, 2 de nossos conselheiros (Srs. Antônio Augusto de Queiroz Galvão e Ricardo de Queiroz Galvão) são também conselheiros de nossa controlada indireta Manati S.A.

A remuneração total recebida por cada diretor é compatível com as suas funções e responsabilidade e segue as melhores práticas do mercado. A divisão da remuneração da diretoria entre nós e nossas subsidiárias considera as responsabilidades envolvidas no exercício do cargo em cada empresa, bem como uma otimização financeira. Por sermos uma companhia holding, nossa geração de recursos depende do fluxo de caixa e resultados de nossas subsidiárias. Portanto, concentramos a remuneração de nossa diretoria em nossas controladas a fim de otimizar a nossa estrutura, evitando o fluxo de recursos unicamente para fins de pagamento de remuneração.

Pagamos aos membros do nosso Conselho de Administração uma remuneração compatível com as melhores práticas do mercado. A remuneração adicional recebida pelos membros da nossa administração em função do exercício do cargo de conselheiro em nossas subsidiárias QGEP e Manati S.A. não é relevante quando comparada a remuneração paga diretamente por nós.

No ano de 2010, nossos administradores (conselheiros e diretores) receberam uma remuneração consolidada (isto é, considerando os valores pagos por nós e nossas subsidiárias) de R$1.043.389,50, dos quais 10% foram pagos por nós e 90% pagos pela QGEP e Manati S.A.

g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como alienação do controle societário da Companhia.

Item não aplicável, vez que não há remuneração ou benefício vinculados à ocorrência de determinado evento societário.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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	4,77	2,60		7,37
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	93.506,40	7.344,00		100.850,40
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00		0,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	18.963,84	923.575,26		942.539,10
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	112.470,24	930.919,26		1.043.389,50

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

Item não aplicável, uma vez que os membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria apenas recebem remuneração fixa pelo exercício da administração.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

Item não aplicável uma vez que o plano de outorga de opção de compra das nossas ações ainda não foi implementado. Incluímos informações relativas ao processo de implantação do plano de outorga de opção de compra das nossas ações na Seção 13 - Item 13.16 deste Formulário de Referência.

13.5 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

Item não aplicável vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por tal motivo, não é possível indicarmos participações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por nossos administradores nos três últimos exercícios sociais.

13.6 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Estamos em um processo de implementação de um plano de outorga de opção de compra das nossas ações. Incluímos informações relativas ao processo de implantação do plano de outorga de opção de compra das nossas ações na Seção 13 - Item 13.16 deste Formulário de Referência.

13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

Até a data deste Formulário de Referência, os membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria não possuíam opções em aberto. Nosso plano de outorga de opção de compra das nossas ações ainda não foi implementado.

13.8 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Item não aplicável uma vez que o plano de outorga de opção de compra das nossas ações ainda não foi implementado. Além do fato de não haver exercício de opção de compra relativos a exercícios anteriores, vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010.

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

Até a data deste Formulário de Referência, não possuíamos plano de opção de compra de ações.

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Não conferimos planos de previdência aos nossos membros do Conselho de Administração e Diretoria.

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por tal motivo, não é possível indicarmos a remuneração individual máxima, mínima e média do nosso Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal, se instalado, em relação aos três últimos exercícios sociais.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

Não possuímos arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para nossos administradores em caso de destituição do cargo ou aposentadoria.

13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

Item não aplicável vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por tal motivo, não é possível indicarmos o percentual da remuneração total de cada órgão em relação aos três últimos exercícios sociais.

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

Item não aplicável vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por tal motivo, não é possível indicarmos o percentual da remuneração total de cada órgão em relação aos três últimos exercícios sociais.

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

Item não aplicável vez que fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por tal motivo, não é possível indicarmos o percentual da remuneração total de cada órgão em relação aos três últimos exercícios sociais.

13.16 - Outras informações relevantes

Remuneração total do Conselho de Administração, Diretoria Estatutária e Conselho Fiscal:

A tabela do item 13.2 acima fornece informações acerca da remuneração paga por nós aos nossos administradores (Diretores e membros do Conselho de Administração) desde a nossa constituição em 9 de março de 2010. Os valores acima indicados não são idênticos aos indicados em nossas demonstrações financeiras consolidadas, que desde 2 de setembro de 2010 incluem a remuneração paga por nossas controladas Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e Manati S.A.

Com relação ao número de administradores indicados na tabela acima, esclarecemos que os números foram calculados de acordo com as instruções constantes do Ofício Circular/ CVM/ SEP/ nº. 05/ 2010. Fomos constituídos em 9 de março de 2010 e até a nossa AGE de 2 de setembro de 2010 a nossa administração era composta por apenas dois diretores, sem um conselho de administração. Nosso conselho de administração foi criado na AGE de 2 de setembro de 2010, quando foram eleitos quatro membros para o referido conselho. No dia 1º de outubro de 2010, os dois diretores então em exercício renunciaram aos seus respectivos mandatos, tendo os acionistas eleito quatro novos diretores. No dia 26 de outubro de 2010, nossos acionistas elegeram um quinto membro para o nosso Conselho de Administração. Finalmente, no dia 15 de dezembro de 2010 foram eleitos dois conselheiros independentes para o nosso Conselho de Administração, que desde então é composto por sete membros. Calculamos a média anual dos membros de cada órgão com base da administração considerando apenas os 10 meses de existência da companhia. Também consideramos na linha “Outros” conforme tabela do Item 13.2 acima os valores pagos aos nossos administradores em nossas controladas.

Planejamos fazer o pagamento para diretores, gerentes, funcionários e colaboradores (incluindo diretores, gerentes, funcionários e colaboradores da nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.) de uma remuneração de incentivo que estará vinculada à conclusão de nossa oferta pública inicial de ações e aos seus termos e condições finais. A referida remuneração de incentivo terá o valor global de até 2,4% do valor de nossa oferta primária de ações. Do montante que for definido para o pagamento da remuneração de incentivo, até 50,0% serão alocados para o pagamento aos nossos diretores (e aos diretores de nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.), ao passo que os 50,0% restantes serão alocados para o pagamento de nossos gerentes, funcionários e colaboradores, bem como de nossa referida controlada. A tabela do item 13.2 acima não inclui a remuneração de incentivo, uma vez que a fixação do valor dessa remuneração depende dos termos e condições finais da nossa oferta primária de ações.

Plano de Outorga de Opção de Compra das Nossas Ações (“Stock Option Plan”)

Estamos em um processo de implantação de um plano de outorga de opção de compra das nossas ações. O plano em análise será destinado aos nossos diretores e pessoas chave, com o objetivo principal de atração e retenção desses profissionais estratégicos, e será limitado a 5% de nosso capital social.

Atuamos em mercado altamente competitivo onde há dificuldade de identificar e contratar profissionais qualificados, especificamente no mercado de extração e produção de óleo e gás. A implementação do plano de outorga de opção de compra das nossas ações tem como objetivos: (i) estimular o aprimoramento da nossa administração e a nossa expansão a longo prazo, alinhando os interesses dos beneficiários com os nossos interesses e de nossos acionistas; e (ii) atrair, motivar e reter na nossa empresa e em nossas controladas, profissionais altamente qualificados, incentivando-os a atingir as nossas metas e a ter um compromisso de longo prazo com o nosso desempenho.

Na medida em que o plano de remuneração em questão prevê a possibilidade dos colaboradores se tornarem acionistas, entendemos que o mesmo funciona como um poderoso estímulo na busca de padrões mais elevados de eficiência. O plano permite alinharmos os interesses dos nossos administradores, que são beneficiados de acordo com a performance das nossas ações, com os interesses dos investidores, que se beneficiam dos resultados alcançados por nós. Há, ainda, o estímulo à constante melhoria na gestão e a permanência dos profissionais no longo prazo, resultando em ganhos com o comprometimento dos mesmos.

Plano de Previdência - Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.

A Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, nossa controlada direta, possui um plano de previdência privada, por adesão, sendo elegíveis todos os funcionários e administradores. Trata-se de um plano com contribuição definida, com valor até 12% do salário mensal por parte do funcionário, e contra-partida de até 6,5% por parte da empresa, conforme nível hierárquico. O plano é administrado pela Bradesco Vida e Previdência com dois tipos de regime, progressivo e regressivo.

14.1 - Descrição dos recursos humanos

a. Número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

Número de empregados Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	30 de setembro de 2010
Por grupos	
Administrativo	14
Atividades de E&P	7
Por localização geográfica	
Norte	-
Nordeste	2
Sul	-
Sudeste	19
Centro-Oeste	-
Exterior	-
Total de Empregados	21

Fomos constituídos em 9 de março de 2010 e, por tal motivo, não é possível indicarmos o número de empregados em relação aos três últimos exercícios sociais.

Ademais, em 30 de setembro de 2010, nós e a Manati S.A., nossa controlada, não possuíamos empregados.

b. Número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

30 de setembro de 2010 Número de empregados terceirizados Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	
Região	**Serviço de consultoria estratégica**
Norte	
Nordeste	2
Sul	
Sudeste	6
Centro-Oeste	
Exterior	
Total de Empregados	8

14.1 - Descrição dos recursos humanos

c. Índice de rotatividade

2007	2008	2009	30 de setembro de 2010
0	0	0	0

d. Exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas

Na data deste Formulário de Referência nós e nossas controladas, QGEP e Manati S.A., não éramos partes em processos judiciais e administrativos de natureza trabalhista.

Por outro lado, a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., nossa antiga controladora, figurava no polo passivo de 40 processos, que em conjunto somam o montante de R$10.546.418,98. Para informações adicionais consulte a Seção 4 – Item 4.3 deste Formulário de Referência.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

Não há alterações relevantes nos números divulgados no Item 14.1 acima, não havendo comentários acerca destes.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

a. política de salários e remuneração variável

A nossa política de benefícios busca uma compensação adequada, por meio da competência e responsabilidade de nossos empregados, por meio da adoção de uma política de remuneração, que prevê o pagamento de salários compatíveis com os praticados no mercado. Planejamos fazer o pagamento para diretores, gerentes, empregados e colaboradores (incluindo diretores, gerentes, empregados e colaboradores da nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.) de uma remuneração de incentivo que estará vinculada à conclusão de nossa oferta pública inicial de ações e aos seus termos e condições finais. A referida remuneração de incentivo terá o valor global de até 2,4% do valor de nossa oferta primária de ações. Do montante que for definido para o pagamento da remuneração de incentivo, até 50,0% serão alocados para o pagamento aos nossos diretores (e aos diretores de nossa controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.), ao passo que os 50,0% restantes serão alocados para o pagamento de nossos gerentes, empregados e colaboradores, bem como de nossa referida controlada.

Na data deste Formulário de Referência, o programa de participação de resultados para os nossos funcionários ainda não havia sido adotado.

A nossa política 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, participação no resultado. Além disso, consideramos a nossa política de recursos humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial, por isso, praticamos 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 nossos colaboradores possuem como benefícios: (i) plano de saúde; (ii) plano odontológico; (iii) vale refeição ou vale alimentação; (iv) vale transporte; e (v) seguro de vida e previdência privada.

c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando

Não possuímos plano de remuneração baseado em ações aos empregados não administradores. Estamos em processo de consolidação de um programa de opção de compra de nossas ações (*stock options*) e outros planos de incentivo com vistas a atrair e reter nossos empregados, administradores e outros colaboradores. Para informações adicionais consulte a Seção 13 - Item 13.4 deste Formulário de Referência.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

Utilizamos o mês de setembro como data base para cumprimento das obrigações referentes ao dissídio coletivo. Entretanto, na data deste Formulário de Referência, ainda não havíamos nos associado a qualquer sindicato.

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 %**			
Quantum Fundo de Investimento em Participações					
		Sim	Sim	03/11/2010	
18.606.588	9,999997%	0	0,000000%	18.606.588	9,999997%
Queiroz Galvão S.A.					
02.538.798/0001-55	Brasileira-RJ	Sim	Sim	26/10/2010	
167.459.291	89,999996%	0	0,000000%	167.459.291	89,999996%
Administradores					
		Não	Não		
7	0,000007%	0	0,000000%	7	0,000007%
OUTROS					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
AÇÕES EM TESOURARIA					
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL					
186.065.886	100,000000%	0	0,000000%	186.065.886	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
Quantum Fundo de Investimento em Participações					
Antônio Augusto de Queiroz Galvão					
173.714.734-34	Brasileiro	Não	Não		
551.275	8,888387	0	0,000000	551.275	8,888387
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Carlos de Queiroz Galvão					
485.512.604-72	Brasileiro	Não	Não		
551.275	8,888387	0	0,000000	551.275	8,888387
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Carmem Lúcia Galvão de S. Leão					
827.368.397-49	Brasileira	Não	Não		
563.680	9,088397	0	0,000000	563.680	9,088397
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Cristina de Queiroz Galvão Mariz					
895.556.607-78	Brasileira	Não	Não		
563.680	9,088397	0	0,000000	563.680	9,088397
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Quantum Fundo de Investimento em Participações					
Fernando de Queiroz Galvão					
165.109.684-87	Brasileiro	Não	Não		
551.275	8,888387	0	0,000000	551.275	8,888387
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Marcos de Queiroz Galvão					
475.316.904-97	Brasileiro	Não	Não		
551.275	8,888387	0	0,000000	551.275	8,888387
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Maria Dulce de Queiroz Galvão					
008.860.494-23	Brasileira	Não	Não		
551.275	8,888387	0	0,000000	551.275	8,888387
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Maurício José de Queiroz Galvão					
233.110.534-00	Brasileiro	Não	Não		
551.275	8,888387	0	0,000000	551.275	8,888387
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Quantum Fundo de Investimento em Participações					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Paulo César Viana Galvão					
509.387.627-53	Brasileiro	Não	Não		
88.551	1,427703	0	0,000000	88.551	1,427703
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Ricardo de Queiroz Galvão					
784.917.977-34	Brasileiro	Não	Não		
563.680	9,088397	0	0,000000	563.680	9,088397
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Roberto de Queiroz Galvão					
497.104.944-49	Brasileiro	Não	Não		
551.275	8,888387	0	0,000000	551.275	8,888387
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves					
879.766.337-91	Brasileira	Não	Não		
563.680	9,088397	0	0,000000	563.680	9,088397
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Quantum Fundo de Investimento em Participações					
Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves					
879.766.337-91	Brasileira	Não	Não		
563.680	9,088397	0	0,000000	563.680	9,088397

Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %
TOTAL	0	0.000000

TOTAL					
6.202.196	100,000000	0	0,000000	6.202.196	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
Queiroz Galvão S.A.				**02.538.798/0001-55**	
Antonio Augusto de Queiroz Galvão					
	Brasileiro	Não	Não		
93.882.423	8,887928	0	0,000000	93.882.423	8,854448
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Antonio de Queiroz Galvão					
005.121.177-72	Brasileiro	Não	Não		
0	0,000000	2.521.088	63,121045	2.521.088	0,237774
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000			
Carlos de Queiroz Galvão					
485.512.604-72	Brasileiro	Não	Não		
93.882.423	8,887928	0	0,000000	93.882.423	8,854448
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Carmem Lúcia Galvão de S. Leão					
827.368.397-49	Brasileira	Não	Não		
95.994.095	9,087843	0	0,000000	95.994.095	9,053609
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Queiroz Galvão S.A.				**02.538.798/0001-55**	
Cristina de Queiroz Galvão Mariz					
895.556.607-78	Brasileira	Não	Não		
95.994.095	9,087843	0	0,000000	95.994.095	9,053609
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Fernando de Queiroz Galvão					
165.109.684-87	Brasileiro	Não	Não		
93.882.423	8,887928	0	0,000000	93.882.423	8,854448
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
João Antônio de Queiroz Galvão					
009.644.767-20	Brasileiro	Não	Não		
0	0,000000	1.472.965	36,878955	1.472.965	0,138922
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0,000000			
Marcos de Queiroz Galvão					
475.316.904-97	Brasileiro	Não	Não		
93.882.423	8,887928	0	0,000000	93.882.423	8,854448
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Queiroz Galvão S.A.				**02.538.798/0001-55**	
Maria Dulce de Queiroz Galvão					
008.860.494-23	Brasileira	Não	Não		
93.882.423	8,887928	0	0,000000	93.882.423	8,854448
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Maurício José de Queiroz Galvão					
233.110.534-00	Brasileiro	Não	Não		
93.882.423	8,887928	0	0,000000	93.882.423	8,854448
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
Paulo César Viana Galvão					
509.387.627-53	Brasileiro	Não	Não		
15.138.045	1,433132	0	0,000000	15.138.045	1,427732
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Ricardo de Queiroz Galvão					
784.917.977-34	Brasileiro	Não	Não		
95.994.095	9,087843	0	0,000000	95.994.095	9,053609
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	**Nacionalidade-UF**	**Participa de acordo de acionistas**	**Acionista controlador**	**Última alteração**	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	**Ações ordinárias %**	**Qtde. ações preferenciais (Unidades)**	**Ações preferenciais %**	**Qtde. total de ações (Unidades)**	**Total ações %**
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Queiroz Galvão S.A.				**02.538.798/0001-55**	
Ricardo de Queiroz Galvão					
784.917.977-34	Brasileiro	Não	Não		
95.994.095	9,087843	0	0,000000	95.994.095	9,053609
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Roberto de Queiroz Galvão					
497.104.944-49	Brasileiro	Não	Não		
93.882.423	8,887928	0	0,000000	93.882.423	8,854448
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
Suzana de Queiroz Galvão Gonçalves					
879.766.337-91	Brasileira	Não	Não		
95.994.095	9,087843	0	0,000000	95.994.095	9,053609
Classe ação	**Qtde. de ações (Unidades)**	**Ações %**			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.056.291.386	100,000000	3.994.053	100,000000	1.060.285.439	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

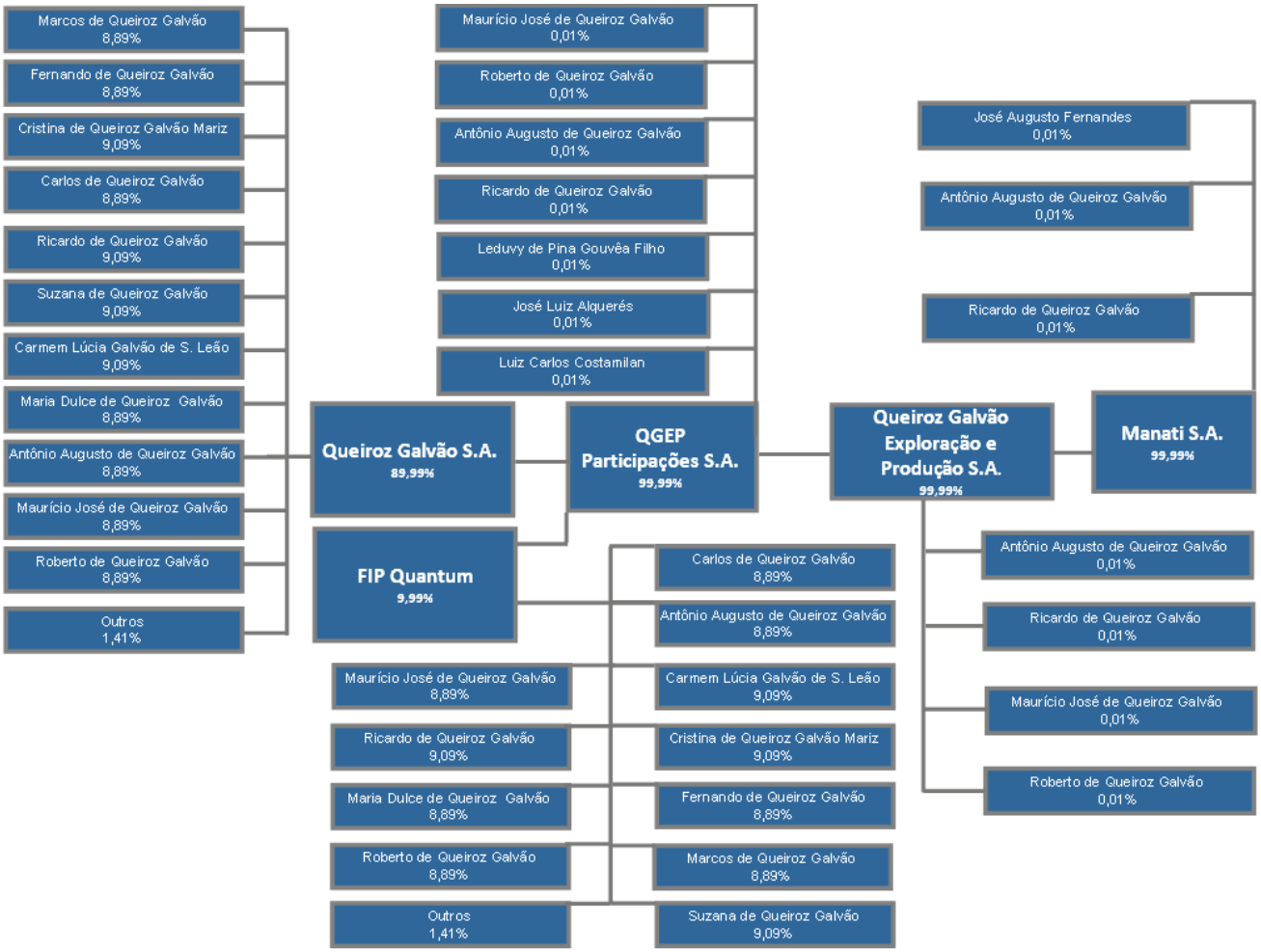
Data da última assembléia	17/01/2011
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	7
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	1

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



15.4 - Organograma dos acionistas

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

a) partes e b) data de celebração

Em 17 de janeiro de 2011, foi celebrado acordo de acionistas entre Queiroz Galvão S.A., ou QGSA, e o Quantum – Fundo de Investimento em Participações, ou FIP.

c) prazo de vigência

20 anos contados da assinatura do referido acordo.

d) exercício do direito de voto, do poder de controle e g) restrição ou vinculação do direito de voto de membros do conselho de administração

Haverá uma reunião prévia entre a QGSA e o FIP antes da realização de qualquer assembléia geral ou reunião do conselho de administração. A QGSA, o FIP e os membros do conselho de administração por eles indicados e eleitos em observância ao disposto em acordo de acionistas devem comparecer às assembléias gerais e as reuniões do conselho de administração, conforme o caso, e declarar seu voto com estrita observância a orientações de votos fixadas nas reuniões prévias. O voto proferido em desacordo com o estipulado no acordo de acionistas não será computado.

e) indicação de Administradores

O acordo de acionistas celebrado entre a QGSA e o FIP garante ao fundo o direito de indicar um membro para o conselho de administração a partir da primeira assembléia geral que vier a ser convocada após a celebração do referido acordo e que tiver, dentre os itens da ordem do dia, a eleição de membros para o nosso conselho de administração.

f) transferência de ações e preferência para adquiri-las

O acordo de acionistas celebrado entre a QGSA e o FIP não limita a transferência de ações nem garante aos signatários preferência para adquiri-las.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

Fomos constituídos em 9 de março de 2010, com a denominação social Latina Participações S.A.. No dia 2 de setembro de 2010, a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, adquiriu todas as ações de nossa emissão. Na mesma data, realizamos uma Assembleia Geral Extraordinária, ou AGE, na qual nossa então controladora QGOG deliberou aumentar nosso capital social mediante o aporte da totalidade das ações emitidas pela Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, que passou, assim, a ser nossa subsidiária integral; na qual a nossa denominação foi alterada para QGEP Participações S.A. e nosso objeto social foi alterado.

No dia 29 de setembro de 2010, a QGOG realizou uma AGE, na qual seus acionistas deliberaram reduzir o seu capital de forma que as ações de nossa emissão detidas pela QGOG passaram a ser detidas diretamente pela Queiroz Galvão S.A., ou QGSA. Assim, a QGSA é, desde aquela data, a nossa acionista controladora.

No dia 16 de dezembro de 2010, foi realizada uma reunião do nosso Conselho de Administração, na qual foi aprovado um aumento de capital da Companhia, no montante de R$62.219.085,82 (sessenta e dois milhões, duzentos e dezenove mil, novecentos e oitenta e cinco reais, oitenta e dois centavos), passando de R$558.197.657,00 (quinhentos e cinquenta e oito milhões, cento e noventa e sete mi, seiscentos e cinquenta e sete reais) para R$620.416.742,82 (seiscentos e vinte milhões, quatrocentos e dezesseis mil, setecentos e quarenta e dois reais, oitenta e dois centavos), mediante a emissão de 6.202.196 (seis milhões, duzentos e dois mil, cento e noventa e seis) novas ações ordinárias, sem valor nominal, ao preço individual de emissão de R$10,03178323 cada. A QGSA renunciou, para todos os fins de direito, seu direito de preferência à subscrição das ações emitidas, as quais foram integralmente subscritas pelo Quantum – Fundo de Investimento em Participações. Deste então, o Quantum – Fundo de Investimento em Participações detém 10% do nosso capital social.

15.7 - Outras informações relevantes

Nosso Acionista Controlador, Queiroz Galvão S.A., ou QGSA, é garantidor de dois contratos de financiamento celebrados por nossa controlada indireta Manati S.A., bem como um contrato de financiamento celebrado por nossa coligada Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., ou QGOG, que foram transferidos para a nossa subsidiária QGEP em decorrência de aporte de ativos deliberado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 2 de julho de 2010. Essas garantias prestadas por nosso Acionista Controlador foram originalmente outorgadas a título gratuito. Em 28 de outubro de 2010, celebramos contrato com a QGSA, prevendo que nós e nossas subsidiárias e afiliadas remuneraremos a QGSA por garantais prestados, de acordo com as condições de mercado vigentes ("*arm's lenght basis*"). Em 10 de janeiro de 2010, Manati S.A. e QGSA concordaram em fixar a remuneração pela fiança prestada nos contratos de financiamento da Manati S.A., cuja remuneração será devida a partir de 16 de janeiro de 2011 com base no saldo do financiamento calculado diariamente.

Celebramos um acordo com a QGOG mediante o qual nos comprometemos a indenizá-la por qualquer contingência relacionada às atividades de E&P que venha a ser imputada àquela companhia. Em contrapartida, em 18 de janeiro de 2011, celebramos um contrato com a QGOG e a sua futura controladora Constellation Overseas, Ltd., ou Constellation, pelo qual essas companhias ficaram obrigadas a nos indenizar por prejuízos havidos em relação a todo o passivo existente e contingente não relacionado a E&P que venha a ser imputado a nós.

Celebramos, ainda, um acordo com a QGOG regulando o reembolso das despesas e custos por ela incorridos em razão de tais contratos, e que se relacionem aos ativos e atividades de E&P que esta transferiu a nós.

Nossas controladas são parte em contratos celebrados com a nossa coligada QGOG (descritos mais detalhadamente na Seção 16 – Item 16.2 abaixo), pelos quais as partes estipulam o compartilhamento de infraestruturas administrativas e operacionais, e ainda o ressarcimento pelo custo de tais infraestruturas. A infraestrutura e atividades compartilhadas compreendem atividades de profissionais do setor contábil, administrativo e afins, bem como os respectivos salários, encargos e benefícios; remuneração direta e indireta de diretores e gerentes gerais e encargos; a rede de telecomunicações; tecnologia da informação, incluindo os sistemas informatizados, os terminais de computadores, impressoras e uso de programas, equipamentos de informática; despesas com viagens e estadas; despesas gerais: material de escritório, material de limpeza e copa, manutenção e conserto de bens, máquinas, equipamentos, instalações; despesas com publicidade e propaganda; despesas com limpeza e vigilância; as tarefas gerais de suporte administrativo, incluindo, dentre outros, os serviços de advocacia, a execução de serviços de terceiros (recursos humanos, treinamento de pessoal, mão-de-obra temporária); livros, revistas e periódicos, correios, despesas legais etc.; além de todos os demais serviços e utilização de ativos imobilizados ou intangíveis compartilhados entre as partes relacionados à exploração conjunta e integrada da infra-estrutura de exploração e produção de petróleo e gás natural e congregação de esforços visando à administração moderna de todas as unidades das mesmas.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

A nossa política é de que quaisquer operações e negócios com partes relacionadas a nós são realizadas somente quando consideradas como de nosso interesse, com preços, regras e condições usuais de mercado, e que, portanto, não nos geram qualquer prejuízo.

De acordo com nosso Estatuto Social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a celebração, modificação e rescisão de contratos, bem como a realização de operações de qualquer natureza entre nós, de um lado, e de outro lado, nossos acionistas, e/ou empresas controladas, coligadas ou controladoras dos nossos acionistas.

A Lei nº 6.440 de 15 de dezembro de 1976, ou Lei das Sociedades por Ações, prevê que nas Assembleias gerais ou nas reuniões da administração, o acionista ou administrador, conforme o caso, deve se abster 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 nosso.

A Lei das Sociedades por Ações proíbe, ainda, conselheiros e diretores de: (i) realizar qualquer ato gratuito com a utilização de ativos da companhia, em detrimento da companhia; (ii) receber, em razão de seu cargo, qualquer vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida por meio de assembleia geral; e (iii) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da companhia, ou nas deliberações que a respeito tomares os demais conselheiros.

Segundo o Regulamento do Novo Mercado, devemos enviar à BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, ou BM&FBOVESPA e divulgar informações de todo e qualquer contrato por nós celebrado com nossos controladores, administradores, acionistas controladores, assim como com outras sociedades que com qualquer dessas pessoas integre um mesmo grupo de fato ou direito, sempre que for atingido, em um único contrato ou em contratos sucessivos, com ou sem o mesmo fim, em qualquer período de um ano, valor igual ou superior a R$0,2 milhão, ou valor igual ou superior a 1% sobre nosso patrimônio líquido, considerando o que for maior.

Tais informações devem discriminar o objeto do contrato, seu prazo, valor, as condições de rescisão ou término e a eventual influência do contrato sobre a administração ou a condução dos nossos negócios.

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
Queiroz Galvão S.A. (Fiadora); Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. (Afiançada)	30/05/2003	67.768.000,00	R$29.043.000,00	R$0,00	Até 15/11/2011	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão S.A. (QGSA) – Controladora Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. (QGOG) - Coligada						
Objeto contrato	QGSA foi avalista de sua controlada QGOG em financiamento junto ao International Finance Corporation, ou IFC. Em maio de 2010, foi celebrado um termo de anuência (waiver) por meio do qual o IFC consentiu que as obrigações desse contrato de financiamento fossem transferidas para nossa subsidiária Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ou QGEP, estando o aditivo em fase de negociação. Referido contrato de financiamento encontra-se descrito no Item 10.1(d) acima. O montante total desse contrato de financiamento é de US$40 milhões. O montante em Reais acima descrito baseia-se em uma conversão a taxa de câmbio de 30/09/2010, de R$1,6942 por US$1,00.						
Garantia e seguros	Por força do contrato celebrado entre a QGSA e nós em 28/10/2010, a QGSA deve ser remunerada por essa garantia, de acordo com as condições de mercado vigentes, cuja remuneração deverá ser estabelecida entre QGSA e QGEP com a conclusão do aditivo de cessão do contrato de financiamento onde as obrigações da QGOG serão transferidos ao IFC.						
Rescisão ou extinção	Até a final liquidação do contrato de financiamento do International Finance Corporation.						
Natureza e razão para a operação							
Manati S.A (Afiançada); Queiroz Galvão S.A (Int. Fiadora); Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A	28/06/2005	225.270.000,00	R$118.044.000,00	R$0,00	Até 15/08/2014	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Manati S.A. (Manati) – Controlada indireta Queiroz Galvão S.A. (QGSA) – Controladora Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP) – Controlada direta						
Objeto contrato	QGSA deu garantias para sua então controlada Manati no âmbito do contrato de financiamento celebrado entre Manati e BNDES. Referido contrato encontra-se descrito no Item 10.1(d) acima. Garantias: Fiança prestada pela QGSA; penhor em primeiro grau dos direitos creditórios da Manati emergentes de todos os contratos relativos ao projeto; penhor em primeiro grau, do gás natural e dos demais hidrocarbonetos de propriedade da Manati produzidos no Campo de Manati; e penhor de ações. A QGEP, sucessora da Queiroz Galvão Óleo e Gás e atual titular de 99,99% das ações da Manati, celebrou com o BNB e com o BNDES um contrato de penhor de ações, por meio do qual a QGEP dá em penhor ao BNB e ao BNDES a integralidade das ações da Manati de sua titularidade.						
Garantia e seguros	A fiança prestada pela QGSA, responsável solidariamente até a final liquidação do contrato, pode ser antecipadamente liberada, se atendidas determinadas condições. Essa garantia é compartilhada pelo contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o BNDES e com o BNB. Por força do contrato celebrado entre a QGSA e nós em 28/10/2010 e entre QGSA e Manati em 10/01/2011, a QGSA deve ser remunerada por essa garantia a partir de 15/01/2011 a taxa de 0,65% a.a. sobre o principal da dívida, de acordo com as condições de mercado vigente na data de assinatura.						
Rescisão ou extinção	Até a final liquidação do contrato de financiamento celebrado entre Manati S.A. e BNDES.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Manati S.A. (Afiançada); Queiroz Galvão S.A. (Fiadora); Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	28/06/2005	245.000.000,00	R$151.311.000,00	R$0,00	Até 15/09/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Manati S.A. – Controlada indireta Queiroz Galvão S.A. – Controladora Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. – Controlada direta						
Objeto contrato	Queiroz Galvão S.A. deu garantias para sua então controlada Manati S.A. em financiamento junto ao BNB. Referido contrato encontra-se descrito na Seção 10 – item 10.1(d) deste Formulário de Referência. Garantias: Fiança prestada pela QGSA; penhor em primeiro grau dos direitos creditórios da Manati S.A. emergentes de todos os contratos relativos ao projeto; penhor em primeiro grau, do gás natural e dos demais hidrocarbonetos de propriedade da Manati S.A. produzidos no Campo de Manati; e penhor de Ações. A QGEP, sucessora da Queiroz Galvão Óleo e Gás e atual titular de 99,99% das ações da Manati, celebrou com o BNB e com o BNDES um contrato de penhor de ações, por meio do qual a QGEP dá em penhor ao BNB e ao BNDES a integralidade das ações da Manati de sua titularidade.						
Garantia e seguros	A garantia, objeto desta transação, é compartilhada pelo contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o BNDES e pelo contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o BNB. Essa garantia é compartilhada pelo contrato de financiamento mediante abertura de crédito com o BNDES e com o BNB. Por força do contrato celebrado entre a QGSA e nós em 28/10/2010 e entre QGSA e Manati em 10/01/2011, a QGSA deve ser remunerada por essa garantia a partir de 15/01/2011 a taxa de 0,65% a.a. sobre o principal da dívida, de acordo com as condições de mercado vigente na data de assinatura						
Rescisão ou extinção	Até a final liquidação do contrato de financiamento celebrado entre Manati S.A. e BNB.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.	24/08/2009	84.710.000,00	R$0,00	R$0,00	Até 26/12/2010	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. - Coligada						
Objeto contrato	A Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., QGOG, contratou financiamento junto ao Banco do Brasil no exterior (agência de Paris) tendo como garantia uma Carta de Crédito emitida pela Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e avalizada pela Queiroz Galvão S.A.. Em 2010, o contrato foi transferido para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. Referido contrato encontra-e descrito na Seção 10 – Item 10.1(d) deste Formulário de Referência. O montante total desse contrato de financiamento é de US$50.000.000,00 (cinquenta milhões de Dólares norte-americanos). O montante em Reais acima descrito baseia-se em uma conversão a taxa de câmbio de 30 de setembro de 2010, de R$1,6942 por US$ 1,00. Não houve remuneração a parte relacionada em razão deste contrato.						
Garantia e seguros	Carta de crédito						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	O contrato foi extinto em 29 de dezembro de 2010, quando o contrato de financiamento do Banco do Brasil foi integralmente liquidado.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.; Manati S.A.; Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	01/06/2010	1.960.530,00	R$1.357.077,00	R$0,00	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. - Coligada Manati S.A. - Controladas indireta Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. – Controlada direta						
Objeto contrato	Compartilhamento de infraestrutura e atividades administrativas e operacionais, e rateio de custo das mesmas, tais como: atividades de profissionais do setor contábil, administrativo e afins, bem como os respectivos salários, encargos e benefícios; remuneração direta e indireta de diretores e gerentes gerais e encargos; a rede de telecomunicações; tecnologia da informação, incluindo os sistemas informatizados, entre outras. Contrato originalmente assinado em 2 de janeiro de 2007 entre Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. e Manati S.A. e aditado em 1 de junho de 2010 para incluir a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e alterar os critérios de rateio. Desde 1 de julho de 2010, os custos relacionados à infraestrutura e atividades administrativas e operacionais são rateados entre as três empresas da seguinte maneira: 80% para a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., 19% para a Manati S.A. e 1% para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	A qualquer momento a partir de quando as partes passem a operar com infraestrutura independente, sujeito a notificação prévia com dois meses de antecedência. Observação: Em 30 de setembro de 2010, Manati S.A. e QGEP deviam, respectivamente, R$341.789 e R$1.015.288 mil para a QGOG, totalizando R$ 1.357.077,00. No período entre 2 de setembro de 2010, data de nossa constituição, e 30 de setembro do mesmo ano, data base das nossas demonstrações financeiras, as transações acima citadas afetaram o resultado em R$ 1.960.530,00.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.; Manati S.A.	01/07/2010	1.555.704,00	R$2.244.824,00	R$0,00	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. – Controlada direta Manati S.A. - Controladas indireta						
Objeto contrato	Compartilhamento de infra-estrutura e atividades administrativas e operacionais, e rateio de custo das mesmas. Os custos relacionados à infraestrutura e atividades administrativas e operacionais são rateados entre as companhias de acordo com a seguinte fórmula: Percentual de Rateio = Investimento mensal individual dividido pelo investimento total de todas as partes.						
Garantia e seguros	Não há						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	A qualquer momento a partir de quando as partes passem a operar com infra-estrutura independente, sujeito a notificação prévia com dois meses de antecedência. Observação: Em 30 de setembro de 2010, Manati S.A. devia R$ 2.244.824 para a QGEP. A movimentação entre 2 de setembro de 2010, data de nossa constituição, e 30 de setembro do mesmo ano, data base das nossas demonstrações financeiras, foi de R$1.555.704,00.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.; Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.; Manati S.A	28/10/2010	0,00	R$0,00	R$0,00	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. – Coligada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. – Controlada direta Manati S.A – Controlada indireta						
Objeto contrato	Ressarcimento, por nós, Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e Manati S.A., de despesas relativas a processos administrativos e/ou judiciais relacionadas aos blocos e campos cedidos pela Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., e por esta incorridas por esta. Ainda, dispõe sobre a operacionalização da gestão dos referidos processos administrativos e/ou judiciais pelas Partes. Até a data deste Formulário de Referência não foram feitos pagamentos e não há qualquer valor a ser saldado com base nesse contrato.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	De acordo com o disposto nos Termos e Cessão dos blocos e campos cedidos pela Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. à Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., ambas respondem solidariamente pelas obrigações previstas na Lei do Petróleo e nos respectivos Contratos de Concessão e Documentos de Participação, inclusive aquelas incorridas antes da data da cessão. Ainda, existem – ou podem vir a existir – procedimentos administrativos e/ou judiciais exclusivamente relacionados às atividades de exploração e produção realizadas nas respectivas concessões, em que a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. e – ou poderá vir a ser – parte. Assim, caso a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. venha a ser demandada, as demais partes se obrigam a assumir o ônus – financeiro e administrativo – de tais demandas.Prazo de vigência indeterminado, permanecendo em vigência mesmo após a aprovação, pela ANP, do pedido de transferência das concessões formulado pela Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.; Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	28/10/2010	0,00	R$0,00	R$0,00	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. – Coligada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.– Controlada indireta						
Objeto contrato	Reembolso pela Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e/ou pela QGEP Participações S.A., de despesas incorridas em seu nome pela Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. Até a data deste Formulário de Referência não foram feitos pagamentos e não há qualquer valor a ser saldado com base nesse contrato.						
Garantia e seguros	Não há						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Até que seja formalizada a anuência, pela ANP, à cessão da participação da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. nos blocos e campos cedidos por esta à Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., as cobranças seguirão sendo efetuadas em nome do detentor original de tal participação. Assim, a Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. efetuará os pagamentos (de maneira a não atrasar tais pagamentos), e será ressarcida de tal gasto pela Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., e/ou pela QGEP Participações S.A.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão S.A.	28/10/2010	0,00	R$0,00	0,00	Até a data em que o último contrato de fiança expire ou seja rescindido ou, ainda, até que todas as garantias sejam totalmente liberadas e quitadas.	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão S.A. - Controladora direta						
Objeto contrato	Regula a prestação de fiança por Queiroz Galvão S.A. em empréstimos contraídos por nós e/ou nossas subsidiárias e afiliadas. A Queiroz Galvão S.A. será remunerada por cada fiança que der em nosso favor e/ou nossas subsidiárias e afiliadas, de acordo com as condições de mercado vigentes na época da assinatura do contrato de fiança, calculado diariamente com base no saldo do empréstimo.						
Garantia e seguros	Compromisso irrevogável e incondicional, por nossa parte e nossas subsidiárias e afiliadas, de indenizar a Queiroz Galvão S.A. por quaisquer perdas relacionadas aos contratos de fiança.						
Rescisão ou extinção	A qualquer tempo – contrato por prazo indeterminado – desde que não haja contrato de fiança em vigor ou, ainda, até que todas as garantias sejam totalmente liberadas e quitadas.						
Natureza e razão para a operação							
F&M Corretora de Seguros Ltda., QGOG e Manati S.A.	21/01/2010	469.309,72	0,00	469.309,71	1 ano	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	QGOG – Contratante e Segurado Manati S.A. – Co-segurada F&M Corretora de Seguros Ltda. (F&M Corretora) – Empresa dos filhos de uma acionista da Queiroz Galvão S.A., nossa controladora.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de divida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	A F&M Corretora atua como corretora de seguros contratada pela QGOG, intermediando a contratação de seguros por essa companhia. A F&M Corretora tem como sócios e diretores os Srs. Mario de Queiroz Galvão Neto e Marcelo de Viana Galvão, filhos da Sra. Maria Dulce de Queiroz Galvão, uma das acionistas de nossa controladora Queiroz Galvão S.A. Dentre as apólices contratadas pela QGOG e intermediadas pela F&M Corretora, existem importâncias asseguradas de ativos hoje pertencentes a Manati SA, subsidiária integral da QGEP, como a Plataforma de Produção de Manati e a Estação de Tratamento de Gás. Até 30 de setembro de 2010, os contratos intermediados pela F&M Corretora envolvendo ativos hoje pertencentes a nós e as nossas subsidiárias, totalizavam prêmios pagos de R$ 469.309,72, incluindo a taxa de corretagem. Os valores pagos a F&M Corretora estão em linha com as praticas de mercado, considerando os prêmios pagos vis-à-vis a importância assegurada.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há. Nossos contratos de seguro são normalmente renovados anualmente.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., Queiroz Galvão S.A. e Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	10/12/2010	2.749.638,00	2.749.638,00	2.749.638,00	N/A	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão S.A. (QGSA) – Controladora Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. (QGOG) – Coligada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. – Controlada direta						
Objeto contrato	No dia 2 de julho de 2010, a QGOG aportou na QGEP, então sua subsidiária integral, o acervo líquido, que incluía um saldo de dividendos a pagar a sua controladora, QGSA, no valor de R$2.749.638,00. No dia 10/12/2010 a QGEP realizou o pagamento de R$2.749.638,00 para a QGSA, encerrando assim a obrigação que havia sido transferida em 02 de julho de 2010.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. e Manati S.A.	17/04/2007	0,00	0		Prazo indeterminado	NÃO	0,000000

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
Relação com o emissor	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. (QGOG) – Coligada Manati S.A. – Controlada indireta						
Objeto contrato	QGOG deu garantias para sua então controlada Manati no âmbito do contrato de compra e venda de petróleo e gás natural celebrado em 17 de abril de 2010 entre a Manati S.A. e a Petrobras. Em razão dessa fiança, QGOG obrigou-se perante a Petrobras como fiadora da Manati S.A. por eventuais penalidades aplicadas a Manati S.A. em razão do descumprimento de obrigações contratuais bem como por eventual indenização que venha a ser devida por Manati S.A. em caso de rescisão contratual. A QGOG não é remunerada por essa garantia.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Fiança dada em caráter irrevogável e irretratável até o término do contrato de compra e venda de petróleo e gás natural celebrado em 17 de abril de 2010 entre a Manati S.A. e a Petrobras.						
Natureza e razão para a operação							
Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. e Manati S.A.	18/01/2011	0,00	0	0	Prazo indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. – Coligada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. – Controlada direta Manati S.A – Controlada indireta						
Objeto contrato	Ressarcimento, por QGOG e sua controladora Constellation Overseas Ltd., de contigência atual ou futura, de qualquer natureza, relacionada às atividades de prestação de serviço nas áreas de petróleo e gás e gás natural desempenhadas pela QGOG, que venha a ser imputada a nós ou as nossas subsidiárias Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e Manati S.A. Ainda, dispõe sobre a operacionalização da gestão dos referidos processos administrativos e/ou judiciais pelas Partes. Até a data deste Formulário de Referência não foram feitos pagamentos e não há qualquer valor a ser saldado com base nesse contrato.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Até o decurso do prazo prescricional referente aos direitos trabalhistas ou indenizações devidos pela QGOG, mas que venham a ser incorridos por nós.						
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) Identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

Item não aplicável vez que não possuímos medidas específicas para tratar de conflitos de interesses.

b) Demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

Item não aplicável vez que não possuímos medida específica para demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado.

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**				
17/01/2011	620.416.742,82		186.065.886	0	186.065.886
Tipo de capital	**Capital Subscrito**				
17/01/2011	620.416.742,82	15 dias	186.065.886	0	186.065.886
Tipo de capital	**Capital Integralizado**				
17/01/2011	620.416.742,82		186.065.886	0	186.065.886
Tipo de capital	**Capital Autorizado**				
26/10/2010	4.000.000.000,00		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
02/09/2010	Assembleia	02/09/2010	558.196.857,00	Subscrição particular	55.818.966	0	55.818.966	697.745,00000000	10,03	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão Laudo contábil

Forma de integralização Integralização mediante o aporte de ativos por transferência de ações da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., nossa controlada direta.

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
16/12/2010	Conselho de Administração	16/12/2010	62.219.085,82	Subscrição particular	6.202.196	0	6.202.196	11,11000000	10,03	R$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão Valor patrimonial da ação

Forma de integralização Em dinheiro, no prazo máximo de 5 dias

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável vez que não houve redução do nosso capital social.

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável vez que não houve redução do nosso capital social.

17.5 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 17 foram descritas nos itens acima.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	A cada Assembleia Geral Ordinária, o nosso Conselho de Administração deverá fazer uma recomendação sobre a destinação do lucro líquido do exercício social anterior, que será objeto de deliberação pelos acionistas. O Conselho de Administração poderá declarar dividendos à conta de lucros ou reservas de lucros, apurados em demonstrações financeiras relacionadas a qualquer período de tempo, que serão considerados antecipação do dividendo mínimo. Para fins da Lei das Sociedades por Ações, lucro líquido é definido como o resultado do exercício que remanescer depois de deduzidos os prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores, os montantes relativos ao Imposto de Renda de Pessoa Jurídica, ou IRPJ, e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, ou CSLL, e quaisquer valores destinados ao pagamento de participações estatutárias de empregados e administradores no nosso lucro.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	SIm
Descrição das características do reembolso de capital	Obedecido ao disposto no artigo 45 da Lei das Sociedades por Ações, o valor do reembolso a ser pago aos acionistas dissidentes terá por base o nosso valor patrimonial, constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral.
Restrição a circulação	Não
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Caso sejam permitidas por lei, as alterações dos direitos assegurados pelas ações ordinárias deverão ser aprovadas em Assembleia Geral, conforme os quoruns necessários de deliberação.
Outras características relevantes	O nosso Estatuto Social prevê que uma quantia equivalente a 0,001% do lucro líquido anual ajustado deverá estar disponível para distribuição a título de dividendo ou pagamento de juros sobre capital próprio, em qualquer exercício social. Esta quantia representa o dividendo obrigatório. Caso o valor do dividendo obrigatório ultrapasse a parcela realizada do lucro líquido, o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar. O cálculo do lucro líquido e das alocações para reservas, bem como dos valores disponíveis para distribuição, são efetuados com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com a Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada pelas Leis nos 11.638 de 28 de dezembro de 2007 e 11.941 de 27 de maio de 2009, ou Lei das Sociedades por Ações.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

O nosso Estatuto Social não contém previsões quanto à limitação do direto de voto de acionistas com participação relevante. Há disposições, contidas no artigo 33 e seguintes, que obrigam a realização de oferta pública quando da eventual alienação do nosso controle, direta ou indiretamente, as quais deverão ser observadas pelo comprador, dentro das condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

Todos acionistas controladores, diretos ou indiretos, e os acionistas que elegerem membros do nosso Conselho de Administração, bem como qualquer pessoa natural ou jurídica, ou grupo de pessoas, agindo em conjunto ou representando um mesmo interesse, que atingir participação, direta ou indireta, que corresponda a 5% ou mais de espécie ou classe de ações representativas do nosso capital, é obrigado a divulgar, mediante comunicação à nossa Diretora de Relações com Investidores, na qual deverão constar as informações previstas no artigo 12 da Instrução CVM nº 358, de 3 de janeiro de 2002, a aquisição de ações, que somadas às já possuídas, superem 2,5% do nosso capital, assim como, após atingido tal percentual, a aquisição de ações que correspondam a mais 2,5% do nosso capital ou múltiplos de tal percentual.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

Não há descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas aos direitos patrimoniais ou políticos previstos em nosso Estatuto Social.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável vez que até a data deste Formulário de Referência não possuíamos valores mobiliários negociados.

18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Item não aplicável vez que até a data deste Formulário de Referência não possuíamos valores mobiliários emitidos.

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

As ações de nossa emissão serão negociadas no Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, ou BM&FBOVESPA, uma vez cumprida as seguintes condições: (i) obtenção do nosso registro como companhia aberta junto à CVM; (ii) obtenção do registro da nossa oferta pública de ações; (iii) publicar o anúncio de início de distribuição de ações de nossa emissão objeto de registro na CVM sob o número RJ-2010-16007, protocolado em 1 de novembro de 2010; e (iv) autorização da BM&FBOVESPA para negociação das ações de nossa emissão.

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

Até a data deste Formulário de Referência, não possuíamos valor mobiliário admitido à negociação em mercados estrangeiros.

18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

Item não aplicável vez que até a data deste Formulário de Referência não havia ofertas públicas de distribuição efetuadas por nós ou terceiros.

18.9 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

Até a data deste Formulário de Referência, não havíamos realizado oferta pública de aquisição de ações de emissão de terceiros.

18.10 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 18 foram descritas nos itens acima.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência não havíamos aprovado plano de recompra de ações.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência não tínhamos ações em tesouraria.

19.3 - Informações sobre valores mobiliários mantidos em tesouraria na data de encerramento do último exercício social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data deste Formulário de Referência não tínhamos valores mobiliários em tesouraria.

19.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 19 foram descritas nos itens acima.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação	**26/10/2010**
Cargo e/ou função	Acionista controlador, nossos administradores, membros do Conselho Fiscal e Funcionários com acesso a Informação Privilegiada, e ainda, qualquer pessoa que, em virtude de seu cargo, função ou posição na nossa controladora ou nas sociedades controladas, tenha aderido expressamente à Política de Negociação e esteja obrigada à observância das regras nela descritas, ou Pessoas Vinculadas.

Principais características

Estabelecer regras para a negociação de valores mobiliários de nossa emissão por parte de Pessoas Vinculadas, visando a assegurar a observância de práticas de boa conduta e a prevenir a prática de insider trading; isto é, a utilização de informação privilegiada ou informação relevante, por parte da Pessoa Vinculada e sob a qual deva manter sigilo, para obtenção de vantagem econômica indevida, para si ou para outrem, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiros, de valores mobiliários de nossa emissão.

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	É vedada a negociação: (i) após a divulgação de ato ou fato relevante (ii) em período anterior à divulgação de informações trimestrais, das demonstrações financeiras padronizadas e da distribuição de resultados, que ocorrem 15 dias anteriores à divulgação ou publicação de ITR, informações anuais (DFP e Formulário de Referência) e demonstrações financeiras; quando ocorrer qualquer ato ou fato relevante que afete nossos negócios; (iii) quando estiver em curso aquisição ou alienação de valores mobiliários por nós, nossas sociedades controladas ou outra sociedade sob controle comum; (iv) negociações indiretas, que envolvem sociedade controladas, terceiros, ou pessoas ligadas; e (v) Ex-administradores que se afastarem de nossa administração antes da divulgação pública de ato ou fato relevante relativo a negócio ou fato iniciado durante seu período de gestão não poderão negociar valores mobiliários de nossa emissão: (a) pelo prazo de seis meses após o seu afastamento; ou (b) antes de completados seis meses de seu afastamento, até nossa divulgação do ato ou fato relevante em questão ao mercado. Sem prejuízo das sanções cabíveis nos termos da legislação vigente a serem aplicadas pelas autoridades competentes, em caso de violação dos termos e procedimentos estabelecidos na política de negociação de valores mobiliários de nossa emissão, caberá ao nosso Conselho de Administração tomar as medidas disciplinares que forem cabíveis no nosso âmbito interno, inclusive a destituição do cargo ou demissão do infrator nas hipóteses de violação grave. Caso a medida cabível seja de competência legal ou estatutária da Assembleia Geral, deverá o Conselho de Administração convocá-la para deliberar sobre o tema.

20.2 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 20 foram descritas nos itens acima.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

Possuímos uma Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante, aprovada em reunião do Conselho de Administração realizada de 26 de outubro de 2010. Esta política visa, entre outras coisas, à divulgação de informações relevantes e à manutenção de sigilo acerca destas informações que ainda não tenham sido divulgadas ao público.

Para informações adicionais, consulte a Seção 20 - Item 20.1 deste Formulário de Referência.

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 nossa Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante visa a organizar a cessão de informações à Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, e às Entidades do Mercado de Ato ou Fato Relevante, pelos canais institucionais de comunicação, que correspondem: (i) à publicação nos jornais de grande circulação habitualmente utilizados por nós e (ii) à disponibilização da respectiva informação, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e às Entidades do Mercado, na rede mundial de computadores (Internet), no endereço www.qgep.com.br/ri.

Ressalta-se somente que esta responsabilidade é atributo exclusivo do Diretor Responsável, existindo certas exceções descritas na própria política de divulgação de ato ou fato relevante.

Ressalta-se que, na hipótese da CVM ou as Entidades do Mercado exigir do Diretor Responsável esclarecimentos adicionais à comunicação e à divulgação de ato ou fato relevante, ou caso ocorra oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários de nossa emissão ou a eles referenciados, deverá o Diretor Responsável questionar as pessoas com acesso a atos ou fatos relevantes, com o objetivo de averiguar se estas têm conhecimento de informações que devam ser divulgadas ao mercado.

A manutenção de sigilo sobre as informações relevantes é responsabilidade do nosso acionista controlador, dos nossos diretores, membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, além dos demais empregados e agentes, os quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupem, sempre respeitando os procedimentos estabelecidos também descritos na política de divulgação de ato ou fato relevante, até sua efetiva divulgação ao mercado, assim como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, responsabilizando-se solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

O Administrador responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante é a nossa Diretora de Relações com Investidores.

21.4 - Outras informações relevantes

O nosso acionista controlador, os nossos diretores, membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, quando instalado, bem como qualquer empregado que venha a ter acesso a informações sobre ato ou fato relevante, serão responsáveis por comunicar ao Diretor Responsável todo e qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento e que saibam não ter ainda chegado ao conhecimento do Diretor Responsável, assim como deverão verificar se o Diretor Responsável tomou as providências prescritas neste documento em relação à divulgação da respectiva informação.

Podemos adotar a prática de divulgar ao mercado suas expectativas de desempenho futuro (*guidance*), tanto de curto como de longo prazo, principalmente no que se refere aos aspectos financeiros e operacionais dos seus negócios, por decisão do Conselho de Administração, observado que a divulgação de tais expectativas enseja a restrição de negociação aposta no parágrafo 4º do artigo 13 da Instrução CVM nº 358/02.

Excepcionalmente, os atos ou fatos relevantes podem deixar de ser divulgados se o nosso acionista controlador ou o nosso Conselho de Administração entender que sua revelação colocará em risco o nosso interesse legítimo, devendo obrigatoriamente ser adotados os procedimentos estabelecidos neste documento com o propósito de garantir o sigilo de tais informações.

22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Item não aplicável vez que não houve aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos nossos negócios.

22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Item não aplicável vez que não houve alterações significativa na forma de condução dos nossos negócios.

22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Item não aplicável vez que não possuímos contratos relevantes celebrados entre nós e nossas controladas, que não sejam relacionados com as nossas atividades operacionais.

22.4 - Outras informações relevantes

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 22 foram descritas nos itens acima.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 e respectivo parecer dos auditores independentes

Demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da Companhia relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes

As Demonstrações financeiras individuais da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes

As Demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Demonstrações financeiras consolidadas carve out da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 e respectivo parecer dos auditores independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

QGEP Participações S.A.

Demonstrações Financeiras
Consolidadas Carve Out
Referentes aos Exercícios Findos em
31 de Dezembro de 2009, de 2008 e de 2007

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Diretores e Acionistas da
QGEP Participações S.A.
Rio de Janeiro – RJ

1. Examinamos as demonstrações consolidadas *carve out* da posição financeira da QGEP Participações S.A. ("Companhia"), levantadas em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007 e as respectivas demonstrações consolidadas *carve out* dos resultados abrangentes, das mutações do acervo líquido e dos fluxos de caixa para os exercícios findos naquelas datas, elaboradas sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Companhia e de suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e de suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas *carve out* tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas *carve* out referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da QGEP Participações S.A. em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, os resultados abrangentes das suas operações, as mutações do seu acervo líquido e os fluxos de caixa para os exercícios findos naquelas datas, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

4. Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os exercícios apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem, nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios.

5. As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da Oferta Pública Inicial da QGEP Participações S.A.. Entretanto, até a presente data, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo de Oferta.

6. As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo 5 e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito.

Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2010

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" RJ

Antônio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 065.976/O-4

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS *CARVE OUT* DA POSIÇÃO FINANCEIRA
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, DE 2008 E DE 2007
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativ	2009	2008	2007
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	4	87.519	65.781	11.478
Contas a receber	5	78.640	61.244	79.308
Créditos com terceiros	9	-	-	48.755
Impostos e contribuições a recuperar	8.1	3.267	3.394	3.338
Outros ativos circulantes		583	504	5.520
Total do ativo circulante		170.009	130.923	148.399
NÃO CIRCULANTE				
Realizável a longo prazo:				
Caixa restrito	7	47.447	47.447	47.447
Impostos a recuperar	8.1	267	3.733	6.946
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.4	857	2.297	440
Imobilizado	10	771.390	708.630	662.951
Intangível	11	25.572	26.525	5.317
Total do ativo não circulante		845.533	788.632	723.101
TOTAL DO ATIVO		1.015.542	919.555	871.500
PASSIVO				
CIRCULANTE				
Fornecedores	12	21.147	20.613	8.766
Impostos e contribuições a recolher	8.2	19.062	18.005	24.238
Remuneração e obrigações sociais		217	168	184
Empréstimos e financiamentos	13	152.232	65.198	207.036
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	6	2.750	3.319	9.628
Provisão para abandono	15	-	7.550	-
Outros passivos circulantes		12.554	10.774	9.326
Total do passivo circulante		207.962	125.627	259.178
NÃO CIRCULANTE				
Contas a pagar - partes relacionadas	6	3.992	8.422	8.194
Empréstimos e financiamentos	13	299.765	377.801	439.911
Provisão para abandono	15	99.365	46.513	35.254
Total do passivo não circulante		403.122	432.736	483.359
ACERVO LÍQUIDO		404.458	361.192	128.963
TOTAL DO PASSIVO		1.015.542	919.555	871.500

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS *CARVE-OUT* DOS RESULTADOS ABRANGENTES
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, DE 2008 E DE 2007
(Em milhares de reais)

	Nota explicativa	2009	2008	2007
RECEITA LÍQUIDA	16	330.197	367.491	270.493
CUSTOS OPERACIONAIS	17	(89.748)	(152.084)	(139.866)
LUCRO BRUTO		240.449	215.407	130.627
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS				
Gerais e administrativas	17	(21.530)	(12.552)	(11.769)
Custos exploratórios para a extração de petróleo e gás	18	(148.887)	(54.455)	(66.725)
Resultado da venda de concessões	19	-	-	147.367
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		70.032	148.400	199.500
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	20	11.149	(46.621)	(31.311)
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		81.181	101.779	168.189
Imposto de renda e contribuição social	8.3	(15.327)	(21.947)	(40.654)
LUCRO LÍQUIDO E TOTAL DOS RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO		65.854	79.832	127.535

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS *CARVE OUT* DAS MUTAÇÕES DO ACERVO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, DE 2008 E DE 2007
(Em milhares de reais)

SALDO EM 1 DE JANEIRO DE 2007	210.541
Distribuição líquida para a QGOG	(199.485)
Juros sobre capital próprio	(9.628)
Resultado abrangente do exercício	127.535
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007	128.963
Contribuição líquida da QGOG	152.397
Resultado abrangente do exercício	79.832
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008	361.192
Distribuição líquida para a QGOG	(22.588)
Resultado abrangente do exercício	65.854
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009	404.458

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS *CARVE OUT* DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, DE 2008 E DE 2007
(Em milhares de reais)

	Nota explicativa	2009	2008	2007
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro líquido do exercício		65.854	79.832	127.535
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:				
Amortização	10	47.541	70.739	81.160
(Lucro) / prejuízo com imobilizado baixado		56.168	9.803	(118.644)
Custo do intangível baixado	11	953	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.4	1.440	(1.857)	23.153
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	13	15.542	56.802	26.397
Provisão para imposto de renda e contribuição social	8.3	13.887	23.804	17.501
Outras provisões		531	8.998	5.130
Variação cambial sobre provisão para abandono	15	(13.230)	11.259	-
(Aumento) redução nos ativos operacionais:				
Contas a receber	5	(17.396)	18.064	(75.898)
Impostos e contribuição a recuperar	8.1	3.593	3.157	1.554
(Aumento) redução dos demais grupos do ativo		(79)	5.016	(1.505)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:				
Fornecedores	12	(2.601)	7.793	(8.811)
Impostos a recolher	8.2	(1.665)	(6.052)	6.737
Juros pagos	13	(34.585)	(42.113)	(73.746)
Provisões pagas	15	(6.603)	-	-
Imposto de renda e contribuição social pagos		(11.165)	(23.985)	-
Contas a pagar - partes relacionadas	6	(4.430)	228	8.194
Aumento (redução) dos demais grupos do passivo		351	(16)	187
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		114.106	221.472	18.944
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Aplicações financeiras - Caixa restrito	7	-	-	(47.447)
Recebimento pela alienação de imobilizado	9	-	48.755	253.788
Adições ao imobilizado	10	(97.252)	(122.167)	(195.904)
Adições ao intangível	11	-	(21.208)	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		(97.252)	(94.620)	10.437
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Captação de financiamentos - terceiros	13	93.500	-	191.983
Pagamento de financiamentos		(65.459)	(218.637)	(11.851)
Pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio	6	(569)	(6.309)	(9.825)
Distribuições para os acionistas		(22.588)	-	(199.485)
Contribuições dos acionistas		-	152.397	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		4.884	(72.549)	(29.178)
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa		21.738	54.303	203
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	4	65.781	11.478	11.275
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	4	87.519	65.781	11.478
Aumentodo do saldo de caixa e equivalentes de caixa		21.738	54.303	203
Transações sem efeito caixa *(non cash items)*				
Adição da provisão para abandono lançada em imobilizado		66.082	-	35.254
Saldos de fornecedores de imobilizado em aberto		(7.189)	(4.054)	-
Parcela da venda de imobilizado não recebida em caixa		-	-	48.755

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS *CARVE OUT* PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009, DE 2008 E DE 2007
(Em milhares de reais – R$, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES SOBRE A QUEIROZ GALVÃO ÓLEO E GÁS S.A., QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., A OFERTA E A REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

As demonstrações financeiras consolidadas carve out da QGEP Participações S.A. (a "Companhia", "Emissora" ou "QGEPP"), para os exercícios findos em 31 de Dezembro de 2009, 2008 e 2007, foram preparadas em conexão com a oferta pública inicial (a "Oferta") de ações da QGEPP, cujas subsidiárias Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP") e Manati S.A. ("Manati") são sucessoras nas operações de exploração e produção ("E&P") da empresa Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. ("QGOG"). As atividades de E&P são regulamentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP").

Os contratos de concessão estão sendo transferidos para QGEP, aguardando ainda a anuência da ANP. A Administração entende que esta aprovação depende apenas do atendimento a algumas formalidades e, portanto, não representa impeditivo para continuidade da Oferta.

Informações sobre a QGOG

A QGOG foi constituída em abril de 1980 e atua no segmento de E&P desde 1997, cuja atividade é a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás; e no segmento de prestação de serviços de perfuração de poços e aluguel de sondas terrestres, operando plataformas semi-submersíveis de perfuração *offshore* em lâmina d'água de até 2.700 metros e sondas terrestres helitransportáveis, ideais para atuação em áreas remotas e de difícil acesso como a região Amazônica.

Na área de Exploração e Produção, a QGOG participou de todas as rodadas de licitações da ANP, inclusive a rodada Zero, onde somente participaram companhias convidadas pela Petrobras, adquirindo concessões em diversos blocos em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*). Em 2001, foi a primeira empresa brasileira a operar um projeto de exploração de petróleo em alto mar no país em parceria com a Petrobras (não auditado). Em 2007 na 9ª rodada da ANP, a QGOG se qualificou como operadora "A", que a possibilita a ser operadora em águas profundas.

Em 31 de dezembro de 2009, a QGOG apresenta em seu portfólio oito blocos exploratórios localizados em bacias *offshore* da Plataforma Continental Brasileira. Desses, três estão situados na Bacia de Camamu (BM-CAL-5, CAL-M-312 e CAL-372); um na Bacia de Jequitinhonha (BM-J-2) e quatro na Bacia de Santos (BM-S-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77). Dos blocos citados, a QGOG é operadora do bloco BM-J-2 e os demais são operados pela Petrobras.

A QGOG possui 100% de participação acionária na companhia Manati S.A. ("Manati"),

cuja principal atividade é a comercialização de gás e condensado decorrentes da exploração no Campo de Manati que está localizado na bacia de Camamu.

O Campo de Manati foi desenvolvido através da perfuração de seis poços completados com Árvores de Natal Molhadas (ANM). Eles produzem para uma plataforma fixa de produção (PMNT-1) que escoa o gás através de um gasoduto de 24" de diâmetro e cerca de 125 km de extensão para a estação de tratamento, que especifica o gás e estabiliza o condensado (Estação Geólogo Vandemir Ferreira). Nos últimos 12 meses, vem produzindo, em média, seis milhões de metros cúbicos de gás por dia, conforme a demanda do mercado, no entanto possui capacidade de produzir até oito milhões de metros cúbicos de gás por dia e apresenta reservas avaliadas provadas, prováveis e possíveis de 28,1 bilhões de metros cúbicos de gás na Formação Sergi (dados operacionais não auditados).

No decorrer do exercício de 2009 a Manati devolveu a ANP a concessão do bloco exploratório BCAM-40, localizado na Bacia de Camamu, por falta de perspectiva de reservas de petróleo ou gás natural na respectiva área, permanecendo apenas com as áreas referentes aos campos *(ring fence)* de Manati e Camarão Norte.

A produção do campo de Coral terminou em 25 de dezembro de 2008 após produzir mais de 12,3 milhões de barris de óleo dos quais 3 milhões corresponderam à sua participação no consórcio cuja produção de óleo era vendida em sua totalidade para a Petrobras (dados operacionais não auditados).

Reestruturação societária da QGOG

Até 1 de julho de 2010, a QGOG possuía dois segmentos de negócios, E&P e a prestação de serviços, conforme abaixo:

- Operações de E&P são representadas por oito blocos exploratórios localizados em bacias *offshore* da Plataforma Continental Brasileira, pela concessão referente ao Campo de Coral pertencente à controlada BS-3 e pelo investimento na Manati, cujos resultados estarão incluídos nas demonstrações financeiras da companhia QGEPP e são representados pelos resultados auferidos pela produção de gás do campo de Manati.

- Operações de Serviços representam os serviços prestados nas plataformas de petróleo.

Em 2 de julho de 2010, a QGOG dá início ao processo de reestruturação societária visando à criação de uma nova companhia composta somente pelo segmento de E&P; ou seja, as atividades de exploração & produção e de prestação de serviços foram segregadas em duas empresas distintas: a nova entidade Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP") e a já existente QGOG, respectivamente.

Como parte dessa reestruturação, a QGOG aportou na QGEP, sua subsidiária integral, o acervo líquido, avaliado pelo custo histórico contábil, compreendendo ativos e passivos relacionados ao segmento de negócio de E&P no montante de R$523.505, descritos a seguir:

Descrição	2-Jul-10
Ativo circulante	
Caixa e equivalentes de caixa	35.000
Dividendos a receber	9.581
Total ativo circulante	44.581
Ativo não circulante	
Investimentos em controladas (Manati S.A.)	486.844
Imobilizado	134.356
Total ativo não circulante	621.200
Total do ativo	665.781
Passivo circulante	
Fornecedores	2.240
Remunerações	1.670
Empréstimos e financiamentos	110.604
Dividendos a pagar	2.750
Outros	12.251
Total passivo circulante	129.515
Passivo não circulante	
Empréstimos e financiamentos	12.761
Total passivo não circulante	12.761
Acervo líquido	523.505
Total do passivo	665.781

A Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.("QGEP") foi constituída em 16 de outubro de 2009 com a razão social Chania Participações S.A., posteriormente alterada em 14 de maio de 2010 para Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e permaneceu sem atividades até quando a QGOG aportou os ativos líquidos referente as atividades de E&P, passando esta última ser sua subsidiária integral.

A QGEP tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Informações sobre a Emissora

A Emissora foi constituída em 9 de março de 2010 com a razão social Latina Participações S.A., posteriormente alterada em 2 de setembro de 2010 para QGEP Participações S.A. Permaneceu sem atividades até esta data, quando a QGOG aportou na QGEPP a totalidade de seu investimento na QGEP, no montante de R$558.197, passando esta última ser sua subsidiária integral.

A QGEPP tem como principal objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Como parte do processo de reestruturação, através de AGE realizada em 29 de setembro de 2010, a QGOG reduziu seu capital de forma que o investimento na QGEPP passou a ser detido diretamente pela Queiroz Galvão S.A. ("QG"), controladora integral de ambas as Companhias.

Após concluída a reestruturação societária, a QGEPP irá realizar a oferta pública de ações no mercado brasileiro, com registro na CVM, e com esforços de venda no exterior seguindo os normativos previstos pela *Securities and Exchange Comission* ("SEC") para ofertas não registradas.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas *carve out* estão definidas a seguir. Essas práticas foram aplicadas de modo consistente para todos os exercícios apresentados.

Bases de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da QGEPP foram elaboradas com base nas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - "*International Financial Reporting Standards* – IFRS", emitidas pelo "*International Accounting Standards Board* – IASB".

Essas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas com base no *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na Manati.

Sendo assim, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* refletem a separação do segmento E&P da QGOG das demais operações que permaneceram nesta empresa, como se essas operações já estivessem segregadas em cada exercício social apresentado. Dessa forma, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não contemplam os resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de serviço da QGOG que foi separado antes da data da emissão dessas demonstrações.

As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* podem não ser indicativas do desempenho futuro das operações de E&P da QGEPP e não necessariamente refletem como teriam sido seus resultados combinados de operações, posição financeira e fluxos de caixa, caso a QGEPP tivesse operado como uma empresa independente durante os exercícios apresentados.

Estas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para apresentar a posição financeira *carve out* histórica, as demonstrações do resultado *carve out* e o fluxo de caixa *carve out* da QGEPP, considerando o custo histórico contábil como base de valor.

Adoção de normas atualizadas e revisadas

A QGEPP adotou todas as normas atualizadas e revisadas e suas interpretações emitidas pelo Conselho de Pronunciamentos Internacionais de Contabilidade "*International Accounting Standards Board* (IASB)", que são relevantes para as operações de E&P.

Adoção antecipada de normas e interpretações

Além disso, a QGEPP optou por adotar antecipadamente o IAS 1 (revisada em abril/2009), "Apresentação de Demonstrações Financeiras", cujas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 01 de janeiro de 2011.

Novos pronunciamentos contábeis e revisão de normas ainda não adotados

O IASB emitiu atualizações aos pronunciamentos contábeis durante o ano de 2009, que incluem novas alterações aos Pronunciamentos Internacionais (IFRS's, IAS's e IFRIC's).

Até 31 de dezembro de 2009, os seguintes pronunciamentos descritos abaixo foram emitidos mas não eram exigidos até suas datas de efetividade, portanto, a QGEPP não optou pela adoção antecipada.

- Em junho de 2007, o IFRC emitiu o IFRIC 13, "Programas de Fidelização". O IFRIC fornece orientações para o reconhecimento de incentivos para os clientes nas demonstrações financeiras. O IFRIC 13 determina que essas operações devem ser contabilizadas como um componente de venda identificável, com a importância recebida ou a receber alocada entre os prêmios concedidos e outros componentes da venda. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia. Em vigor a partir de 1º de janeiro de 2011.

- Em abril de 2009, o IASB alterou as exigências da norma IAS 17, "Arrendamentos", sobre a classificação de arrendamentos de terras. Antes da alteração, a norma IAS 17 geralmente exigia que arrendamentos de terras com vida útil indefinida fossem classificados como arrendamentos operacionais. Após essas alterações, os arrendamentos de terras são classificados como "financeiros" ou "operacionais", de acordo com os princípios gerais do IAS 17. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais que se iniciam em 1º de janeiro de 2010 ou após essa data, devendo ser aplicadas retroativamente a arrendamentos não vencidos em 1º de janeiro de 2010, se houver informações disponíveis sobre a entrada do arrendamento.

Caso contrário, a norma revisada será aplicada com base nos dados e nas circunstâncias existentes em 1°de janeiro de 2010 (ou seja, a data da adoção das alterações) e a empresa reconhecerá os ativos e passivos relacionados aos arrendamentos de terras recém-classificados como ativos financeiros em seus valores justos nessa data. Qualquer diferença entre esses valores justos será reconhecida nos lucros acumulados. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Em junho de 2009, o IASB emitiu alterações à IFRS 2, "Pagamento Baseado em Ações". Essas alterações esclarecem o escopo do IFRS 2, assim como a contabilidade das transações de pagamentos baseados em ações efetuadas com títulos patrimoniais do grupo em demonstrações separadas de uma entidade que esteja recebendo bens ou serviços quando outra entidade ou acionista do grupo tiver a obrigação de liquidar o prêmio. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia

- IFRIC 14 - Adiantamentos de Exigências Mínimas de Recursos - foi revisado para expandir as circunstâncias em que um ativo pode ser reconhecido. Ela exige agora que, se há uma exigência mínima de recursos para contribuições relacionadas a serviços futuros e uma entidade realiza adiantamentos dessas contribuições, o valor que é reconhecido como ativo é a soma de: (a) qualquer valor que reduza a contribuição de exigência mínima de recursos futuros para aplicação em serviços futuros, pelo fato da entidade ter realizado um adiantamento; e (b) os custos de serviços futuros estimados em cada período menos as contribuições de exigências mínimas de recursos estimados que seriam exigidas para serviços futuros naquele período se não houvesse adiantamento dessas contribuições descritas em (a), sujeitas a um mínimo de zero. O limite sobre o valor que pode ser calculado sobre (b) foi incluído a fim de que o benefício econômico disponível como uma redução nas contribuições futuras (e, portanto, o valor do ativo reconhecido) seja, pelo menos, correspondente ao valor de qualquer adiantamento. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 1° de janeiro de 2011 ou após, sendo a adoção prévia permitida. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- IFRIC 19 - O Comitê de Interpretação das Normas Contábeis Internacionais (IFRIC) publicou o IFRIC 19 (Extinguindo passivos financeiros com instrumentos patrimoniais), aplicável quando uma entidade renegocia as condições de um passivo financeiro e, como resultado, emite seus próprios instrumentos patrimoniais ao credor para liquidar o passivo financeiro no todo, ou em parte. Essas situações são comumente referidas como débitos para *swaps* patrimoniais ou "trocas patrimoniais". Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais iniciando em, ou após, 1° de julho de 2010. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- IAS 1 – Em Maio de 2010 o IAS 1 (Apresentação das Demonstrações Contábeis) foi revisado, objetivando incluir a apresentação de mudanças no Patrimônio Líquido. O pronunciamento determina que a análise dos itens de Outros Resultados Abrangentes (*Other Comprehensive Income*) poderia ser apresentada na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido ou em uma demonstração própria separadamente. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2011, com adoção antecipada permitida. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- IAS 24 - O IASB emitiu uma versão revisada do IAS 24 - Divulgações de partes relacionadas. O presente sucede duas minutas emitidas em fevereiro de 2007 e dezembro de 2008. Em alteração significativa ao IAS 24 existente, a norma revisada fornece isenção parcial de divulgações de partes relacionadas a entidades controladas pelo Governo. Em outras questões, as alterações são limitadas à simplificação da definição de uma parte relacionada a fim de esclarecer o significado pretendido e eliminar inconsistências. As principais alterações da versão anterior do IAS 24 são as seguintes: (i) Agora a norma exige a divulgação de compromissos e esclarece que isso se aplica às demonstrações contábeis consolidadas de uma controladora, associada ou investidora e às demonstrações financeiras individuais de uma entidade. (ii) Isenção parcial para entidades relacionadas ao Governo. A alteração mais significativa é em relação às entidades relacionadas ao Governo. Uma entidade relacionada ao Governo é definida como: "... uma entidade que é controlada, controlada em conjunto ou significantemente influenciada por um Governo." A norma isenta uma entidade relatada relacionada ao Governo de divulgar as operações com partes relacionadas e saldos em aberto, incluindo os compromissos com: (a) um Governo que detém controle, controle conjunto ou influência significativa sobre a entidade relatada; e (b) outra entidade que seja uma parte relacionada porque o mesmo Governo detém controle, controle conjunto ou influência significativa sobre as duas, entidade relatada e a outra entidade. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 1º de janeiro de 2011, com aplicação retrospectiva. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- IAS 27 (Revisada) (Demonstrações Contábeis Separadas e Consolidadas) – requer que os efeitos com todas as transações com acionistas não controladores sejam registrados diretamente no patrimônio líquido quando não existir mudança de controle. Após sua adoção qualquer transação dentro deste escopo será reconhecido de acordo com a norma revisada.

- IAS 34 - O IASB emitiu uma versão revisada do IAS 34 (Relatórios Intermediários). O presente tem como assunto o Conteúdo de um Relatório de "Ínterim" – e*ventos e transa*ções significativos. Esse aditamento enfatiza a abertura de notas explicativas referentes a eventos e transações significativas que sejam atualizações de informações apresentadas no relatório anual mais recente. O IAS 34 é mais específico sobre eventos e transações significativos em que a abertura de nota explicativa é exigida, e orientações foram adicionadas em atendimento às exigências relacionadas a instrumentos financeiros. Data de efetividade e transição: períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2011, com adoção antecipada permitida.

- Em novembro de 2009, o IASB emitiu o IFRS 9, "Instrumentos Financeiros", como o primeiro passo em seu projeto para substituir o IAS 39, "Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração". O IFRS 9 introduz novos requisitos para a classificação e mensuração de ativos financeiros. Esses requisitos devem ser aplicados a partir de janeiro de 2013, com a adoção anterior permitida inclusive para 2009. O IASB pretende expandir IFRS 9, durante 2010, para adicionar novos requisitos para a classificação e mensuração dos passivos financeiros, de retirada de instrumentos financeiros, o prejuízo e contabilização de "*hedge*". Até o final de 2010, o IFRS 9 será um substituto para a IAS 39 - obrigatório para 2013 e opcional nos anos anteriores.. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- Em outubro de 2007, o IASB revisou o "IFRS 7 – Instrumentos financeiros: Divulgação",que aprimora as exigências de divulgação para transferência de ativos financeiros. Esta revisão estará em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de julho de 2011. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

Critério de rateio para elaboração das demonstrações financeiras consolidadas *carve out*

Para o propósito dessas demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, as metodologias descritas abaixo foram utilizadas para segregar ativos, passivos, receitas, despesas e fluxo de caixa entre o segmento de E&P e outras atividades da QGOG.

a) Os ativos do segmento E&P são compostos basicamente pelos registros oriundos das operações da Manati e pelos gastos com desenvolvimento para produção de gás, bônus de assinatura e gastos de exploração nos blocos em que a QGEP possui participação, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos e pelo investimento na Manati;

b) Os passivos do segmento de E&P são basicamente os créditos a pagar a parceiros dos consórcios, referente aos gastos exploratórios, empréstimos e financiamentos adquiridos com instituições financeiras para financiar as atividades de E&P e saldos remanescentes de transações com partes relacionadas, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos;

c) A Receita Líquida, composta principalmente pelas operações de venda de gás do campo de Manati e barris de óleo do campo Coral, ambos para a Petrobras, e os respectivos Custos Operacionais e, portanto os registros foram especificamente identificados;

d) As Despesas Operacionais são registradas e controladas em centros de custo específicos de E&P. Além disso, certas atividades corporativas, tais como administrativa, financeira e jurídico foram executadas de forma centralizada pela QGOG para todas as suas operações de negócio (Serviços e E&P) e foram segregadas e cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada uma das atividades.

e) Os impostos federais, estaduais e municipais possuem identificação em centro de custo específico com base nos registros históricos.

Informações do segmento operacional

O IFRS 8 requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da entidade que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões (*"chief operating decision maker"*), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances.

Administração efetuou a análise e concluiu que a QGEPP opera com um único segmento E&P. Adicionalmente, a receita líquida é substancialmente derivada de transações com a Petrobras no Brasil.

Resumo das principais práticas contábeis:

2.1. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis e equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento original de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação.

2.2. Contas a receber

Os valores a receber de clientes são demonstrados ao seu valor de realização, os quais são registrados com base nos valores nominais reduzidos, quando aplicável, de provisão para créditos de liquidação duvidosa. Pelo fato das contas a receber serem liquidadas normalmente em um prazo médio aproximado de 40 dias, os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas dos balanços.

2.3. Ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os ativos e passivos circulantes e não circulantes são demonstrados pelos valores de realização e/ou exigibilidade, respectivamente, e contemplam as variações monetárias ou cambiais, bem como os rendimentos e encargos auferidos ou incorridos, quando aplicável, reconhecidos em base *pro rata temporis* até as datas dos balanços.

2.4. Imobilizado

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos usados na formação de ativos qualificáveis (IAS 23 - Custos de Empréstimos) deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

Os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás são registrados pelo método dos esforços bem-sucedidos (successful efforts). Esse método determina que os gastos de desenvolvimento de todos os poços de produção e dos poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos de geologia e de geofísica, custos com poços secos e os vinculados às reservas não comerciais sejam registrados no resultado, quando incorridos. Os gastos com perfuração de poços (Drilling Costs) onde as avaliações de viabilidade, não foram concluídas, permanecem capitalizados até a sua conclusão.

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural no Campo de Manati são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisadas anualmente ou quando há indicação de alteração significativa.

De acordo com o IAS 36 - Impairment of Assets ("Redução ao Valor Recuperável de Ativos"), os itens do ativo imobilizado que apresentam sinais de que seus custos registrados são superiores aos seus valores de recuperação são revisados detalhadamente para determinar a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. A Administração da QGEPP não identificou mudanças de circunstâncias ou sinais de obsolescência tecnológica, bem como evidências de que seus ativos corpóreos utilizados em suas operações não são recuperáveis perante seu desempenho operacional e financeiro, e concluiu que, para todos os exercícios apresentados nesta demonstração financeira, não existia necessidade de registrar qualquer provisão para perda em seus ativos imobilizados.

Os juros e demais encargos financeiros calculados sobre os passivos relativos a aquisições do ativo imobilizado foram capitalizados como custos desses ativos até o início de suas operações (fase de produção/operação).

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

2.5. Intangível

A Companhia apresenta, em seu ativo intangível, os gastos com direitos e concessões que incluem, basicamente, os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;

- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;

- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;

- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos ~~exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro~~ com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

De acordo com essa avaliação, efetuada para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009, de 2008 e de 2007, a Administração entende que não existe a necessidade de efetuar provisão para realização nesses ativos exploratórios nas referidas datas.

2.6. Avaliação do valor recuperável dos ativos

Os bens do imobilizado, intangível e, quando aplicável, outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando aplicável, quando houver perda, decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício. Em 31 de dezembro de 2009, 2008 e 2007, não havia indicativos de perda do valor contábil dos referidos ativos.

2.7. Abandono de poços e desmantelamento de áreas

A obrigação futura com abandono de poços e desmantelamento de área de produção é registrada com base em informações fornecidas pelo operador dos campos e registrada integralmente no momento da declaração de comercialidade de cada campo, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (Nota 15).

A provisão para abandono é revista anualmente pelo operador, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e as variações cambiais apuradas são alocadas diretamente no resultado.

2.8. Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até as datas dos balanços.

Os financiamentos em moeda estrangeira foram convertidos para reais pelas taxas de câmbio vigentes nas datas das demonstrações financeiras.

2.9. Provisões

As provisões são constituídas para obrigações presentes resultantes de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável, com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos contingentes com expectativa de "perda possível" são divulgados pela Administração, mas não registrados.

2.10. Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência. As receitas de vendas são reconhecidas quando da transferência da propriedade e dos riscos a terceiros.

2.11. Imposto de renda e contribuição social

Esses impostos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicável.

O ativo de imposto de renda e a contribuição social diferidos é reconhecido somente até o montante que possa ser considerado como de realização provável.

2.12. Incentivos fiscais

Por estar localizada na área de abrangência da SUDENE, a Manati, detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicionais calculados com base no lucro da exploração durante 10 anos, começando a mesma a usufruir deste benefício desde 2008. Os valores apropriados no resultado na despesa de imposto de renda representam 25% da alíquota estatutária, deduzidos da redução decorrente do incentivo fiscal, que são posteriormente destinados à reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

2.13. Instrumentos financeiros

São reconhecidos na data da negociação na qual a compra ou venda ocorrem mediante termos contratuais e requerem entrega dentro dos prazos estabelecidos pelo mercado. Instrumentos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido dos custos de transação diretamente atribuíveis, com exceção dos instrumentos financeiros que sejam reconhecidos pelo valor justo através de resultado.

Todos os instrumentos financeiros são avaliados ao valor justo ou custo amortizado.

Os instrumentos financeiros estão classificados de acordo com as categorias especificadas: "mensurados pelo valor justo por meio do resultado", "investimentos mantidos até o vencimento" e "disponíveis para venda" e "empréstimos e recebíveis". A classificação depende da natureza e da finalidade dos recursos financeiros e é determinada no momento do reconhecimento.

2.14. Moeda funcional

A moeda funcional da QGEPP é a moeda corrente do Brasil - real (R$), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico primário que a Companhia opera. As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* estão sendo apresentadas em reais que é a moeda funcional definida pela administração.

2.15. Principais julgamentos e estimativas contábeis

A preparação das demonstrações financeiras se baseia em estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para contingências, amortização do ativo imobilizado e intangível com base nas reservas provadas, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social.

3. ELABORAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS *CARVE OUT*

As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da QGEPP incluem:

- As demonstrações financeiras do segmento de E&P da QGOG;
- A participação direta na controlada integral Manati em todos os exercícios apresentados; e
- As demonstrações financeiras das operações do Campo de Coral da BS-3 S.A. (controlada direta e integral da QGOG).

Na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas *carve out* merecem destaque os seguintes aspectos:

(a) As práticas contábeis são uniformes para o registro das operações de exploração e produção e avaliação dos elementos patrimoniais; e

(b) Os saldos das contas patrimoniais e o resultado das transações entre as operações englobadas nestas demonstrações financeiras foram devidamente eliminados na consolidação.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2009	2008	2007
Caixa e bancos	29	74	4.794
Aplicações financeiras	87.490	65.707	6.684
Total	87.519	65.781	11.478

As aplicações financeiras possuem liquidez imediata. Referem-se a operações de renda fixa, indexadas à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI") e Certificados de Depósitos Bancários ("CDB"). Essas aplicações foram contratadas junto ao Banco do Nordeste do Brasil (BNB) para todos os períodos apresentados.

5. CONTAS A RECEBER

A Manati tem um contrato de longo prazo para fornecimento de um volume mínimo de gás à Petrobras, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual. Os saldos de contas a receber referem-se a operações de venda de gás com a Petrobras, os quais historicamente não possuem inadimplência ou atrasos. Não foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa pois o contas a receber é composto apenas de saldo a vencer com prazo médio de recebimento de, aproximadamente, 40 dias.

6. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os detalhes a respeito das transações com partes relacionadas estão apresentadas a seguir:

	2009	2008	2007
Distribuições a Pagar – QG S.A (a)	2.750	3.319	9.628
Contas a Pagar - QGOG S.A (b)	3.992	8.422	8.194
Despesas gerais e administrativas (b)	3.773	3.981	4.615

(a) Refere-se a distribuições a pagar para a controladora QG S.A., oriundo das operações de E&P da QGOG.

(b) Decorrente de prestação de serviços administrativos que a QGOG prestou à Manati. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, sem a incidência de encargos financeiros e sem prazo de liquidação definido.

Os empréstimos bancários das instituições financeiras BNB, IFC e BNDES possuem garantia corporativa até a liquidação dos mesmos (Nota 13).

Remuneração dos administradores

A remuneração total (salários e participação nos lucros) do pessoal-chave da administração está apresentada conforme quadro abaixo:

	2009	2008	2007
Remuneração do exercício	3.990	1.466	1.170

Não são concedidos benefícios pós-empregos, benefícios de rescisão de contrato de trabalho, pagamentos baseados em ações ou outros benefícios de longo prazo.

7. CAIXA RESTRITO

	2009	2008	2007
Aplicações financeiras	47.447	47.447	47.447

O caixa restrito da Manati é composto por saldos de aplicações financeiras destinadas apenas ao serviço da dívida até seu vencimento. São operações de renda fixa, indexadas à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI"), integralmente registradas no Banco do Nordeste do Brasil (BNB), para todos os exercícios apresentados, e vinculados ao empréstimo captado na mesma instituição juntamente com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) vide Nota 13.

8. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

8.1. Impostos e contribuições a recuperar

	2009	2008	2007
ICMS sobre imobilizado (a)	3.534	7.127	10.284
Circulante	3.267	3.394	3.338
Não circulante	267	3.733	6.946

(a) Créditos registrados na Manati referentes às aquisições destinadas ao ativo imobilizado os quais vêm sendo compensados mensalmente na proporção de 1/48 avos.

8.2. Impostos e contribuições a recolher

	2009	2008	2007
ICMS (a)	4.997	2.920	4.198
Imposto de renda e contribuição social	4.604	7.674	11.946
PIS/COFINS (a)	6.577	5.384	5.435
Royalties (b)	2.884	2.027	2.659
Total circulante	19.062	18.005	24.238

(a) Débitos referentes aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati.

(b) A Companhia recolhe à ANP royalties sobre o gás produzido no campo de Manati e de Coral (Nota 21(a)).

8.3. Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	2009	2008	2007
Lucro antes da tributação	81.181	101.779	168.189
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(27.602)	(34.605)	(57.184)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:			
Despesas indedutíveis/outros	(1.992)	(25)	
Juros sobre capital próprio	-	-	3.272
Incentivos fiscais (*)	15.576	32.866	-
Prejuízos fiscais (**)	(1.309)	(20.183)	13.258
Imposto de renda e contribuição social	(15.327)	(21.947)	(40.654)
Alíquota efetiva	18,88%	21,56%	24,17%
Imposto de renda/contribuição social diferidos	(1.440)	1.857	(23.153)
Imposto de renda/contribuição social correntes	(13.887)	(23.804)	(17.501)

(*) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações de Manati (vide Nota 2.12).

(**) Representam prejuízos das operações E&P, excluindo a Manati, que apresenta lucro tributável, com exceção do ano de 2007 devido ao lucro auferido pela venda de concessões – nota 18 . Prejuízos fiscais acumulados permaneceram na QGOG e não foram objeto do *carve out*.

8.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de despesas/provisões não dedutíveis temporariamente, reconhecidas no resultado, as quais serão deduzidas e/ou adicionadas ao lucro real e à base da contribuição social, em períodos futuros para cálculo dos impostos. Em 31 de dezembro de 2009 o saldo de imposto de renda e contribuição social diferidos foi calculado sobre a parcela apropriada ao resultado da provisão para abandono dos poços.

	Diferença temporária
Saldo em 1/1/07	23.593
Reconhecido no resultado	(23.153)
Saldo em 31/12/07	440
Reconhecido no resultado	1.857
Saldo em 31/12/08	2.297
Reconhecido no resultado	(1.440)
Saldo em 31/12/09	857

9. CRÉDITOS COM TERCEIROS

O saldo a receber em 2007 é referente ao contrato de venda de parte das concessões dos blocos exploratórios BCAM-40 (10%), Cavalo Marinho (100%) e BT-REC-8 (50%) para a empresa Brasoil do Brasil Exploração Petrolífera S.A. Em decorrência desta transação, foi auferido um ganho de R$147.367, registrados como "resultado de venda de concessões" no referido exercício (Nota 19).

10. IMOBILIZADO

	2009			2008			2007		
	Custo	Amortização	Líquido	Custo	Amortização	Líquido	Custo	Amortização	Líquido
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	118.113	-	118.113	96.425	-	96.425	18.657	-	18.657
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)	16.844	(4.827)	12.017	16.844	(3.060)	13.784	53.838	(36.994)	16.844
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	788.784	(147.524)	641.260	700.171	(101.750)	598.421	713.410	(85.960)	627.450
	923.741	(152.351)	771.390	813.440	(104.810)	708.630	785.905	(122.954)	662.951

(i) Gastos com exploração em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando a conclusão do processo exploratório.

(ii) Referente a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, o qual já está em fase de produção.

As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (Nota 21(b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

Custo	Gastos com exploração de recursos naturais – em andamento		Gastos com exploração de recursos naturais		Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás		Total
Saldo em 1/1/2007	11.424		113.262		624.918		749.604
(+) Adições	7.233		1.318		222.607	(a)	231.158
(-) Baixas	-		(60.742)		(134.115)	(b)	(194.857)
Saldo em 31/12/2007	18.657		53.838		713.410		785.905
(+) Adições	87.571	(c)	-		38.650	(e)	126.221
(-) Baixas	(9.803)		(36.994)	(g)	(51.889)	(g)	(98.686)
Saldo em 31/12/2008	96.425		16.844		700.171		813.440
(+) Adições	77.856	(f)	-		88.613	(e)	166.469
(-) Baixas	(56.168)	(d)	-		-		(56.168)
Saldo em 31/12/2009	118.113		16.844		788.784		923.741

Amortização	Amortização gastos com exploração		Amortização gastos com desenvolvimento		Total
Saldo em 1/1/2007	(26.031)		(26.721)		(52.752)
(+) Adições	(10.963)		(70.197)		(81.160)
(-) Baixa	-		10.958	(b)	10.958
Saldo em 31/12/2007	(36.994)		(85.960)		(122.954)
(+) Adições	(3.060)		(67.679)		(70.739)
(-) Baixa	36.994	(g)	51.889	(g)	88.883
Saldo em 31/12/2008	(3.060)		(101.750)		(104.810)
(+) Adições	(1.767)		(45.774)		(47.541)
Saldo em 31/12/2009	(4.827)		(147.524)		(152.351)

(a) Refere-se basicamente a custo de desenvolvimento do Campo de Manati no montante de R$184.130, provisão para abandono de R$35.254.

(b) Refere-se basicamente a baixa de parte do custo de desenvolvimento do Campo de Manati devido a venda de 10% dos 55% de sua participação no consórcio BCAM-40, o que equivalem a 18,18% dos custos totais.

(c) Refere-se basicamente a custos incorridos com a perfuração dos poços exploratórios nas concessões BCAM-40 (Cravo e Gengibre), BM-CAL-5 e BM-S-12, nos montantes de R$8.781, R$29.048 e R$40.040, respectivamente.

(d) Baixa dos custos remanescentes de perfuração dos poço exploratórios Cravo no bloco BCAM-40 (R$43.390) e poços exploratórios nos blocos BT-REC-8 e BM-S-12 (R$12.778).

(e) Refere-se basicamente aos custos de desenvolvimento Campo de Manati e provisão para abandono.

(f) Refere-se basicamente a custos incorridos com a perfuração de poços exploratórios nas concessões BCAM-40 (Cravo), BM-CAL-5 e BM-S-12 nos montantes de R$35.640, R$36.711 e R$5.398, respectivamente.

(g) Baixas dos custos de exploração do Campo Coral.

11. INTANGÍVEL

Bônus de assinatura correspondem aos gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP os quais não estão sendo amortizados, pois referem-se a áreas de concessão em fase exploratória.

	2009	2008	2007
Bônus de assinatura	25.572	26.525	5.317

Movimentação do Bônus de assinatura

Saldo em 1/1/2007	5.317
Saldo em 31/12/2007	5.317
(+) Adições (a)	21.208
Saldo em 31/12/2008	26.525
(-) Baixas	(953)
Saldo em 31/12/2009	25.572

(a) Aquisição de bônus de assinatura referente à concessão para exploração de petróleo ou gás natural da rodada nº 9 da ANP, para os blocos BM-S-75, BM-S-76 e BM-77, vide Nota 21.a.

12. FORNECEDORES

Refere-se principalmente a contas a pagar a operadora Petrobras referente a custos de produção e gastos exploratórios.

13. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Os empréstimos e financiamentos destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de exploração, avaliação e/ou desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural e dispêndio de capital normal para a perfuração e outros serviços relacionados às atividades fins da Companhia.

	2009	2008	2007	Encargos	Garantia	Forma de pagamento	Vencimento
Moeda estrangeira							
IFC – A – US$ (a)	16.006	33.291	34.230	Libor (a) + 1,75% a.a.	Fiança (b)	Semestral	Nov/11
IFC – C– US$	17.649	23.695	17.959	10,29% a.a - 11,48% a.a.	Fiança (b)	Semestral	Nov/11
Unibanco – US$	-	-	136.544	Libor + 1,05% a.a.	Cessão de recebíveis (Nota 5)	Mensal	Jan/08
Unibanco – US$	-	-	476	Libor + 5% - 5,5% a.a	Cessão dos recebíveis e penhor de ações da companhia BS-3	Mensal	Mar/08
Banco do Brasil - US$	88.241	-	-	Libor + 2,55% a.a.	Carta de crédito bancaria	Único	Ago/10(d)
Total em moeda estrangeira	121.896	56.986	189.209				
Moeda nacional							
BNDES	159.612	189.999	236.990	TJLP +3,5% a.a.	Fiança (e) e penhor ações Manati	Mensal	Mai/15
BNB	170.489	196.014	220.748	10% a.a. (c)	Fiança (e) e penhor ações Manati	Mensal	Set/16
Total em moeda nacional	330.101	386.013	457.738				
Circulante	152.232	65.198	207.036				
Não circulante	299.765	377.801	439.911				
Total consolidado:	451.997	442.999	646.947				

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
BNB - Banco do Nordeste
IFC – International Finance Corporation

Variações da TJLP

Descrição	2009	Variação %	2008	Variação %	2007
TJLP	6,00%	-4,00%	6,25%	0,00%	6,25%
LIBOR 6M	0,49%	-81,08%	2,59%	-47,25%	4,91%

(a) A Companhia optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR) (Nota 22f). Em 31 de dezembro de 2009 o empréstimo IFC – A Nº 11268-00 possui um montante de R$ 1.450 (US$ 833) protegido por esta operação financeira.

(b) Notas Promissórias com Fiança da Queiroz Galvão S.A. (QGSA) sem cobrança de custos.

(c) Sobre os encargos incidentes no financiamento em questão, são aplicados mensalmente Bônus de Adimplência de 15% sobre a taxa efetiva conforme definido contratualmente, desde que as prestações sejam pagas até as datas de vencimento previstas em contrato.

(d) Em 23 de agosto de 2010 foi efetuada a renovação da dívida com alteração da taxa para Libor + 1,5% ao ano e novo vencimento para dezembro de 2010 (Nota 25).

(e) Fiança da QGSA até a assinatura dos contratos acessórios sem cobrança de custos e penhor das ações, direitos creditórios e de reservas da Manati S.A..

Movimentação dos empréstimos

Saldo Inicial - 1/1/2007	514.164
(+) Adições do Principal	191.983
(-) Amortização do Principal	(11.851)
(+) Adições de Juros	48.328
(-) Amortização de Juros	(73.746)
(+/-) Variação Cambial	(21.931)
Saldo Final - 31/12/2007	646.947
(-) Amortização do Principal	(218.637)
(+) Adições de Juros	41.650
(-) Amortização de Juros	(42.113)
(+/-) Variação Cambial	15.152
Saldo Final - 31/12/2008	442.999
(+) Adições do Principal	93.500
(-) Amortização do Principal	(65.459)
(+) Adições de Juros	38.236
(-) Amortização de Juros	(34.585)
(-) Bônus Adimplência	(2.655)
(+/-) Variação Cambial	(20.039)
Saldo Final - 31/12/2009	451.997

Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a Administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR), utilizando-se de contrato de derivativo swap à taxa fixa de 3,53% a.a. Em 31 de dezembro de 2009 o empréstimo IFC – A N° 11268-00 possui um montante de R$1.450 (US$833) protegidos por esta operação financeira, com o mesmo valor de referência para o respectivo swap (R$ 4.868 (US$2.083) em 31 de dezembro de 2008 e R$ 5.167 (US$ 2.917) em 2007). O vencimento da operação financeira do swap é 15 de novembro de 2010. O valor justo do referido swap soma um montante passivo de R$32 em 2009 (R$82 passivo em 2008 e R$36 ativo em 2007).

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

Vencimentos	2009
2011	76.232
2012	51.565
2013	51.565
2014	51.565
2015 em diante	68.838
	299.765

Os contratos de financiamento possuem cláusulas restritivas (*"covenants"*) que referem-se basicamente à manutenção de certos índices de liquidez.

As cláusulas restritivas foram analisadas sobre as demonstrações financeiras consolidadas da QGOG e da Manati até 31 de dezembro de 2009. Conforme descrito na nota 25, os empréstimos da QGOG foram transferidos para a QGEP durante o segundo semestre de 2010, sendo os índices calculados baseado nas demonstrações financeiras desta entidade.

Os *covenants* não financeiros relacionados aos contratos de empréstimo da Manati junto ao BNB e ao BNDES correspondem basicamente à distribuição de dividendos acima de 25%, os quais devem ser autorizados pelos bancos financiadores da Manati. Historicamente todas as solicitações efetuadas foram devidamente atendidas de forma a liberar o excesso de caixa gerado pela Manati para a QGEP.

A Administração entende que as cláusulas restritivas foram atendidas para todos os exercícios apresentados.

Os contratos de financiamento com o BNDES, BNB e IFC, possuem cláusulas que restringem a habilidade da companhia em realizar ou permitir qualquer fusão, cisão, consolidação ou reorganização societária sem que seja obtida a aprovação prévia dos credores. Todos os credores consentiram com a reestruturação societária descrita na nota 1.

14. CONTINGÊNCIAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos, concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia, consequentemente nenhuma provisão foi constituída nos períodos apresentados nas demonstrações financeiras.

O processo da Manati considerado como perda possível consubstanciada na opinião de assessores legais externos, não foi provisionado nas demonstrações financeiras e se refere a processo cível que busca a reparação de danos ambientais requerida por uma colônia de pescadores. O valor atribuído a ação original foi de R$1 e envolve pedido de: (i) liminar para suspensão das atividades da plataforma até que sejam implementadas medidas necessárias ao reequilíbrio ecológico da região, e (ii) indenização por danos materiais e morais a ser arbitrado pelo Juízo.

15. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas de custos para o respectivo saldo na Manati foram revistas para 31 de dezembro de 2009 pelo operador do bloco (Petrobras). Consequentemente, os saldos ativos e passivos foram ajustados, não afetando o resultado do exercício. O motivo da revisão e subsequente complemento desta provisão foi a elevação dos custos relacionados, principalmente os referentes aos prestadores de serviço da indústria. Esta revisão foi aprovada pelos participantes do consórcio através da Ata de Reunião do Comitê Operacional da concessão de 14 de setembro de 2009.

Na Manati, os efeitos da variação cambial oriunda da atualização da provisão para abandono definida em moeda estrangeira (US$) são contabilizados diretamente no resultado no período auferido.

Com relação ao campo de Coral, desde 2006 o fundo para abandono foi sendo constituído e cobrado pela operadora (Petrobras). No exercício de 2008, a reserva do Campo de Coral foi totalmente exaurida e o processo de abandono concluído durante o ano de 2009. Com isso, do montante provisionado no curto prazo em 31 de dezembro de 2008, foi pago R$6.603 a operadora no exercício de 2009.

Movimentação da Provisão para Abandono

	Manati não circulante	Coral circulante
Saldos em 01 de janeiro de 2007	-	-
Registro inicial da provisão	35.254	-
Saldos em 31 de dezembro de 2007	35.254	-
Complemento da provisão	-	7.550
Variação cambial	11.259	-
Saldos em 31 de dezembro de 2008	46.513	7.550
Complemento provisão	66.082	-
Pagamento	-	(6.603)
Reversão de provisão	-	(947)
Variação cambial	(13.230)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009	99.365	-

16. RECEITA LÍQUIDA

	2009	2008	2007
Receita operacional bruta	418.736	459.602	329.680
PIS	(6.906)	(7.213)	(4.895)
COFINS	(31.830)	(33.206)	(22.552)
ICMS	(48.548)	(48.918)	(31.740)
Descontos comerciais	(1.255)	(2.774)	-
Total de deduções	(88.539)	(92.111)	(59.187)
Receita líquida	330.197	367.491	270.493

17. CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

17.1 Custos operacionais

	2009	2008	2007
Extração de hidrocarbonetos	(29.566)	(53.530)	(52.200)
Royalties	(26.720)	(33.862)	(22.536)
Amortização	(33.409)	(54.260)	(56.227)
Outros	(53)	(10.432)	(8.903)
Total	(89.748)	(152.084)	(139.866)

17.2 Despesas gerais e administrativas

	2009	2008	2007
Pessoal	(9.383)	(6.241)	(5.432)
Serviços contratados de terceiros	(9.491)	(5.051)	(5.595)
Outras despesas	(2.656)	(1.260)	(742)
Total	(21.530)	(12.552)	(11.769)

18. CUSTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

O saldo de custos exploratórios para a extração de petróleo e gás em 31 de dezembro de 2009, no montante de R$148.887 (R$54.455 em 2008 e R$66.725 em 2007), está relacionado com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços secos ou com reservas não comerciais, entre outros. Dentre estes custos, registrados em 31 de dezembro de 2009, R$133.274 referem-se ao bloco BCAM-40 (R$36.737 em 2008 e R$36.196 em 2007, ambos do Bloco BCAM-40).

19. RESULTADO DA VENDA DE CONCESSÕES

Em 2 de fevereiro de 2007, a QGOG assinou um contrato de compra e venda de 10% da concessão do campo de Manati, 100% de Cavalo Marinho e 50% do bloco BT-REC-8 para a Brasil do Brasil Exploração Petrolífera S.A. pelo montante de R$302.543. Em decorrência desta transação foi auferido um ganho de R$147.367 registrado como resultado de venda de concessões.

20. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	2009	2008	2007
Juros de aplicações financeiras e outras receitas financeiras	13.673	21.645	1.699
Juros de empréstimos e financiamentos e outras despesas Financeiras	(35.791)	(42.007)	(52.202)
Variações cambiais, líquidas (*)	33.267	(26.259)	19.192
Total	11.149	(46.621)	(31.311)

(*) Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e sobre a provisão para abandono.

21. INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS - NÃO AUDITADO

a) Direitos e Compromissos com a ANP

A QGOG possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos, que estão sendo transferidos para QGEP, aguardando ainda a anuência da ANP:

Fase	Bacia	Bloco/Campo	Participação	%
Abandonado	Santos	Coral	Petrobras (operador) BS-3 Norse Energy Brasoil	35 15 35 15
Desenvolvimento e Produção Exploração (estudos de viabilidade econômica)	Camamu	Manati Camarão Norte	Petrobras (operador) Manati Rio das Contas (Norse Energy) Brasoil	35 45 10 10
Exploração	Camamu	BM-CAL-5 Copaíba = 22.5% e Jequitiba = 27.5%	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás El Paso	51.11 24.45 24.44
	Camamu	CAL-M-312 CAL-M-372	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás El Paso	60 20 20
	Santos	BM-S-12	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás	70 30
	Santos	BM-S-75 BM-S-76 BM-S-77	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás Petrogal	60 20 20
	Jequitinhonha	BM-J-2	Queiroz Galvão Óleo e Gás (operador)	100

Conforme acima demonstrado, a Petrobras é operador na quase totalidade dos blocos da Companhia. Isto representa um risco de concentração de operações.

Pelos termos dos contratos de concessão, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantido os direitos de explorar, desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, a partir da declaração de comercialidade, petróleo e gás natural nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos. Não existem restrições de preço para a comercialização dos produtos oriundos da exploração dessas áreas.

O quadro a seguir, demonstra os compromissos assumidos pelo atual portfólio de participações em projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural da Companhia:

						Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais)		
Bloco/Campo	Garantia para o PEM (% QGEP) MM R$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km²	Royalties	Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	NA	2000	-	75,650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Camarão Norte	NA	2000	-	16,470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Coral	NA	2000	-	43,915	8,5%	200,00	400,00	2.000,00
BM-S-12	-	2001	1.596	2.058,720	10%	435,52	871,04	4.355,20
BM-CAL-5	-	2001	1.146	341,700	10%	152,43	304,86	1.524,30
BM-J-2	14	2002	855	742,051	10%	174,43	348,86	1.744,30
CAL-M-312	-	2004	205	745,851	10%	239,00	478,00	2.390,00
CAL-M-372	7,2	2004	561	745,031	10%	239,00	478,00	2.390,00
BM-S-75	-	2008	1.511	173,040	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
BM-S-76	3,6	2008	1.472	173,040	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
BM-S-77	10,8	2008	18.226	172,860	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
Total	35,6		25.572					

Em 31 de dezembro de 2009 a QGEP e a Manati têm compromisso de executar o Programa Exploratório Mínimo ("PEM"), que compreende a perfuração de 7 poços exploratórios, além de reprocessamento e processamentos sísmicos especiais. Caso esse programa exploratório mínimo não seja cumprido, a ANP executará a garantia estipulada. O compromisso está sendo cumprido dentro do período exploratório de cada concessão.

A Manati detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de desmantelamento de área. Em 31 de dezembro de 2009, o montante da provisão de abandono é de R$99.365 (R$46.513 em 31 de dezembro de 2008 e R$35.254 em 31 de dezembro de 2007) (Nota 15).

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a Manati:

- Royalties – Os valores são recolhidos a 7,5% (campo de Manati) e 8,5% (campo de Coral) do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. Durante o exercício de 2009, foram cobrados R$26.720 de royalties referentes à produção do campo Manati (R$33.862 em 2008 e R$22.536 em 2007 do campo de Manati e Coral). Essas cobranças estão registradas na demonstração do resultado como Custos Operacionais.

- Participação especial – A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui 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, conforme os critérios definidos no Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. Não houve pagamentos de participação especial referentes à produção do campo Manati nos exercícios de 2009, 2008 e 2007 por não ter atingido os requerimentos mínimos previstos na legislação.

- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foram desembolsados os montantes de R$93 em 2009 (R$90 em 2008 e R$97 em 2007) registrados na demonstração do resultado como custos operacionais.

b) Informações sobre as reservas

As reservas de gás provadas líquidas da Manati foram preparadas de acordo com os conceitos definidos pelo FASB - Accounting Standards Codification, de acordo com ASC 932— Atividades Extrativas de Óleo e Gás.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

A estimativa de reservas possui incertezas que são ressalvadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações.

A reserva de gás estimada está apresentada conforme abaixo:

	Reserva total campo MMm^3 (não auditado)
Reserva provada em 1/1/2007 (a)	8.962
Volume produzido de 1/1/2007 a 30/6/2007	(396)
Reavaliação da reserva em 30/6/2007	19.733
Reserva provada em 30/6/2007 (b)	28.299
Volume produzido de 1/7/2007 a 31/12/2007	(766)
Reserva provada estimada em 31/12/2007	27.533
Volume produzido de 1/1/2008 a 31/12/2008	(2.077)
Reserva provada estimada em 31/12/2008 (a)	25.456
Volume produzido de 1/1/2009 a 31/12/2009	(1.881)
Reserva provada estimada em 31/12/2009 (a)	23.575

(a) Baseada em estimativas dos engenheiros de petróleo da Companhia.

(b) Baseada em estimativas independentes certificadas por DeGolyer and MacNaughton.

As reservas provadas ao final de cada exercício social foram estimadas a partir da reserva certificada em 2007 e deduzidas das produções anuais.

22. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, caixa restrito, contas a receber, créditos com terceiros, fornecedores, empréstimos e financiamentos, e derivativos (*swap*).

A Companhia não possui opções, *swaptions*, *swaps* com opção de arrependimento, opções flexíveis, derivativos embutidos em outros produtos, operações estruturadas com derivativos e "derivativos exóticos". A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, de acordo com a sua política de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa (não auditado).

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	2009		2008		2007	
Ativo financeiro	Valor registrado	Valor justo	Valor registrado	Valor justo	Valor registrado	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa (i)	87.519	87.519	65.781	65.781	11.478	11.478
Caixa restrito (i)	47.447	47.447	47.447	47.447	47.447	47.447
Contas a receber (iv)	78.640	78.640	61.244	61.244	79.308	79.308
Créditos com terceiros (iv)	-	-	-	-	48.755	48.755
Valor justo por meio do resultado Derivativos (*swap*) (ii)	-	-	-	-	36	36
Passivo financeiro						
Empréstimos (iii)	451.997	451.997	442.999	442.999	646.947	646.947
Fornecedores (iv)	21.147	21.147	20.613	20.613	8.766	8.766
Valor justo por meio do resultado Derivativos (*swap*) (ii)	32	32	82	82	-	-

Os valores de mercado ("valor justo") estimados pela Administração foram determinados conforme segue:

(i) Representam valores de mercado (valor justo) estimados pela Administração com Nível 1 de grau observável do valor justo, obtidos por preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticas, quando aplicável.

(ii) Representam valores de mercado (valor justo) estimados pela Administração com Nível 3 de grau observável do valor justo, obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não tem como base os dados observáveis de mercado.

(iii) Os valores de mercado dos financiamentos com o BNDES, BNB, IFC e Unibanco são idênticos aos saldos contábeis uma vez que não existem instrumentos similares com datas de vencimento e taxas de juros comparáveis. O empréstimo com o Banco do Brasil foi captado próximo ao encerramento do exercício findo em 31 de dezembro de 2009, consequentemente, a Administração da Companhia entende que não existem diferenças significativas para o valor de mercado nesta mesma data base.

(iv) Adicionalmente, os valores relacionados ao saldo de contas a receber e a pagar também não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos não ultrapassar 60 dias.

c) Risco de liquidez

A responsabilidade final pelo gerenciamento do risco de liquidez é do Conselho de Administração, que elaborou um modelo de gestão de risco de liquidez para o

gerenciamento das necessidades de captação e gestão de liquidez no curto, médio e longo prazos. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente a Petrobras. A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, representa um risco de crédito insignificante tendo em visto que a Petrobras é avaliada pelas agências de *rating* como sendo de *Investment Grade, é* controlada pelo Governo Federal e historicamente não possui inadimplência ou atrasos.

As aplicações financeiras estão integralmente registradas em uma única instituição financeira para todos os períodos apresentados.

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos gerados pelas atividades operacionais para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. Para complementar sua necessidade de caixa para investimento, a Companhia obtém empréstimos e financiamentos junto às determinadas instituições financeiras, substancialmente a taxas de juros de mercado. Os empréstimos são captados com taxas de juros pré-fixadas e variáveis (Taxa Libor e TJLP - Taxa de Juros a Longo Prazo). A estratégia de gerenciamento do risco da taxa de juros da Companhia pode utilizar instrumentos financeiros derivativos para reduzir o custo atribuível à volatilidade da taxa variável de LIBOR , e mantém sua carteira de ativos e passivos financeiro em analise permanente para agir pontualmente quando julgar conveniente. Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a Administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR), utilizando-se de contrato de derivativo *swap* à taxa fixa de 3,53% a.a. Em 31 de dezembro de 2009 o empréstimo IFC – A Nº 11268-00 possui um montante de R$1.450 (US$833) protegidos por esta operação financeira, com o mesmo valor de referência para o respectivo swap (R$4.868 (US$2.083) em 31 de dezembro de 2008 e R$5.167 (US$2.917) em 2007). O vencimento da operação financeira do swap é 15 de novembro de 2010. O valor justo do referido swap soma um montante passivo de R$32 em 2009 (R$82 passivo em 2008 e R$36 ativo em 2007).

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

	Cenário provável - Deterioração 5%	Cenário possível - Deterioração de 25%	Cenário remoto - Deterioração de 50%
Empréstimos e financiamentos variáveis a LIBOR			
Taxa efetiva anualizada da Libor em 31.12.2009	0,5250%	0,5250%	0,5250%
Taxa anualizada estimada estimada da Libor com base na deterioração calculada	0,5513%	0,6563%	0,7875%
Empréstimos e financiamentos expostos – Principal expresso em R$ mil	104.247	104.247	104.247
Derivativo – Valor nocional expresso em R$ mil	(1.450)	(1.450)	(1.450)
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor nos Empréstimos e financiamentos	27	137	274
Efeito no resultado de cada incgremento potencial da taxa Libor no derivativo	(0)	(2)	(4)
Efeito líquido no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor	27	135	270
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP - R$ mil			
Variação da URTJ:			
Unidade de Referencia da Taxa de Juros de Longo Prazo (URTJ); valor base para indexação do principal de Empréstimos e Financiamentos remunerados pela - da URTJLP em 31.12.2009 – R$mil	1,97408	1,97408	1,97408
Valor base da URTJ estimada com base na deterioração calculada	2,0728	2,4676	2,9611
Empréstimos e financiamentos remunerados pela URTJLP – Principal expresso em URTJ	80.854	80.854	80.854
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	159.612	159.612	159.612
Efeito no resultado de cada incremento potencial da URTJ nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	7.980	39.903	79.806
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP - R$ mil			
Variação da TJLP:			
Taxa anual efetiva da TJLP em 31.12.2009 – R$mil	6%	6%	6%
Taxa anual estimada da TJLP com base na deterioração prevista	6,3%	7,5%	9%
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	159.612	159.612	159.612
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa da TJLP nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	479	2.394	4.788

f) Risco de taxa de câmbio

Esses riscos são basicamente provenientes das oscilações das taxas de câmbio sobre a carteira de empréstimos e provisão para abandono, valorizados em moeda estrangeira. Em 31 de dezembro de 2009, a Companhia não possuía contratos de forwards e SWAPs com o propósito de anular perdas cambiais decorrentes de desvalorizações da moeda Real (R$) perante estas captações de recursos em moedas estrangeiras.

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

A seguinte tabela de sensibilidade diz respeito a uma variação eventual de receitas ou despesas associadas às operações e cenários estimados, sem considerar seus valores de mercado.

	31 de dezembro de 2010		Cenário		
	Montante em R$	Montante em USD	Provável	Possível (25%)	Remoto (50%)
Taxa do dólar			1,80	2,25	2,70
Operação			Reais		
Empréstimos na moeda estrangeira	121.896	70.007	126.013	157.516	189.019
Provisão para abandono	99.365	57.067	102.721	128.401	154.081
Passivos expressos em reais nas respectivas taxas de cambio	221.761	127.074	228.734	285.917	343.100
Efeito no resultado de cada incremento na valorização do USD em relação ao real	N/A	N/A	7.473	64.656	121.839

23. SEGUROS

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados pela administração como suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras, e consequentemente, não foram auditadas por nossos auditores independentes.

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

	Importâncias seguradas		
Modalidade	2009	2008	2007
Responsabilidade civil	43.530	116.850	123.862
Riscos de petróleo e operacionais	244.464	242.300	219.888
Total	287.994	359.150	343.750

24. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 28 de outubro de 2010, as demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram aprovadas e autorizadas pela Diretoria para divulgação no prospecto de oferta pública inicial de ações da QGEPP.

25. EVENTO SUBSQUENTE

Certificação das reservas de gás de Manati

Em 05 de outubro de 2010, a Gaffney, Cline & Associates Inc. ("GCA") emitiu relatório de certificação das reservas do campo Manati referente a data base 31 de dezembro de 2009, na qual estimou: (i) o volume (não auditado) da reserva recuperável é de 21,3 bilhões de metros cúbicos e (ii) a reserva provada (não auditado) de gás é 18 bilhões de metros cúbicos. Cumpre esclarecer que a reserva provada se refere apenas ao gás que possui contrato de venda e o volume recuperável não leva em consideração existência de contrato de venda.

Como as reservas foram certificadas para a data base de 31 de dezembro de 2009, os impactos contábeis oriundos dessa nova estimativa serão realizados prospectivamente.

Renovação da dívida com o Banco do Brasil

Em 23 de agosto de 2010 foi efetuada a renovação da dívida com o Banco do Brasil com redução da taxa de juros de Libor + 2,55% para Libor + 1,5% ao ano e novo vencimento para dezembro de 2010.

Operação a termo de moeda

Em 8 de setembro de 2010, a Companhia efetuou operação a termo de moeda sem entrega física (*Non Deliverable Forward - NDF*) com o objetivo de se proteger das variações cambiais do financiamento com o Banco do Brasil em moeda estrangeira, utilizando os mesmos prazos, valor e datas de fechamento cambial. O valor base em reais é de R$86.907 equivalente US$50.355, com data de liquidação em 29 de dezembro de 2010. A taxa a termo pactuada entre as partes foi US$1,7669.

Criação da Companhia QGEP e aporte de ativos

A Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.("QGEP") foi constituída em 16 de outubro de 2009 com a razão social Chania Participações S.A., posteriormente alterada em 14 de maio de 2010 para Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e permaneceu sem atividades até quando a QGOG aportou os ativos líquidos referente as atividades de E&P, passando esta última ser sua subsidiária integral.

Criação da Companhia QGEPP

A QGEPP foi constituída em 9 de março de 2010 com a razão social Latina Participações S.A., posteriormente alterada em 02 de setembro de 2010 para QGEP Participações S.A. e permaneceu sem atividades quando a QGOG aportou na QGEPP a totalidade de seu investimento na QGEP, passando esta última ser sua subsidiária integral. Posteriormente, a QGEPP irá realizar a oferta pública de ações no mercado brasileiro, com registro na CVM, e com esforços de venda no exterior seguindo os normativos previstos pela *Securities and Exchange Comission* ("SEC") para ofertas não registradas – Nota 1.

Transferência dos Contratos de Empréstimos

Durante o segundo semestre de 2010, os empréstimos contratados junto às instituições financeiras BNB, BNDES e IFC, que possuem cláusulas restritivas (*"covenants"*) afirmativas e negativas, foram transferidos para a QGEP, cujas demonstrações financeiras serão a base de cálculo desses índices para o próximo exercício.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Demonstrações financeiras consolidadas carve out da Companhia relativas aos períodos de nove meses encerrados em 30 de setembro de 2009 e de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

QGEP Participações S.A.

Demonstrações Financeiras
Consolidadas Carve Out Referentes
aos Períodos de Nove Meses Findos
em 30 de Setembro de 2010 e de 2009

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Diretores e Acionistas da
QGEP Participações S.A.
Rio de Janeiro – RJ

1. Examinamos as demonstrações consolidadas históricas da posição financeira da QGEP Participações S.A. ("Companhia"), levantadas em 30 de setembro de 2010 *e carve out* levantadas em 31 de dezembro de 2009, e as demonstrações consolidadas *carve out* dos resultados abrangentes, das mutações do acervo líquido e dos fluxos de caixa referentes aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e de 2009, elaboradas sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Companhia e de suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e de suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas *carve out* tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da QGEP Participações S.A. em 30 de setembro de 2010 e em 31 de dezembro de 2009, os resultados abrangentes das suas operações, as mutações do seu acervo líquido e os seus fluxos de caixa referentes aos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e de 2009, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB.

4. Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, os negócios descritos nessas demonstrações financeiras não operaram como uma entidade separada e, portanto, essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* não são necessariamente indicativas dos resultados que teriam ocorrido caso esses negócios tivessem operado, durante os períodos apresentados, como uma entidade segregada da entidade de origem nem é um indicativo de resultados futuros dos referidos negócios.

5. As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito da Oferta Pública Inicial da QGEP Participações S.A.. Entretanto, até a presente data, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação para anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, a Administração avalia que este fato não representa impeditivo para a continuidade do processo em andamento de Oferta Pública Inicial de ações.

6. As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram preparadas para o propósito descrito no parágrafo 5 e, portanto, podem não ser adequadas para qualquer outro propósito.

Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2010

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" RJ

Antônio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 065.976/O-4

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA *CARVE OUT*
DA POSIÇÃO FINANCEIRA EM 30 DE SETEMBRO DE 2010 E EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota Explicativa	Set-10	Dez-09
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	4	240.362	87.519
Contas a receber	5	86.715	78.640
Impostos e contribuição a recuperar	8.1	1.092	3.267
Outros ativos circulantes		377	583
Total do ativo circulante		328.546	170.009
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a longo prazo:			
Caixa restrito	7	48.992	47.447
Impostos a recuperar	8.1	59	267
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.4	2.091	857
Imobilizado	9	722.131	771.390
Intangível	10	25.572	25.572
Total do ativo não circulante		798.845	845.533
TOTAL DO ATIVO		1.127.391	1.015.542

PASSIVO	Nota Explicativa	Set-10	Dez-09
CIRCULANTE			
Fornecedores	11	15.260	21.147
Impostos e contribuição a recolher	8.2	29.223	19.062
Remuneração e obrigações sociais		138	217
Empréstimos e financiamentos	12	154.458	152.232
Dividendos a pagar	6	2.750	2.750
Instrumentos financeiros derivativos	15	3.643	-
Outros passivos circulantes		12.825	12.554
Total do passivo circulante		218.297	207.962
NÃO CIRCULANTE			
Contas a pagar - partes relacionadas	6	1.357	3.992
Empréstimos e financiamentos	12	228.827	299.765
Provisão para abandono	14	96.683	99.365
Total do passivo não circulante		326.867	403.122
ACERVO LÍQUIDO		582.227	404.458
TOTAL DO PASSIVO		1.127.391	1.015.542

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA *CARVE OUT* DO RESULTADO ABRANGENTE
PARA OS PERÍODOS DE NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Set-10	Set-09
RECEITA LÍQUIDA	16	281.834	235.913
CUSTOS OPERACIONAIS	17	(94.661)	(66.795)
LUCRO BRUTO		187.173	169.118
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS			
Gerais e administrativas	17	(14.617)	(15.963)
Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	18	(2.575)	(136.023)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		169.981	17.132
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	19	(6.924)	15.250
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		163.057	32.382
Imposto de renda e contribuição social	8.3	(26.630)	(7.496)
LUCRO LÍQUIDO E TOTAL DOS RESULTADOS ABRANGENTES DO PERÍODO		136.427	24.886

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA *CARVE OUT* DA MUTAÇÃO DO
ACERVO LÍQUIDO PARA O PERÍODO DE NOVE MESES FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008	361.192
Distribuição líquida para a QGOG	(35.922)
Resultado abrangente no período	24.886
SALDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2009	350.156
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009	404.458
Contribuição líquida da QGOG	41.342
Resultado abrangente no período	136.427
SALDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010	582.227

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA *CARVE OUT* DO FLUXO DE CAIXA
PARA OS PERÍODOS DE NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Set-10	Set-09
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período		136.427	24.886
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:			
Amortização	9	55.227	33.067
Prejuízo com o imobilizado baixado	9	-	51.487
Custo do intangível baixado	10	-	953
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.4	(1.234)	2.078
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos		24.258	9.339
Provisão para imposto de renda e contribuição social	8.3	27.864	5.418
Outras Provisões		-	(281)
Variação cambial sobre provisão para abandono	14	(2.682)	(11.124)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:			
Contas a receber	5	(8.075)	(9.561)
Impostos e contribuição a recuperar	8.1	2.383	1.204
(Aumento) redução dos demais grupos do ativo		206	(3.378)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:			
Fornecedores		1.302	(5.276)
Impostos a recolher	8.2	(34)	(2.402)
Juros pagos	12	(24.451)	(25.867)
Provisões pagas	14	-	(6.603)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(17.669)	(8.304)
Contas a pagar - partes relacionadas	6	(2.635)	12.408
Aumento (redução) dos demais grupos do passivo		192	1.423
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais		191.079	69.467
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Aplicações financeiras - Caixa restrito	7	(1.545)	-
Adições ao imobilizado		(13.157)	(76.919)
Caixa líquido gerado pelas atividades de investimento		(14.702)	(76.919)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Captação de financiamentos - terceiros	12	-	93.500
Pagamento de financiamentos	12	(64.876)	(43.901)
Distribuições para os acionistas		-	(35.922)
Contribuições dos acionistas		41.342	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		(23.534)	13.677
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa		152.843	6.225
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	4	87.519	65.780
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	4	240.362	72.005
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa		152.843	6.225
Transações sem efeito caixa *(non cash items)*			
Adição da provisão para abandono registrada no imobilizado	9.c	-	66.082
Saldo de fornecedores de imobilizado em aberto		-	(219)

As notas explicativas são partes integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS *CARVE OUT* PARA O PERÍODO DE NOVE MESES FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais – R$, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES SOBRE A QUEIROZ GALVÃO ÓLEO E GÁS S.A., QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., A OFERTA E A REESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA

As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da QGEP Participações S.A. (a "Companhia", "Emissora" ou "QGEPP") para o período findo em 30 de Setembro de 2010 e de 2009 foram preparadas em conexão com a oferta pública inicial (a "Oferta") de ações da QGEPP, cujas subsidiárias Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP") e Manati S.A. ("Manati") são sucessoras nas operações de exploração e produção ("E&P") da empresa Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG"). As atividades de E&P são regulamentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP").
Os contratos de concessão estão sendo transferidos para QGEP, aguardando ainda a anuência da ANP. A Administração entende que esta aprovação depende apenas do atendimento a algumas formalidades e, portanto, não representa impeditivo para continuidade da Oferta.

Informações sobre a QGOG (informações operacionais não auditadas)

A QGOG foi constituída em abril de 1980 e atua no segmento de E&P desde 1997, cuja atividade é a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás; e no segmento de prestação de serviços de perfuração de poços e aluguel de sondas terrestres, operando plataformas semi-submersíveis de perfuração *offshore* em lâmina d'água de até 2.700 metros e sondas terrestres helitransportáveis, ideais para atuação em áreas remotas e de difícil acesso como a região Amazônica.

Na área de Exploração e Produção, a QGOG participou de todas as rodadas de licitações da ANP, inclusive a rodada Zero, onde somente participaram companhias convidadas pela Petrobras, adquirindo concessões em diversos blocos em terra (*onshore*) e no mar (*offshore*). Em 2001, foi a primeira empresa brasileira a operar um projeto de exploração de petróleo em alto mar no país em parceria com a Petrobras (não auditado). Em 2007 na 9º rodada da ANP, a QGOG se qualificou como operadora "A", que a possibilita a ser operadora em águas profundas.

Em 30 de setembro de 2010, a QGEPP apresenta em seu portfólio oito blocos exploratórios localizados em bacias *offshore* da Plataforma Continental Brasileira. Desses, três estão situados na Bacia de Camamu (BM-CAL-5, CAL-M-312 e CAL-372); um na Bacia de Jequitinhonha (BM-J-2) e quatro na Bacia de Santos (BM-S-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77). Dos blocos citados, a QGEP é operadora do bloco BM-J-2 e os demais são operados pela Petrobras.

A QGOG possui 100% de participação acionária na companhia Manati S.A. ("Manati"), cuja principal atividade é a comercialização de gás e condensado decorrentes da exploração no Campo de Manati que está localizado na bacia de Camamu.

O Campo de Manati foi desenvolvido através da perfuração de seis poços completados com Árvores de Natal Molhadas (ANM). Eles produzem para uma plataforma fixa de produção (PMNT-1) que escoa o gás através de um gasoduto de 24" de diâmetro e cerca de 125 km de extensão para a estação de tratamento, que especifica o gás e estabiliza o condensado (Estação Geólogo Vandemir Ferreira). Nos últimos nove meses, vem produzindo, em média, seis milhões de metros cúbicos de gás por dia conforme a demanda do mercado, no entanto possui capacidade de produzir até oito milhões de metros cúbicos de gás por dia e apresenta reservas avaliadas provadas, prováveis e possíveis de 26,5 bilhões de metros cúbicos de gás na Formação Sergi.

No decorrer do exercício de 2009 a controlada Manati devolveu a ANP a concessão do bloco exploratório BCAM-40, localizado na Bacia de Camamu, por falta de perspectiva de reservas de petróleo ou gás natural na respectiva área, permanecendo apenas com as áreas referentes aos campos *(ring fence)* de Manati e Camarão Norte.

Reestruturação societária da QGOG

Até 1 de julho de 2010, a QGOG possuía dois segmentos de negócios, E&P e a prestação de serviços, conforme abaixo:

- Operações de E&P são representadas por oito blocos exploratórios localizados em bacias *offshore* da Plataforma Continental Brasileira e pelo investimento na Manati, cujos resultados estão consolidados nas demonstrações financeiras da Companhia QGEPP e são representados pelos resultados auferidos pela produção de gás do campo de Manati.
- Operações de Serviços representam os serviços prestados nas plataformas de petróleo.

Em 2 de julho de 2010, a QGOG dá início ao processo de reestruturação societária visando à criação de uma nova companhia composta somente pelo segmento de E&P; ou seja, as atividades de exploração & produção e de prestação de serviços foram segregadas em duas empresas distintas: a nova entidade Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP") e a já existente QGOG, respectivamente.

Como parte dessa reestruturação, a QGOG aportou na QGEP, sua subsidiária integral, o acervo líquido, avaliado pelo custo histórico contábil, compreendendo ativos e passivos relacionados ao segmento de negócio de E&P no montante de R$523.505, descritos a seguir:

Descrição	2-Jul-10
Ativo circulante	
Caixa e equivalentes de caixa	35.000
Dividendos a receber	9.581
Total ativo circulante	44.581
Ativo não circulante	
Investimentos em controladas (Manati S.A.)	486.844
Imobilizado	134.356
Total ativo não circulante	621.200
Total do ativo	665.781
Descrição	2-Jul-10
Passivo circulante	
Fornecedores	2.240

Remunerações	1.670
Empréstimos e financiamentos	110.604
Dividendos a pagar	2.750
Outros	12.251
Total passivo circulante	129.515
Passivo não circulante	
Empréstimos e financiamentos	12.761
Total passivo não circulante	12.761
Acervo líquido	523.505
Total do passivo	665.781

A Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.("QGEP") foi constituída em 16 de outubro de 2009 com a razão social Chania Participações S.A., posteriormente alterada em 14 de maio de 2010 para Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e permaneceu sem atividades até quando a QGOG aportou os ativos líquidos referente as atividades de E&P, passando esta última ser sua subsidiária integral.

A QGEP tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Informações sobre a Emissora

A Emissora foi constituída em 9 de março de 2010 com a razão social Latina Participações S.A., posteriormente alterada em 2 de setembro de 2010 para QGEP Participações S.A. e permaneceu sem atividades até esta data, quando a QGOG aportou na QGEPP a totalidade de seu investimento na QGEP, no montante de R$558.197, passando esta última ser sua subsidiária integral.

A QGEPP tem como principal objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente a exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Como parte do processo de reestruturação, através de AGE realizada em 29 de setembro de 2010, a QGOG reduziu seu capital de forma que o investimento na QGEPP passou a ser detido diretamente pela Queiroz Galvão S.A. ("QG"), controladora integral de ambas as Companhias.

Após concluída a reestruturação societária, a QGEPP irá realizar a oferta pública de ações no mercado brasileiro, com registro na CVM, e com esforços de venda no exterior seguindo os normativos previstos pela U.S. *Securities and Exchange Comission* ("SEC") para ofertas não registradas.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas *carve out* estão definidas a seguir. Essas práticas foram aplicadas de modo consistente para todos os períodos apresentados.

Bases de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da QGEPP foram elaboradas com base nas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - "*International Financial Reporting Standards* – IFRS", emitidas pelo "*International Accounting Standards Board* – IASB".

Estas demonstrações financeiras foram preparadas para apresentar a posição financeira consolidada *carve out* em 31 de dezembro de 2009 e a posição financeira consolidada histórica em 30 de setembro de 2010, as demonstrações consolidadas *carve out* e históricas do resultado abrangente e do fluxo de caixa da QGEPP dos períodos de nove meses findos em 30 de setembro de 2010 e de 2009, considerando o custo histórico contábil como base de valor.

Critério de elaboração das demonstrações financeiras consolidadas *carve out*

As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da QGEPP compreendem:

- Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2009: as informações financeiras *carve out* extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na controlada Manati.

- Para o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010: a combinação das informações financeiras carve out extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG para o período de 1° de janeiro de 2010 a 1° de julho de 2010, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na controlada Manati, e os resultados históricos de operações, ativos e passivos da QGEPP para o período de 2 de julho a 30 de setembro de 2010. Estas informações financeiras foram combinadas considerando que as operações de E&P e as empresas estavam sob controle e administração comuns. Essas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram elaboradas a partir dos registros contábeis históricos individuais tendo sido eliminadas as operações existentes entre as Companhias, com objetivo de demonstrar as operações como se fosse uma entidade única, conforme resultou da reorganização societária realizada em 2 de julho de 2010. Por esse motivo, as demonstrações financeiras estão sendo denominadas consolidadas *carve out*.

Adoção de normas atualizadas e revisadas

A QGEPP adotou todas as normas atualizadas e revisadas e suas interpretações emitidas pelo Conselho de Pronunciamentos Internacionais de Contabilidade "*International Accounting Standards Board* (IASB)", que são relevantes para as operações de E&P.

Adoção antecipada de normas e interpretações

A QGEPP optou por adotar antecipadamente o IAS 1 (revisada em abril/2009), "Apresentação de Demonstrações Financeiras", cujas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 1° de janeiro de 2011.

Novos pronunciamentos contábeis e revisão de normas ainda não adotados

O IASB emitiu atualizações aos pronunciamentos contábeis durante o ano de 2009 e 2010, que incluem novas alterações aos Pronunciamentos Internacionais (IFRS's, IAS's e IFRIC's).

Até 30 de setembro de 2010, os seguintes pronunciamentos descritos abaixo foram emitidos mas não eram exigidos até suas datas de efetividade, portanto, a QGEPP não optou pela adoção antecipada.

- Em junho de 2007, o IFRC emitiu o IFRIC 13, "Programas de Fidelização". O IFRIC fornece orientações para o reconhecimento de incentivos para os clientes nas demonstrações financeiras. O IFRIC 13 determina que essas operações devem ser contabilizadas como um componente de venda identificável, com a importância recebida ou a receber alocada entre os prêmios concedidos e outros componentes da venda. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia. Em vigor a partir de 1° de janeiro de 2011.

- IFRIC 14 - Adiantamentos de Exigências Mínimas de Recursos - foi revisado para expandir as circunstâncias em que um ativo pode ser reconhecido. Ela exige agora que, se há uma exigência mínima de recursos para contribuições relacionadas a serviços futuros e uma entidade realiza adiantamentos dessas contribuições, o valor que é reconhecido como ativo é a soma de: (a) qualquer valor que reduza a contribuição de exigência mínima de recursos futuros para aplicação em serviços futuros, pelo fato da entidade ter realizado um adiantamento; e (b) os custos de serviços futuros estimados em cada período menos as contribuições de exigências mínimas de recursos estimados que seriam exigidas para serviços futuros naquele período se não houvesse adiantamento dessas contribuições descritas em (a), sujeitas a um mínimo de zero. O limite sobre o valor que pode ser calculado sobre (b) foi incluído a fim de que o benefício econômico disponível como uma redução nas contribuições futuras (e, portanto, o valor do ativo reconhecido) seja, pelo menos, correspondente ao valor de qualquer adiantamento. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 1° de janeiro de 2011 ou após, sendo a adoção prévia permitida. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- IFRIC 19 - O Comitê de Interpretação das Normas Contábeis Internacionais (IFRIC) publicou o IFRIC 19 (Extinguindo passivos financeiros com instrumentos patrimoniais), aplicável quando uma entidade renegocia as condições de um passivo financeiro e, como resultado, emite seus próprios instrumentos patrimoniais ao credor para liquidar o passivo financeiro no todo, ou em parte. Essas situações são comumente referidas como débitos para swaps patrimoniais ou "trocas patrimoniais". Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais iniciando em, ou após, 1º de julho de 2010. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- IAS 1 - Em Maio de 2010 o IAS 1 (Apresentação das Demonstrações Contábeis) foi revisado, objetivando incluir a apresentação de mudanças no Patrimônio Líquido. O pronunciamento determina que a análise dos itens de Outros Resultados Abrangentes (*Other Comprehensive Income*) poderia ser apresentada na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido ou em uma demonstração própria separadamente. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2011, com adoção antecipada permitida. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- IAS 24 - O IASB emitiu uma versão revisada do IAS 24 - Divulgações de partes relacionadas. O presente sucede duas minutas emitidas em fevereiro de 2007 e dezembro de 2008. Em alteração significativa ao IAS 24 existente, a norma revisada fornece isenção parcial de divulgações de partes relacionadas a entidades controladas pelo Governo. Em outras questões, as alterações são limitadas à simplificação da definição de uma parte relacionada a fim de esclarecer o significado pretendido e eliminar inconsistências. As principais alterações da versão anterior do IAS 24 são as seguintes: (i) Agora a norma exige a divulgação de compromissos e esclarece que isso se aplica às demonstrações contábeis consolidadas de uma controladora, associada ou investidora e às demonstrações financeiras individuais de uma entidade. (ii) Isenção parcial para entidades relacionadas ao Governo. A alteração mais significativa é em relação às entidades relacionadas ao Governo. Uma entidade relacionada ao Governo é definida como: "... uma entidade que é controlada, controlada em conjunto ou significantemente influenciada por um Governo." A norma isenta uma entidade relatada relacionada ao Governo de divulgar as operações com partes relacionadas e saldos em aberto, incluindo os compromissos com: (a) um Governo que detém controle, controle conjunto ou influência significativa sobre a entidade relatada; e (b) outra entidade que seja uma parte relacionada porque o mesmo Governo detém controle, controle conjunto ou influência significativa sobre as duas, entidade relatada e a outra entidade. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 1º de janeiro de 2011, com aplicação retrospectiva. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- IAS 34 - O IASB emitiu uma versão revisada do IAS 34 (Relatórios Intermediários). O presente tem como assunto o Conteúdo de um Relatório de "Ínterim" – eventos e transações significativos. Esse aditamento enfatiza a abertura de notas explicativas referentes a eventos e transações significativas que sejam atualizações de informações apresentadas no relatório anual mais recente. O IAS 34 é mais específico sobre eventos e transações significativos em que a abertura de nota explicativa é exigida, e orientações foram adicionadas em atendimento às exigências relacionadas a instrumentos financeiros. Data de efetividade e transição: períodos anuais iniciados em ou após 1° de janeiro de 2011, com adoção antecipada permitida.

- Em novembro de 2009, o IASB emitiu o IFRS 9, "Instrumentos Financeiros", como o primeiro passo em seu projeto para substituir o IAS 39, "Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração". O IFRS 9 introduz novos requisitos para a classificação e mensuração de ativos financeiros. Esses requisitos devem ser aplicados a partir de janeiro de 2013, com a adoção anterior permitida inclusive para 2009. O IASB pretende expandir IFRS 9, durante 2010, para adicionar novos requisitos para a classificação e mensuração dos passivos financeiros, de retirada de instrumentos financeiros, o prejuízo e contabilização de "*hedge*". Até o final de 2010, o IFRS 9 será um substituto para o IAS 39 - obrigatório para 2013 e opcional nos anos anteriores. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- Em outubro de 2007, o IASB revisou o "IFRS 7 – Instrumentos financeiros: Divulgação", que aprimora as exigências de divulgação para transferência de ativos financeiros. Esta revisão estará em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1° de julho de 2011. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

Critério de rateio para elaboração das demonstrações financeiras consolidadas *carve out*

Para o propósito dessas demonstrações financeiras consolidadas *carve out*, as metodologias descritas abaixo foram utilizadas para segregar ativos, passivos, receitas, despesas e fluxo de caixa entre o segmento de E&P e outras atividades da QGOG.

a) Os ativos do segmento E&P são compostos basicamente pelos registros oriundos das operações da controlada Manati e pelos gastos com desenvolvimento para produção de gás, bônus de assinatura e gastos de exploração nos blocos em que a QGEP possui participação, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos e pelo investimento na controlada Manati;

b) Os passivos do segmento de E&P são basicamente os créditos a pagar a parceiros dos consórcios, referente aos gastos exploratórios, empréstimos e financiamentos adquiridos com instituições financeiras para financiar as atividades de E&P e saldos remanescentes de transações com partes relacionadas, os quais possuem uma identificação específica com base nos registros históricos;

c) A receita líquida, composta principalmente pelas operações de venda de gás do campo de Manati e barris de óleo do campo Coral, ambos para a Petrobras, e os respectivos custos operacionais e, portanto os registros foram especificamente identificados;

d) As despesas operacionais são registradas e controladas em centros de custo específicos de E&P. Além disso, certas atividades corporativas, tais como administrativa, financeira e jurídico foram executadas de forma centralizada pela QGOG para todas as suas operações de negócio (Serviços e E&P) e foram segregadas e cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada uma das atividades.

e) Os impostos federais, estaduais e municipais possuem identificação em centro de custo específico com base nos registros históricos.

Informações do segmento operacional

O IFRS 8 requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da entidade que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões *("chief operating decision maker")*, com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances.

Administração efetuou a análise e concluiu que a QGEPP opera com um único segmento E&P. Adicionalmente, a receita líquida é substancialmente derivada de transações com a Petrobras no Brasil.

Resumo das principais práticas contábeis:

2.1 Caixa e equivalentes de caixa

Estão representados por caixa, contas bancárias disponíveis e aplicações financeiras, constituídos de títulos de alta liquidez, conversíveis em caixa e com riscos insignificantes de mudança de valor.

Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis e equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento original de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação.

2.2 Contas a receber

Os valores a receber de clientes são demonstrados ao seu valor de realização, os quais são registrados com base nos valores nominais reduzidos, quando aplicável, de provisão para créditos de liquidação duvidosa. Pelo fato das contas a receber serem liquidadas normalmente em um prazo médio aproximado de 40 dias, os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas dos balanços.

2.3 Ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os ativos e passivos circulantes e não circulantes são demonstrados pelos valores de realização e/ou exigibilidade, respectivamente, e contemplam as variações monetárias ou cambiais, bem como os rendimentos e encargos auferidos ou incorridos, quando aplicável, reconhecidos em base *pro rata temporis* até as datas dos balanços.

2.4 Imobilizado

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos usados na formação de ativos qualificáveis (IAS 23 - Custos de Empréstimos) deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

Os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás são registrados pelo método dos esforços bem-sucedidos (successful efforts). Esse método determina que os gastos de desenvolvimento de todos os poços de produção e dos poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos de geologia e de geofísica, custos com poços secos e os vinculados às reservas não comerciais sejam registrados no resultado, quando incorridos. Os gastos com perfuração de poços (Drilling Costs) onde as avaliações de viabilidade, não foram concluídas, permanecem capitalizados até a sua conclusão.

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural no Campo de Manati são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisadas anualmente ou quando há indicação de alteração significativa.

De acordo com o IAS 36 - Impairment of Assets ("Redução ao Valor Recuperável de Ativos"), os itens do ativo imobilizado que apresentam sinais de que seus custos registrados são superiores aos seus valores de recuperação são revisados detalhadamente para determinar a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. A Administração da QGEPP não identificou mudanças de circunstâncias ou sinais de obsolescência tecnológica, bem como evidências de que seus ativos corpóreos utilizados em suas operações não são recuperáveis perante seu desempenho operacional e financeiro, e concluiu que, para todos os exercícios apresentados nesta demonstração financeira, não existia necessidade de registrar qualquer provisão para perda em seus ativos imobilizados.

Os juros e demais encargos financeiros calculados sobre os passivos relativos a aquisições do ativo imobilizado foram capitalizados como custos desses ativos até o início de suas operações (fase de produção/operação).

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

2.5 Intangível

A Companhia apresenta, em seu ativo intangível, os gastos com direitos e concessões que incluem, basicamente, os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

De acordo com essa avaliação, efetuada para o período findo em 30 de setembro de 2010, e exercício findo em 31 de dezembro de 2009, a Administração entende que não existe a necessidade de efetuar provisão para realização nesses ativos exploratórios nas referidas datas.

2.6 Avaliação do valor recuperável dos ativos

Os bens do imobilizado, intangível e, quando aplicável, outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando aplicável, quando houver perda, decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício. Em 30 de setembro de 2010 e exercício findo em 31 de dezembro de 2009, não havia indicativos de perda do valor contábil dos referidos ativos.

2.7 Abandono de poços e desmantelamento de áreas

A obrigação futura com abandono de poços e desmantelamento de área de produção é registrada com base em informações fornecidas pelo operador dos campos e registrada integralmente no momento da declaração de comercialidade de cada campo, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (Nota 14).

A provisão para abandono é revista anualmente pelo operador, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e as variações cambiais apuradas são alocadas diretamente no resultado.

2.8 Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até as datas dos balanços.

Os financiamentos em moeda estrangeira foram convertidos para reais pelas taxas de câmbio vigentes nas datas das demonstrações financeiras.

2.9 Provisão para contingências

As provisões para contingências são constituídas para os riscos contingentes com expectativa de "perda provável", com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos contingentes com expectativa de "perda possível" são divulgados pela Administração, mas não registrados.

2.10 Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência. As receitas de vendas são reconhecidas quando da transferência da propriedade e dos riscos a terceiros.

2.11 Imposto de renda e contribuição social

Esses impostos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicável.

O ativo de imposto de renda e a contribuição social diferidos é reconhecido somente até o montante que possa ser considerado como de realização provável.

2.12 Incentivos fiscais

Por estar localizada na área de abrangência da SUDENE, a sua controlada Manati, detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicionais calculados com base no lucro da exploração durante 10 anos, começando a mesma a usufruir deste benefício desde 2008. Os valores apropriados no resultado na despesa de imposto de renda representam 25% da alíquota estatutária e os valores dos incentivos fiscais são destinados à reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

2.13 Instrumentos financeiros

São reconhecidos na data da negociação na qual a compra ou venda ocorrem mediante termos contratuais e requerem entrega dentro dos prazos estabelecidos pelo mercado. Instrumentos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido dos custos de transação diretamente atribuíveis, com exceção dos instrumentos financeiros que sejam reconhecidos pelo valor justo através de resultado.

Todos os instrumentos financeiros são avaliados ao valor justo ou custo amortizado.

Os instrumentos financeiros estão classificados de acordo com as categorias especificadas: "mensurados pelo valor justo por meio do resultado", "investimentos mantidos até o vencimento" e "disponíveis para venda" e "empréstimos e recebíveis". A classificação depende da natureza e da finalidade dos recursos financeiros e é determinada no momento do reconhecimento.

2.14 Moeda funcional

A moeda funcional da QGEPP é a moeda corrente do Brasil - real (R$), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico primário que a Companhia opera. As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* estão sendo apresentadas em reais que é a moeda funcional definida pela Administração.

2.15 Principais julgamentos e estimativas contábeis

A preparação das demonstrações financeiras se baseia em estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para contingências, amortização do ativo imobilizado e intangível com base nas reservas provadas, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social.

3. CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS *CARVE OUT*

As demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da QGEPP incluem:

- As demonstrações financeiras *carve out* do segmento de E&P da QGOG até 2 de julho de 2010;
- As demonstrações financeiras da QGEP (a partir de 02 de julho de 2010);
- A participação direta na controlada integral Manati para os períodos apresentados; e
- As demonstrações financeiras das operações do Campo de Coral da BS-3 S.A. (controlada direta e integral da QGOG).

Na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas *carve out* merecem destaque os seguintes aspectos:

(a) A controladora e sua controlada adotam práticas contábeis uniformes para o registro de suas operações e avaliação dos elementos patrimoniais; e

(b) Os saldos das contas patrimoniais e o resultado das transações entre a controladora e sua controlada foram devidamente eliminados na consolidação.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Set-10	Dez-09
Caixa e bancos	509	29
Aplicações financeiras	239.853	87.490
Total	240.362	87.519

As aplicações financeiras possuem liquidez imediata. Referem-se a operações de renda fixa, indexadas à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI") e Certificados de Depósitos Bancários ("CDB") e debêntures. Essas aplicações foram contratadas junto ao Banco do Nordeste do Brasil (BNB) e no Banco Bradesco para todos os períodos apresentados.

5. CONTAS A RECEBER

A Manati tem um contrato de longo prazo para fornecimento de um volume mínimo de gás à Petrobras, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual. Os saldos de contas a receber referem-se a operações de venda de gás com a Petrobras, os quais historicamente não possuem inadimplência ou atrasos. Não foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa, pois o contas a receber é composto apenas de saldo a vencer com prazo médio de recebimento de, aproximadamente, 40 dias.

6. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os detalhes a respeito das transações com partes relacionadas estão apresentadas a seguir:

	Set-10	Dez-09
Dividendos a pagar – QG S.A (a)	2.750	2.750
Contas a pagar - QGOG (b)	1.357	3.992

	Set-10	Set-09
Despesas gerais e administrativas (b)	2.177	2.542

(a) Refere-se a dividendos a pagar para a controladora QG S.A., oriundo das operações de E&P da QGOG.

(b) Decorrente de prestação de serviços administrativos que a QGOG prestou à Manati. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os

esforços demandados para cada atividade corporativa, sem a incidência de encargos financeiros e sem prazo de liquidação definido.

Os empréstimos bancários das instituições financeiras BNB, IFC e BNDES possuem garantia corporativa até a liquidação dos mesmos (Nota 12).

Remuneração dos administradores

A remuneração total (salários e participação nos lucros) do pessoal-chave da administração está apresentada conforme quadro abaixo:

	Set-10	Set-09
Remuneração do período	2.809	3.343

Não são concedidos benefícios pós-empregos, benefícios de rescisão de contrato de trabalho, pagamentos baseados em ações ou outros benefícios de longo prazo.

7. CAIXA RESTRITO

	Set-10	Dez-09
Fundo de abandono	1.545	-
Aplicação financeira – conta reserva	47.447	47.447
Total	48.992	47.447

O caixa restrito da controlada Manati é composto por saldos de aplicações financeiras destinadas ao serviço da dívida até seu vencimento (conta reserva) no montante de R$47.447. A conta relativa ao fundo de abandono é referente a operações de renda fixa, indexadas à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI"), integralmente registradas no Banco do Nordeste do Brasil (BNB), para todos os períodos apresentados, e vinculados ao empréstimo captado na mesma instituição juntamente com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) conforme Nota 12.

As aplicações financeiras referentes aos adiantamentos feitos ao operador Petrobras para o fundo de garantia de abandono mantidas para o futuro pagamento da provisão para abandono no montante de R$1.545 (vide nota 14). O fundo de abandono é integralmente registrado no Banco Bradesco, possui taxa de administração de 0,03% a.a e taxa de *performance* de 3% do que exceder o benchmark. O Benchmark do fundo é 70% da variação cambial mais 30% da variação do CDI.

8. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

8.1 Impostos e contribuições a recuperar

	Set-10	Dez-09
ICMS sobre imobilizado (a)	1.146	3.534
PIS/COFINS	5	-
Total	1.151	3.534
Circulante	1.092	3.267
Não circulante	59	267

(a) Créditos registrados na Manati referentes às aquisições destinadas ao ativo imobilizado os quais vêm sendo compensados mensalmente na proporção de 1/48 avos.

8.2 Impostos e contribuições a recolher

	Set-10	Dez-09
ICMS (a)	5.087	4.997
Imposto de renda e contribuição social	10.862	4.604
PIS/COFINS (a)	7.646	6.577
Royalties (b)	3.000	2.884
Participação especial (c)	2.600	-
Outros	28	-
Total circulante	29.223	19.062

(a) Débitos referentes aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati.

(b) Royalties sobre o gás produzido no campo de Manati.

(c) A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui 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, conforme os critérios definidos no Decreto.

8.3 Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	Set-10	Set-09
Lucro antes da tributação	163.057	32.382
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(55.439)	(11.010)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Despesas indedutíveis/outros	432	-
Incentivos fiscais (*)	33.012	4.471
Prejuízos fiscais (**)	(4.635)	(957)
Imposto de renda e contribuição social	(26.630)	(7.496)
Alíquota efetiva	16,33%	23,15%
Imposto de renda/contribuição social diferidos	1.234	(2.078)
Imposto de renda/contribuição social correntes	(27.864)	(5.418)

(*) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações de Manati (vide nota 2.12).

(**) Representam prejuízos das operações E&P, excluindo a Manati, que apresenta lucro tributável. Prejuízos fiscais acumulados permaneceram na QGOG e não foram contribuídos à QGEP.

8.4 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de despesas/provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado, as quais serão deduzidas e/ou adicionadas ao lucro real e à base da contribuição social, em períodos futuros para cálculo dos impostos. Em 30 de setembro de 2010 o saldo de imposto de renda e contribuição social diferidos foi calculado sobre a parcela apropriada ao resultado da provisão para abandono dos poços.

	Diferença temporária
Saldo em 31/12/08	2.297
Reconhecido no resultado	(2.078)
Saldo em 30/09/09	219
Saldo em 31/12/09	857
Reconhecido no resultado	1.234
Saldo em 30/09/10	2.091

9. IMOBILIZADO

	Taxa de amortização	Set-10			Dez-09		
	%	Custo	Amortização	Líquido	Custo	Amortização	Líquido
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	120.983	-	120.983	118.113	-	118.113
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)	(iii)	16.844	(8.919)	7.925	16.844	(4.827)	12.017
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	(iii)	791.882	(198.659)	593.223	788.784	(147.524)	641.260
		929.709	(207.578)	722.131	923.741	(152.351)	771.390

(i) Gastos com exploração em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando a conclusão do processo exploratório.

(ii) Referente a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, o qual já está em fase de produção.

(iii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (Nota 20(b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

Custo	Gastos com exploração de recursos naturais – em andamento		Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás		Total
Saldo em 31/12/2008	96.425		16.844	700.171		813.440
(+) Adições	61.308	(a)	-	77.858	(c)	139.166
(-) Baixas	(51.487)	(b)	-	-		(51.487)
Saldo em 30/09/2009	106.246		16.844	778.029		901.119
(+) Adições	16.548		-	10.755		27.303

(-) Baixas	(4.681)	-	-	(4.681)
Saldo em 31/12/2009	118.113	16.844	788.784	923.741
(+) Adições	2.870	-	3.098	5.968
Saldo em 30/09/2010	120.983	16.844	791.882	929.709

Amortização	Amortização gastos com exploração	Amortização gastos com desenvolvimento	Total
Saldo em 31/12/2008	(3.060)	(101.750)	(104.810)
(+) Adições	(1.262)	(31.805)	(33.067)
Saldo em 30/09/2009	(4.322)	(133.555)	(137.877)
(+) Adições	(505)	(13.969)	(14.474)
Saldo em 31/12/2009	(4.827)	(147.524)	(152.351)
(+) Adições	(4.092)	(51.135)	(55.227)
Saldo em 30/09/2010	(8.919)	(198.659)	(207.578)

(a) Refere-se basicamente a custos incorridos com a perfuração de poços exploratórios nas concessões BCAM-40 (Cravo), BM-CAL-5 e BM-S-12 nos montantes de R$35.640, R$22.173 e R$3.425, respectivamente.

(b) Baixa dos custos remanescentes de perfuração dos poços exploratórios Cravo no bloco BCAM-40 (R$43.390) e poços exploratórios nos blocos BT-REC-8 (R$8.136)

(c) Refere-se aos custos de desenvolvimento Campo de Manati no montante de R$11.776 e complemento da provisão para abandono no montante de R$66.082.

10. INTANGÍVEL

Bônus de assinatura correspondem aos gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP os quais não estão sendo amortizados, pois referem-se a áreas de concessão em fase exploratória.

	Set-10	Dez-09
Bônus de assinatura	25.572	25.572

Movimentação do Bônus de assinatura

Saldo em 31/12/2008	26.525
(-) Baixas	(953)
Saldo em 31/12/2009	25.572
Saldo em 30/09/2010	25.572

11. FORNECEDORES

Refere-se principalmente a contas a pagar a operadora Petrobras referente a custos de produção e gastos exploratórios.

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Os empréstimos e financiamentos destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de exploração, avaliação e/ou desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural e dispêndio de capital normal para a perfuração e outros serviços relacionados às atividades fins da Companhia.

	Set-10	Dez-09	Encargos	Garantia	Forma de pagamento	Vencimento
Moeda Estrangeira						
IFC – A – US$ (a)	11.469	16.006	Libor + 1.75% a.a.	Fiança (b)	Semestral	Nov/11
IFC – C – US$	17.574	17.649	10.29% a.a.- 11.48% a.a.	Fiança (b)	Semestral	Nov/11
Banco do Brasil	84.887	88.241	Libor + 1.50% a.a.	Carta de crédito bancaria	Único	Dez/10 (d)
Total em moeda estrangeira	113.930	121.896				
Moeda Nacional						
BNDES	118.044	159.612	TJLP +3.5% a.a.	Fiança e penhor ações Manati (e)	Mensal	set/15
BNB	151.311	170.489	10% p.a. (c)	Fiança e penhor ações Manati (e)	Mensal	set/16
Total em moeda nacional	269.355	330.101				
Circulante	154.458	152.232				
Não circulante	228.827	299.765				
Total Consolidado:	383.285	451.997				

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
BNB - Banco do Nordeste
IFC – International Finance Corporation

Descrição	Set-10	Variação %	Dez-09
TJLP	6,00%	0%	6,00%
LIBOR 6M	0,50%	2%	0,49%

(a) A Companhia optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR) (Nota 22f). Em 30 de setembro de 2010 o empréstimo IFC – A N° 11268-00 possui um montante de R$ 706 (US$ 417) protegido por esta operação financeira.

(b) Notas Promissórias com Fiança da Queiroz Galvão S.A. (QGSA) sem cobrança de custos.

(c) Sobre os encargos incidentes no financiamento em questão, são aplicados mensalmente Bônus de Adimplência de 15% sobre a taxa efetiva conforme definido contratualmente, desde que as prestações sejam pagas até as datas de vencimento previstas em contrato.

(d) Em 23 de agosto de 2010 foi efetuada a renovação da dívida com alteração da taxa para Libor + 1,5% ao ano e novo vencimento para dezembro de 2010 (Nota 25).

(e) Fiança da QGSA até a assinatura dos contratos acessórios sem cobrança de custos e penhor das ações, direitos creditórios e de reservas da Manati S.A..

Movimentação dos empréstimos

Saldo Final - 31/12/2008	442.999
(+) Adições do Principal	93.500
(-) Amortização do Principal	(43.901)
(+) Adições de Juros	28.712
(-) Amortização de Juros	(25.867)
(-) Bônus Adimplência	(2.021)
(+/-) Variação Cambial	(17.352)
Saldo Final – 30/09/2009	476.070
(-) Amortização do Principal	(21.559)
(+) Adições de Juros	9.524
(-) Amortização de Juros	(8.718)
(-) Bônus Adimplência	(635)
(+/-) Variação Cambial	(2.685)
Saldo Final – 31/12/2009	451.997
(-) Amortização do Principal	(64.876)
(+) Adições de Juros	25.409
(-) Amortização de Juros	(24.451)
(-) Bônus Adimplência	(1.733)
(+/-) Variação Cambial	(3.061)
Saldo Final – 30/09/2010	383.285

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

Vencimentos	Set-2010
2011	24.893
2012	51.565
2013	51.565
2014	51.565
2015 em diante	49.239
	228.827

Os contratos de financiamento possuem cláusulas restritivas (*"covenants"*) que referem-se basicamente à manutenção de certos índices de liquidez.

As cláusulas restritivas foram analisadas sobre as demonstrações financeiras consolidadas da QGOG e da Manati até 31 de dezembro de 2009. Os empréstimos da QGOG foram transferidos para a QGEP durante o segundo semestre de 2010, sendo os índices calculados baseado nas demonstrações financeiras desta entidade.

Os *covenants* não financeiros relacionados aos contratos de empréstimo da Manati junto ao BNB e ao BNDES correspondem basicamente à distribuição de dividendos acima de 25%, os quais devem ser autorizados pelos bancos financiadores da Manati. Historicamente todas as solicitações efetuadas foram devidamente atendidas de forma a liberar o excesso de caixa gerado pela Manati para a QGEP.

Em 30 de setembro de 2010, as cláusulas restritivas foram atendidas.

Os contratos de financiamento com o IFC, BNB e BNDES, possuem cláusulas que restringem a habilidade da companhia em realizar ou permitir qualquer fusão, cisão, consolidação ou reorganização societária sem que seja obtida a aprovação prévia dos credores. Todos os credores consentiram com a reestruturação societária descrita na Nota 1.

O contrato de financiamento com o Banco do Brasil não possuí cláusula que restringe a habilidade da Companhia em realizar ou permitir qualquer reestruturação societária.

13. CONTINGÊNCIAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos, concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia, consequentemente nenhuma provisão foi constituída nos períodos apresentados nas demonstrações financeiras.

O processo da Manati considerado como perda possível consubstanciada na opinião de assessores legais externos, não foi provisionado nas demonstrações financeiras e se refere a processo cível que busca a reparação de danos ambientais requerida por uma colônia de pescadores. O valor atribuído a ação original foi de R$1 e envolve pedido de: (i) liminar para suspensão das atividades da plataforma até que sejam implementadas medidas necessárias ao reequilíbrio ecológico da região, e (ii) indenização por danos materiais e morais a ser arbitrado pelo Juízo.

14. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas de custos para o respectivo saldo na controlada Manati foram revistas para 31 de dezembro de 2009 pelo operador do bloco (Petrobras). Consequentemente, os saldos ativos e passivos foram ajustados, não afetando o resultado daquele exercício. O motivo da revisão e subsequente complemento desta provisão foi a elevação dos custos relacionados, principalmente os referentes aos prestadores de serviço da indústria. Esta revisão foi aprovada pelos participantes do consórcio através da Ata de Reunião do Comitê Operacional da concessão de 14 de setembro de 2009.

Na controlada Manati, os efeitos da variação cambial oriunda da atualização da provisão para abandono definida em moeda estrangeira (US$) são contabilizados diretamente no resultado no período auferido.

Em agosto e setembro de 2010 foram efetuados desembolsos para constituir o fundo de abandono no montante de R$1.545 a ser utilizado pela operadora.

Com relação ao campo de Coral, desde 2006 o fundo para abandono foi sendo constituído e cobrado pela operadora (Petrobras). No exercício de 2008, a reserva do Campo de Coral foi totalmente exaurida e o processo de abandono concluído durante o ano de 2009. Com isso, do montante provisionado no curto prazo em 31 de dezembro de 2008 foi pago R$ 6.603 a operadora no exercício de 2009.

Movimentação da Provisão para Abandono

	Manati	Coral
Saldos em 31 de dezembro de 2008	46.513	7.550
Complemento provisão	66.082	-
Reversão de provisão	-	(947)
Pagamento	-	(6.603)
Variação cambial	(11.124)	-
Saldo em 30 de setembro de 2009	101.471	-
Variação Cambial	(2.106)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2009	99.365	-
Variação cambial	(2.682)	-
Saldos em 30 de setembro de 2010	96.683	-

15. INSTRUMENTO FINANCEIRO DERIVATIVO

O instrumento financeiro derivativo refere-se a operação a termo de moeda sem entrega física (Non Deliverable Forward - NDF) efetuada em 8 de setembro de 2010 com o objetivo de se proteger das variações cambiais do financiamento com o Banco do Brasil em moeda estrangeira, utilizando os mesmos prazos, valor e datas de fechamento cambial esperado do financiamento. O valor base em reais é de R$86.907 equivalente US$50.355, com data de liquidação em 29 de dezembro de 2010. A taxa a termo pactuada entre as partes foi US$1,7669. O valor justo do referido swap soma um montante passivo de R$3.643 em 30 de setembro de 2010.

Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a Administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR), utilizando-se de contrato de derivativo *swap* à taxa fixa de 3,53%. Em 30 de setembro de 2010 o empréstimo IFC – A N° 11268-00 possui um montante de R$706 (US$417) protegidos por esta operação financeira, com o mesmo valor de referência para o respectivo swap (R$1.450 (US$833) em 31 de dezembro de 2009). O vencimento da operação financeira do swap é 15 de novembro de 2010. O valor justo do referido swap soma um montante ativo de R$10 em 30 de setembro de 2010 (R$32 passivo em 2009).

16. RECEITA LÍQUIDA

	Set-10	Set-09
Receita operacional bruta	364.197	298.936
PIS	(5.874)	(4.915)
COFINS	(27.054)	(22.656)
ICMS	(41.216)	(34.750)
Descontos comerciais	(8.219)	(702)
Total de deduções	(82.363)	(63.023)
Receita líquida	281.834	235.913

17. CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

17.1 Custos operacionais

	Set-10	Set-09
Extração de hidrocarbonetos	(11.725)	(12.662)
Royalties e participação especial	(27.252)	(18.315)
Amortização	(55.227)	(33.067)
Outros	(457)	(2.751)
Total	(94.661)	(66.795)

17.2 Despesas gerais e administrativas

	Set-10	Set-09
Pessoal	(8.314)	(7.171)
Serviços contratados de terceiros	(5.280)	(8.040)
Outras despesas	(1.023)	(752)
Total	(14.617)	(15.963)

18. DESPESAS EM ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

O saldo de custos exploratórios para a extração de petróleo e gás em 30 de setembro de 2010, no montante de R$2.575 (R$136.023 em 30 de setembro de 2009), está relacionado com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços secos ou com reservas não comerciais, entre outros.

19. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Set-10	Set-09
Juros de aplicações financeiras e outras receitas financeiras	15.769	9.868
Juros de empréstimos e financiamentos e outras despesas financeiras	(28.436)	(27.368)
Variações cambiais, líquidas (*)	5.743	32.750
Total	(6.924)	15.250

(*) Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e sobre a provisão para abandono.

20. INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS - NÃO AUDITADO

a) Direitos e Compromissos com a ANP

A QGOG possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos, que estão sendo transferidos para QGEP, aguardando ainda a anuência da ANP:

Fase	Bacia	Bloco/Campo	Participação	%
Abandonado	Santos	Coral	Petrobras (operador) BS-3 Norse Energy Brasoil	35 15 35 15
Desenvolvimento e Produção Exploração (estudos de viabilidade econômica)	Camamu-	Manati Camarão Norte	Petrobras (operador) Manati Rio das Contas (Norse Energy) Brasoil	35 45 10 10
Exploração	Camamu	BM-CAL-5 Copaiba = 22.5% e Jequitiba = 27.5%	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás El Paso	51.11 24.45 24.44
	Camamu	CAL-M-312 CAL-M-372	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás El Paso	60 20 20
	Santos	BM-S-12	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás	70 30
	Santos	BM-S-75 BM-S-76 BM-S-77	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás Petrogral	60 20 20
	Jequitinhonha	BM-J-2	Queiroz Galvão Óleo e Gás (operador)	100

Conforme acima demonstrado, a Petrobras é operador na quase totalidade dos blocos da Companhia. Isto representa um risco de concentração de operações.

Pelos termos dos contratos de concessão, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantido os direitos de explorar, desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, a partir da declaração de comercialidade, petróleo e gás natural nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos. Não existem restrições de preço para a comercialização dos produtos oriundos da exploração dessas áreas.

O quadro a seguir, demonstra os compromissos assumidos pelo atual portfólio de participações em projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural da Companhia:

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% QGEP) MM R$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km²	Royalties	Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais) Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	NA	2000	-	75,650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Camarão Norte	NA	2000	-	16,470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Coral	NA	2000	-	43,915	8,5%	200,00	400,00	2.000,00
BM-S-12	-	2001	1.596	2.058,720	10%	435,52	871,04	4.355,20
BM-CAL-5	-	2001	1.146	341,700	10%	152,43	304,86	1.524,30
BM-J-2	14	2002	855	742,051	10%	174,43	348,86	1.744,30
CAL-M-312	-	2004	205	745,851	10%	239,00	478,00	2.390,00
CAL-M-372	7,2	2004	561	745,031	10%	239,00	478,00	2.390,00
BM-S-75	-	2008	1.511	173,040	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
BM-S-76	3,6	2008	1.472	173,040	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
BM-S-77	10,8	2008	18.226	172,860	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
Total	35,6		25.572					

Em 30 de setembro de 2010, a QGEP e a Manati têm compromisso de executar o Programa Exploratório Mínimo ("PEM"), que compreende a perfuração de 7 poços exploratórios, além de reprocessamento e processamentos sísmicos especiais. Caso esse programa exploratório mínimo não seja cumprido, a ANP executará a garantia estipulada. O compromisso está sendo cumprido dentro do período exploratório de cada concessão.

A controlada Manati detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de desmantelamento de área. Em 30 de setembro de 2010, o montante da provisão de abandono é de R$96.683 (R$99.365 em 31 de dezembro de 2009) (Nota explicativa 14).

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a Manati:

- Royalties – Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010, foram cobrados R$22.569 (R$18.315 em 30 de setembro de 2009) de royalties referentes à produção do campo Manati. Essas cobranças estão registradas na demonstração do resultado como Custos Operacionais.

- Participação especial – A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui 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, conforme os critérios definidos no Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. Em 30 de setembro de 2010, foi cobrado o montante R$4.683. Não houve pagamentos de participação especial referentes à produção do campo Manati no exercício de 2009 por não ter atingido os requerimentos mínimos previstos na legislação.

- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foram desembolsados os montantes de R$91 em setembro de 2010 (R$91 em setembro de 2009) registrados na demonstração do resultado como custos operacionais.

b) Informações sobre as reservas (não auditado pelos auditores independentes)

As reservas de gás provadas líquidas da controlada Manati, foram preparadas em 2010 de acordo com os conceitos definidos pelo FASB - Accounting Standards Codification, de acordo com ASC 932— Atividades Extrativas de Óleo e Gás.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

A estimativa de reservas possui incertezas que são ressalvadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações.

A reserva de gás estimada está apresentada conforme abaixo:

	Reserva Total Campo MMm^3 (não auditado)
Reserva provada estimada em 31/12/2008 (a)	25.456
Volume produzido de 1/1/2009 a 30/09/2009	(1.263)
Reserva provada estimada em 30/09/2009 (a)	24.193
Reserva provada estimada em 31/12/2009	23.575
Revisão da reserva provada	(5.575)
Volume produzido de 1/1/2010 a 30/9/2010	(1.553)
Reserva provada estimada em 30/9/2010 (a)	16.447

(a) Baseada em estimativas dos engenheiros de petróleo da Companhia.

(b) Baseada em estimativas certificadas por Gaffney, Cline & Associates.

As reservas provadas ao final de cada exercício social foram estimadas a partir da reserva certificada em 2007 e deduzidas das produções anuais.

21. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, caixa restrito, contas a receber, créditos com terceiros, fornecedores, empréstimos e financiamentos, e derivativos (*swap*).

A Companhia não possui opções, *swaptions*, *swaps* com opção de arrependimento, opções flexíveis, derivativos embutidos em outros produtos, operações estruturadas com derivativos e "derivativos exóticos". A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, reafirmando assim o seu compromisso com a política conservadora de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa.

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	Set-10		Dez-09	
Ativo financeiro	Valor registrado	Valor justo	Valor registrado	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa (i)	240.362	240.362	87.519	87.519
Caixa restrito (i)	48.992	48.992	47.447	47.447
Contas a receber (iv)	86.715	86.715	78.640	78.640
Passivo financeiro				
Empréstimos e financiamentos (iii)	383.285	383.285	451.997	451.997
Fornecedores (iv)	15.260	15.260	21.147	21.147
Valor justo por meio do resultado				
Derivativos - swap (ii)	3.653	3.653	32	32

Os valores de mercado ("valor justo") estimados pela Administração foram determinados conforme segue:

(i) Representam valores de mercado (valor justo) estimados pela Administração com Nível 1 de grau observável do valor justo, obtidos por preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticas, quando aplicável.

(ii) Representam valores de mercado (valor justo) estimados pela Administração com Nível 3 de grau observável do valor justo, obtidos por meio de técnicos de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não tem como base os dados observáveis de mercado.

(iii) Os valores de mercado dos financiamentos com o BNDES, BNB e IFC, são idênticos aos saldos contábeis uma vez que não existem instrumentos similares com datas de vencimento e taxas de juros comparáveis. O empréstimo com o Banco do Brasil foi renovado próximo ao encerramento do período findo em 30 de setembro de 2010, consequentemente, a Administração da Companhia

entende que não existem diferenças significativas para o valor de mercado nesta mesma data base.

(iv) Adicionalmente, os valores relacionados ao saldo de contas a receber e a pagar também não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos não ultrapassar 60 dias.

c) Risco de liquidez

A responsabilidade final pelo gerenciamento do risco de liquidez é do Conselho de Administração, que elaborou um modelo de gestão de risco de liquidez para o gerenciamento das necessidades de captação e gestão de liquidez no curto, médio e longo prazos. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente a Petrobras. A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, representa um risco de crédito insignificante tendo em visto que a Petrobras é avaliada pelas agências de *rating* como sendo de *Investment Grade, é* controlada pelo Governo Federal e historicamente não possui inadimplência ou atrasos.

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos gerados pelas atividades operacionais para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. Para complementar sua necessidade de caixa para investimento, a Companhia obtém empréstimos e financiamentos junto às determinadas instituições financeiras, substancialmente a taxas de juros de mercado. Os empréstimos são captados com taxas de juros pré-fixadas e variáveis (Taxa Libor e TJLP - Taxa de Juros a Longo Prazo). A estratégia de gerenciamento do risco da taxa de juros da Companhia pode-se utilizar instrumentos financeiros derivativos para reduzir o custo atribuível à volatilidade da taxa variável de LIBOR. Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a Administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR), utilizando-se de contrato de derivativo *swap* à taxa fixa de 3,53% a.a. Em 30 de setembro de 2010 o empréstimo IFC – A N° 11268-00 possui um montante de R$706 (US$417) protegidos por esta operação financeira, com o mesmo valor de referência para o respectivo swap (R$1.450 (US$833) em 31 de dezembro de 2009). O vencimento da operação financeira do swap é 15 de novembro de 2010. O valor justo do referido swap soma um montante ativo de R$10 em 2010 (R$32 passivo em 2009).

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

	Cenário provável - Deterioração 5%	Cenário I - Deterioração de 25%	Cenário I - Deterioração de 50%
Empréstimos e financiamentos variáveis a LIBOR			
Taxa efetiva anualizada da Libor em 30.09.2010	0,5250%	0,5250%	0,5250%
Taxa anualizada estimada da Libor com base na deterioração calculada	0,5513%	0,6563%	0,7875%
Empréstimos e financiamentos expostos – Principal expresso em R$ mil	96.356	96.356	96.356
Derivativo – Valor nocional expresso em R$ mil	(706)	(706)	(706)
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor nos Empréstimos e financiamentos	25	126	253
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor no derivativo	(0)	(1)	(2)
Efeito líquido no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor	25	125	251
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP - R$ mil			
Variação da URTJ:			
Unidade de Referencia da Taxa de Juros de Longo Prazo (URTJ): valor base para indexação do principal de Empréstimos e Financiamentos remunerados pela TJLP em 30.09..2010 – R$mil	1,97408	1,97408	1,97408
Valor base da URTJ estimada com base na deterioração calculada	2,0728	2,4676	2,9611
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP – Principal expresso em URTJ	59.797	59.797	59.797
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	118.044	118.044	118.044
Efeito no resultado de cada incremento potencial da URTJ nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	5.903	29.511	59.020
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP - R$ mil			
Variação da TJLP:			
Taxa anual efetiva da TJLP em 30.09.2010 – R$mil	6%	6%	6%
Taxa anual estimada da TJLP com base na deterioração prevista	6,3%	7,5%	9%
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	118.044	118.044	118.044
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa da TJLP nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	354	1.771	3.541

f) Risco de taxa de câmbio

Esses riscos são basicamente provenientes das oscilações das taxas de câmbio sobre a carteira de empréstimos e provisão para abandono, valorizados em moeda estrangeira.

Conforme discutido em Nota 15, em 8 de setembro de 2010, a Companhia efetuou operação a termo de moeda sem entrega física (*Non Deliverable Forward - NDF*) com o objetivo de se proteger das variações cambiais do financiamento com o Banco do Brasil em moeda estrangeira, utilizando os mesmos prazos, valor e datas de fechamento cambial. O valor base em reais é de R$86.907 equivalente US$50.355, com data de liquidação em 29 de dezembro de 2010. A taxa a termo pactuada entre as partes foi US$1,7669. O valor justo do referido NDF soma um montante ativo de R$3.643 em setembro de 2010.

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

A seguinte tabela de sensibilidade diz respeito a uma variação eventual de receitas ou despesas associadas às operações e cenários estimados, sem considerar seus valores de mercado.

	30 de setembro de 2010				
	Montante em R$	Montante em USD	Cenário provável	Cenário possível (25%)	Cenário remoto (50%)
Dólar			1,80	2,25	2,70
Operação				Reais	
Empréstimos na moeda estrangeira	113.930	67.247	121.045	151.306	181.567
Provisão para abandono	96.683	57.067	102.721	128.401	154.081
Derivativo	(84.887)	(50.104)	(90.188)	(112.735)	(135.282)
Passivos expressos em reais nas respectivas taxas de cambio	125.726	74.210	133.578	166.972	200.366
Efeito no resultado de cada incremento na valorização do USD em relação ao real	N/A	N/A	7.852	41.246	74.640

22. SEGUROS

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados pela administração como suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras, e consequentemente, não foram auditadas por nossos auditores independentes.

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

Modalidade	Importâncias seguradas	
	Set-10	Dez-09
Responsabilidade civil	44.049	43.530
Riscos de petróleo e operacionais	237.866	244.464
Total	281.915	287.994

23. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 28 de outubro de 2010, as demonstrações financeiras consolidadas *carve out* foram aprovadas e autorizadas pela Diretoria para divulgação no prospecto de oferta pública inicial de ações da QGEPP.

24. EVENTO SUBSEQUENTE

Alteração dos dividendos mínimos

Em 26 de outubro de 2010, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas deliberou, dentre outros, a aprovação do novo estatuto social da Companhia o qual prevê que o dividendo mínimo obrigatório será de 0,001% do lucro líquido ajustado, calculado de acordo com o que dispõe o artigo 202 da Lei das S.A..

As Demonstrações financeiras individuais da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

QGEP Participações S.A.

Demonstrações Financeiras Individuais
Referente ao Período de Seis Meses e Vinte e
Três dias Findo em 30 de Setembro de 2010

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Acionistas e Diretores da
QGEP Participações S.A.
Rio de Janeiro – RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial individual da QGEP Participações S.A. ("Companhia"), levantado em 30 de setembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado e do valor adicionado referentes ao período de vinte e nove dias e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa referentes ao período de seis meses e vinte e três dias, ambos findos naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.

2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Companhia; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações financeiras individuais tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da QGEP Participações S.A. em 30 de setembro de 2010, o resultado de suas operações e os valores adicionados referentes ao período de vinte e nove dias, as mutações do seu patrimônio líquido, e os seus fluxos de caixa referentes ao período de seis meses e vinte e três dias, ambos findos naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras individuais, até a presente data, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da Companhia Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação e para anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). A Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo em andamento de Oferta Pública Inicial da Companhia.

5. Conforme mencionado na nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais, durante o ano de 2009, foram aprovados pela CVM diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), com vigência em 2010, que alteraram as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas alterações foram adotadas pela Companhia na preparação das suas demonstrações financeiras referentes ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010.

6. Conforme mencionada na Nota explicativa nº 2 às demonstrações financeiras individuais, as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 foram preparadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB* que refletem as práticas contábeis adotadas no Brasil e estão sendo apresentadas separadamente.

Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2010

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" RJ

Antônio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 065.976/O-4

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL INDIVIDUAL EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota Explicativa	Set-10
NÃO CIRCULANTE		
Investimento	4	582.227
Total do ativo não circulante		582.227
TOTAL DO ATIVO		582.227
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social		558.197
Lucros acumulados		24.030
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	5	582.227
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		582.227

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DO RESULTADO PARA O PERÍODO
DE VINTE NOVE DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais, exceto lucro líquido por ação)

	Nota Explicativa	Set-10
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Receita de equivalência patrimonial	4	24.030
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		24.030
Lucro líquido por ação - em Reais		3,06

(*) Além do lucro do período, não existiram outros resultados abrangente. Desta forma, a Companhia não está apresentando a demonstração do resultado abrangente.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA O PERÍODO DE SEIS MESES E VINTE E TRÊS DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Capital social integralizado	Lucros acumulados	Total
ATO CONSTITUTIVO EM 9 DE MARÇO DE 2010 (*)		-	-	-
Integralização de capital conforme AGE de 2 de setembro de 2010	4	558.197	-	558.197
Lucro líquido do período		-	24.030	24.030
SALDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010	5	558.197	24.030	582.227

(*) Houve integralização de capital de R$80,00, arredondada para zero na apresentação em milhares de reais.

As notas explicativas anexas são parte integrante das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DO FLUXO DE CAIXA PARA O PERÍODO DE SEIS MESES E VINTE E TRÊS DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Set-10
Lucro líquido do período		24.030
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa líquido da atividade operacional		
Equivalência patrimonial	5	(24.030)
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		-
Ato constitutivo de 9 de março de 2010 (*)		-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		-
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa		-
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		-
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício (*)		-
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa (*)		-

(*) Houve a integralização de capital de R$80,00, arredondada para zero na apresentação em milhares de reais.

As notas explicativas anexas são parte integrante das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO INDIVIDUAL DOS VALORES ADICIONADOS PARA O PERÍODO DE VINTE E NOVE DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Set-10
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		
Resultado de equivalência patrimonial	4	24.030
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		24.030
Remuneração de capitais próprios:		
Lucro retido	5	24.030
		24.030

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS PARA O PERÍODO DE SEIS MESES E VINTE E TRÊS DIAS
FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais – R$, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES SOBRE QGEP PARTICIPAÇÕES S.A. E A OFERTA

As demonstrações financeiras individuais da QGEP Participações S.A. (a "Companhia", "Emissora" ou "QGEPP") para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 foram preparadas em conexão com a oferta pública inicial (a "Oferta") de ações da QGEPP, cujas subsidiárias Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP") e Manati S.A. ("Manati") são sucessoras nas operações de exploração e produção ("E&P") da empresa Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG"). As atividades de E&P são regulamentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP").

Os contratos de concessão estão sendo transferidos para QGEP, aguardando ainda a anuência da ANP. A Administração entende que esta aprovação depende apenas do atendimento a algumas formalidades e, portanto, não representa impeditivo para continuidade da Oferta.

Reestruturação societária da QGOG

Até 1° de julho de 2010, a QGOG possuía dois segmentos de negócios, E&P e a prestação de serviços, conforme abaixo:

- Operações de E&P são representadas por oito blocos exploratórios localizados em bacias *offshore* da Plataforma Continental Brasileira, pela concessão referente ao Campo de Coral pertencente à controlada BS-3 e pelo investimento na Manati, cujos resultados estarão incluídos nas demonstrações financeiras da companhia QGEPP e são representados pelos resultados auferidos pela produção de gás do campo de Manati.

- Operações de Serviços representam os serviços prestados nas plataformas de petróleo.

Em 2 de julho de 2010, a QGOG dá início ao processo de reestruturação societária visando à criação de uma nova companhia composta somente pelo segmento de E&P; ou seja, as atividades de exploração & produção e de prestação de serviços foram segregadas em duas empresas distintas: a nova entidade Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP") e a já existente QGOG, respectivamente.

A Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.("QGEP") foi constituída em 16 de outubro de 2009 com a razão social Chania Participações S.A., posteriormente alterada em 14 de maio de 2010 para Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e permaneceu sem atividades até quando a QGOG aportou os ativos líquidos referente as atividades de E&P, passando esta última ser sua subsidiária integral.

A QGEP tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Em 2 de julho de 2010, a QGOG aportou na QGEP o acervo líquido, avaliado pelo custo histórico contábil, compreendendo ativos e passivos relacionados ao segmento de negócio de E&P no montante de R$523.505.

Informações sobre a Emissora

A Emissora foi constituída em 9 de março de 2010 com a razão social Latina Participações S.A., posteriormente alterada em 2 de setembro de 2010 para a QGEP Participações S.A.. Permaneceu sem atividades até esta data, quando a QGOG aportou na QGEPP a totalidade de seu investimento na QGEP, passando esta última ser sua subsidiária integral.

A QGEPP tem como principal objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Em 2 setembro de 2010 a QGOG aportou capital na QGEPP, sua subsidiária integral, também avaliado pelo custo histórico contábil, compreendendo o investimento da QGEP no montante de R$558.197.

Como parte do processo de reestruturação, através da AGE realizada em 29 de setembro de 2010, a QGOG reduziu seu capital de forma que o investimento na QGEPP passou a ser detido diretamente pela Queiroz Galvão S.A. ("QG"), controladora integral de ambas as Companhias.

Após concluída a reestruturação societária, a QGEPP irá realizar a oferta pública de ações no mercado brasileiro, com registro na CVM, e com esforços de venda no exterior seguindo os normativos previstos pela *Securities and Exchange Comission* ("SEC") para ofertas não registradas.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia foi criada em 9 de março de 2010, portanto as demonstrações financeiras refletem o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 e, portanto, não há apresentação de demonstrações comparativas do período anterior. Além disso, a Companhia permaneceu dormente até 2 de setembro de 2010, quando houve o aporte da investida da QGEP, portanto a demonstração do resultado individual reflete o período de vinte nove dias findo em 30 de setembro de 2010.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras individuais estão definidas a seguir.

Base de apresentação

As demonstrações financeiras individuais estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas por intermédio das Leis n^{os} 11.638/2007 e 11.941/2009, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), emitidos em 2009 e 2010, aprovados por resoluções do CFC, e de acordo com normas da CVM.

Esse processo de convergência abrange duas etapas: (i) a primeira foi desenvolvida em 2008, com a emissão, por parte do CPC, de 14 Pronunciamentos e uma orientaçãos; (ii) a segunda, que até a data de aprovação destas demonstrações financeiras contempla a edição dos CPCs 15 a 40 e outras interpretações e orientações diversas, cuja adoção obrigatória definida por parte dos órgãos reguladores é para os exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2010.

Essas alterações na legislação contábil brasileira foram adotadas pela Companhia na preparação das suas demonstrações financeiras referentes ao período de seis meses e vinte e nove dias findo em 30 de setembro de 2010.

Demonstrações Financeiras Consolidadas

A Companhia está apresentando em separado destas demonstrações financeiras individuais, suas demonstrações financeiras consolidadas referentes ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010, preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standard Boarding – IASB* e práticas contábeis adotadas no Brasil.

Não existe diferença entre o patrimônio líquido, os resultados abrangentes, os fluxos de caixa e valores adicionados aqui apresentados para 30 de setembro de 2010 e os correspondentes valores apresentados em separado nas Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia para a mesma data e período.

Resumo das principais práticas contábeis:

2.1 Investimentos

São avaliados pelo método da equivalência patrimonial, os investimentos em controladas, em coligadas (aqueles nos quais a administração tem influência significativa), e em outras sociedades que façam parte de um mesmo grupo ou estejam sob controle comum. Outros investimentos que não se enquadrem nas categorias acima são avaliados pelo custo de aquisição, deduzido de provisão para perda de investimentos, quando aplicável.

2.2 Avaliação do valor recuperável dos ativos

Os investimentos e, quando aplicável, outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando aplicável, quando houver perda, decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício. Em 30 de setembro de 2010, não havia indicativos de perda do valor contábil dos referidos ativos.

2.3 Apuração do resultado

O resultado é reconhecido quando realizado, seguindo o regime contábil de competência.

2.4 Moeda funcional

A moeda funcional da QGEPP é a moeda corrente do Brasil - real (R$), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico primário que a Companhia opera. As demonstrações financeiras individuais estão sendo apresentadas em reais que é a moeda funcional definida pela Administração.

2.5 Principais julgamentos e estimativas contábeis

A preparação das demonstrações financeiras se baseia em estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para contingências e expectativa de realização dos ativos, principalmente o investimento.

3. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Não existem saldos e transações com partes relacionadas no período apresentado.

No decorrer do período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 não ocorreram pagamentos a administradores, pois estes são remunerados por outras empresas do Grupo. Não foi registrada provisão para reembolso, pois estas despesas não serão cobradas.

4. INVESTIMENTOS

Em 2 de setembro de 2010, a Companhia recebeu o aporte de 100% de participação no capital da QGEP em troca da emissão de ações em favor da QGOG no montante de R$558.197.

Conforme mencionado acima, a Companhia possuía em 30 de setembro de 2010 participação integral no capital da QGEP a qual é controladora integral da Manati S.A.

	Participação %	
Companhias controladas	Direta	Indireta
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	100	-
Manati S.A.	-	100

Os dados dos investimentos para cálculo de equivalência patrimonial na controlada direta QGEP, são reemitidos a seguir:

	QGEP
Quantidade de ações ordinárias	52.351.296
Percentual de participação direta	100%
	R$
Capital social	523.506
Patrimônio líquido	582.227
Resultado do período (a)	58.721

Movimentação do investimento da QGEP na controlada direta QGEP:

	R$
Integralização de capital em 2 de setembro de 2010	558.197
Equivalência patrimonial	24.030
Saldo em 30 de setembro de 2010	582.227

(a) Considera o resultado líquido das atividades da QGEP para o período de nove meses em 30 de setembro de 2010 incluindo o período o qual a QGEP ainda não era investida da Companhia. O resultado apurado pela investida no período de vinte nove dias findo em 30 de setembro de 2010 foi de R$24.030.

5. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 30 de setembro de 2010 é de R$558.197, dividido em 55.819.766 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal. A composição do capital social realizado em 30 de setembro de 2010 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações ordinárias	% de participação	Capital
Queiroz Galvão S.A.	55.819.762	100	558.197
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	1	-	-
Ricardo de Queiroz Galvão	1	-	-
Mauricio José de Queiroz Galvão	1	-	-
Roberto de Queiroz Galvão	1	-	-
Total	55.819.766	100	558.197

ii. Reserva legal

É constituída à razão de 5% do lucro líquido do exercício social, em conformidade com o artigo 193 da Lei nº 11.638/07, até o limite de 20% do capital social.

iii. Dividendos

Aos acionistas é assegurada, anualmente, a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 3% do lucro líquido do exercício, após a destinação de 5% para a reserva legal.

iv. Lucro líquido por ação

	Set-10
Lucro líquido do período	24.030
Número de ações	7.858.191
Lucro por ação – em Reais	3,06

6. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia não possui instrumentos financeiros. Adicionalmente, a Companhia não possui opções, *swaptions*, *swaps* com opção de arrependimento, opções flexíveis, derivativos embutidos em outros produtos, operações estruturadas com derivativos e "derivativos exóticos". A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos de nenhuma natureza com propósitos de especulação.

7. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 28 de outubro de 2010, as demonstrações financeiras individuais foram aprovadas e autorizadas pela Diretoria para divulgação no prospecto de oferta pública inicial de ações da QGEPP.

8. EVENTO SUBSEQUENTE

Alteração dos dividendos mínimos

Em 26 de outubro de 2010, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas deliberou, dentre outros, a aprovação do novo estatuto social da Companhia o qual prevê que o novo dividendo mínimo obrigatório será de 0,001% do lucro líquido ajustado, calculado de acordo com o que dispõe o artigo 202 da Lei das S.A..

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

As Demonstrações financeiras consolidadas da Companhia relativas ao período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010 e respectivo parecer dos auditores independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

QGEP Participações S.A.

Demonstrações Financeiras Consolidadas
Referente ao Período de Seis Meses e Vinte e
Três Dias Findo em 30 de Setembro de 2010

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Diretores e Acionistas da
QGEP Participações S.A.
Rio de Janeiro – RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial consolidado da QGEP Participações S.A. ("Companhia"), levantado em 30 de setembro de 2010 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado abrangente referente ao período de vinte e nove dias, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa referentes ao período de seis meses e vinte e três dias, ambos findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras.

2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Companhia e suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Companhia e suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações financeiras consolidadas tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da QGEP Participações S.A. em 30 de setembro de 2010, os seus resultados abrangentes referentes ao período de vinte e nove dias, e as mutações do patrimônio líquido e os fluxos de caixa referentes ao período de seis meses e vinte e três dias, ambos findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB* e práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Examinamos, também, a demonstração consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao período de vinte e nove dias findo em 30 de setembro de 2010, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e apresentadas como demonstração financeira obrigatória, conforme requerido pela legislação societária brasileira para companhias abertas e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

5. Conforme mencionado na nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras consolidadas, até a presente data, a transferência dos contratos de concessão de exploração de gás natural da Companhia Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG") para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A ("QGEP"), controlada da Companhia, ainda está sob avaliação para anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"). A Administração avalia que este fato não representa impeditivo para continuidade do processo em andamento de Oferta Pública Inicial da Companhia.

Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2010

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" RJ

Antônio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 065.976/O-4

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota Explicativa	Set-10
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	4	240.362
Contas a receber	5	86.715
Impostos e contribuição a recuperar	8.1	1.092
Outros		377
Total do ativo circulante		328.546
NÃO CIRCULANTE		
Realizável a longo prazo:		
Caixa restrito	7	48.992
Impostos a recuperar	8.1	59
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.4	2.091
Imobilizado	9	722.131
Intangível	10	25.572
Total do ativo não circulante		798.845
TOTAL DO ATIVO		1.127.391

PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	11	15.260
Impostos e contribuição a recolher	8.2	29.223
Remuneração e obrigações sociais		138
Empréstimos e financiamentos	12	154.458
Dividendos	6	2.750
Instrumentos financeiros derivativos	15	3.643
Outros		12.825
Total do passivo circulante		218.297
NÃO CIRCULANTE		
Contas a pagar - partes relacionadas	6	1.357
Empréstimos e financiamentos	12	228.827
Provisão para abandono	14	96.683
Total do passivo não circulante		326.867
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social integralizado		558.197
Lucros acumulados		24.030
Total do patrimônio líquido		582.227
TOTAL DO PASSIVO		1.127.391

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DO RESULTADO
PARA O PERÍODO DE VINTE E NOVE DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Set-10
RECEITA LÍQUIDA	16	36.579
CUSTOS OPERACIONAIS	17.1	(10.567)
LUCRO BRUTO		26.012
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS		
Gerais e administrativas	17.2	(3.177)
Custos exploratórios para a extração de petróleo e gás	18	(1.185)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		21.650
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	19	6.407
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		28.057
Imposto de renda e contribuição social	8.3	(4.027)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		24.030
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO POR AÇÃO		3,06

(*) Além do lucro do período, não existiram outros resultados abrangente. Desta forma, a Companhia não está apresentando a demonstração do resultado abrangente.

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA O PERÍODO DE SEIS MESES E VINTE E TRÊS DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Capital social integralizado	Lucros acumulados	Total
ATO CONSTITUTIVO EM 9 DE MARÇO DE 2010 (*)		-	-	-
Integralização de capital conforme AGE de 2 de setembro de 2010		558.197	-	558.197
Lucro líquido do período de 28 dias		-	24.030	24.030
SALDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2010	22	558.197	24.030	582.227

(*) Integralização de capital de R$80,00 arredondado para zero em função da apresentação em milhares de reais.

As notas explicativas anexas são parte integrante das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA O PERÍODO DE SEIS MESES E VINTE E TRÊS DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Set-10
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro líquido do período		24.030
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:		
Amortização	9	8.538
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.3	341
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos e resultado de swap		1.770
Provisão para imposto de renda e contribuição social	8.3	3.686
Variação cambial sobre provisão para abandono	14	(3.527)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:		
Contas a receber		(4.281)
Impostos e contribuição a recuperar		277
Redução dos demais grupos do ativo		865
Aumento (redução) nos passivos operacionais:		
Fornecedores		(1.421)
Impostos a recolher		1.413
Juros pagos	12	(1.997)
Imposto de renda e contribuição social pagos		-
Empresas ligadas		56
Redução dos demais grupos do passivo		(1.538)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		28.212
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Aplicações financeiras - Caixa restrito	7	(1.545)
Adições ao imobilizado	9	(3.443)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(4.988)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Pagamento de financiamentos	12	(6.475)
Caixa líquido da investida QGEP recebida no acervo líquido ingralizado por acionistas	1	223.613
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento		217.138
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa		240.362
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	4	-
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	4	240.362
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa		240.362

As notas explicativas anexas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DO VALOR ADICIONADO
PARA O PERÍODO DE VINTE E NOVE DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais)

	Nota Explicativa	Set-10
RECEITAS		
Vendas gás e serviços	16	47.375
Receitas relativas à construção de ativos próprios		272
		47.647
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		
Custo da produção de gás e dos serviços prestados		610
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		612
		1.222
VALOR ADICIONADO BRUTO		46.425
DEPRECIAÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	9	8.538
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE		37.887
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		
Receitas financeiras	19	2.693
		2.693
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		40.580
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO		
Pessoal:		
Remuneração direta	17	2.443
Benefícios		11
F.G.T.S.		7
Impostos, taxas e contribuições:		
Federais		6.825
Estaduais		5.347
ANP (Bônus e aluguel de área)		5.356
Remuneração de capitais de terceiros:		
Juros		5.889
Aluguéis		3
Despesas bancárias		15
Variações monetárias/cambiais		(9.618)
Gastos com exploração - Imobilizado		272
Remuneração de capitais próprios:		
Lucros retidos		24.030
		40.580

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS PARA O PERÍODO DE SEIS MESES E VINTE E TRÊS DIAS FINDO EM 30 DE SETEMBRO DE 2010
(Em milhares de reais – R$, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

As demonstrações financeiras consolidadas da QGEP Participações S.A. (a "Companhia", "Emissora" ou "QGEPP") para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de Setembro de 2010 foram preparadas em conexão com a oferta pública inicial (a "Oferta") de ações da QGEPP, cujas subsidiárias, Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. ("QGEP") e Manati S.A. ("Manati") são sucessoras nas operações de exploração e produção ("E&P") da empresa Queiroz Galvão Óleo e Gás ("QGOG"). As atividades de E&P são regulamentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP").

Os contratos de concessão estão sendo transferidos para a QGEP, aguardando ainda a anuência da ANP. A Administração entende que esta aprovação depende apenas do atendimento a algumas formalidades e, portanto, não representa impeditivo para continuidade da Oferta.

Informações sobre a Emissora (informações operacionais não auditadas)

A QGEPP foi constituída em 9 de março de 2010 com a razão social Latina Participações S.A., posteriormente alterada em 2 de setembro de 2010 para QGEP Participações S.A. e permaneceu sem atividades até esta data, quando a QGOG aportou na QGEPP a totalidade de seu investimento na QGEP um acervo líquido de R$558.197, passando esta última ser sua subsidiária integral.

A QGEPP tem como principal objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Como parte do processo de reestruturação, através de AGE realizada em 29 de setembro de 2010, a QGOG reduziu seu capital de forma que o investimento na QGEPP passou a ser detido diretamente pela Queiroz Galvão S.A. ("QG"), controladora integral de ambas as Companhias.

Após concluída a reestruturação societária, a QGEPP irá realizar a oferta pública de ações no mercado brasileiro, com registro na CVM, e com esforços de venda no exterior seguindo os normativos previstos pela *Securities and Exchanges Comission* ("SEC") para ofertas não registradas.

Informações sobre as operações da QGEPP

Em 30 de setembro de 2010, a QGEPP apresenta em seu portfólio oito blocos exploratórios localizados em bacias *offshore* da Plataforma Continental Brasileira. Desses, três estão situados na Bacia de Camamu (BM-CAL-5, CAL-M-312 e CAL-372); um na Bacia de Jequitinhonha (BM-J-2) e quatro na Bacia de Santos (BM-S-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77). Dos blocos citados, a QGEP é operadora do bloco BM-J-2 e os demais são operados pela Petrobras.

O Campo de Manati foi desenvolvido através da perfuração de seis poços completados com Árvores de Natal Molhadas (ANM). Eles produzem para uma plataforma fixa de produção (PMNT-1) que escoa o gás através de um gasoduto de 24" de diâmetro e cerca de 125 km de extensão para a estação de tratamento, que especifica o gás e estabiliza o condensado (Estação Geólogo Vandemir Ferreira). Nos últimos nove meses, vem produzindo, em média, seis milhões de metros cúbicos de gás por dia, conforme a demanda do mercado, no entanto possui capacidade de produzir até oito milhões de metros cúbicos de gás por dia e apresenta reservas avaliadas provadas, prováveis e possíveis de 26,5 bilhões de metros cúbicos de gás na Formação Sergi (dados operacionais não auditados).

Como parte dessa reestruturação, em 02 de setembro de 2010 a QGOG aportou na QGEPP o acervo líquido da QGEP, sua subsidiaria integral, avaliado pelo custo histórico contábil, compreendendo ativos e passivos relacionados ao segmento de negócio de E&P no montante de R$558.197, descritos a seguir:

Descrição	2-Set-10
Caixa e equivalente de caixa	223.613
Outros ativos - circulante	85.025
Ativo circulante	308.638
Ativo não circulante	802.755
Total do ativo	1.111.393
Passivo circulante	222.268
Passivo não circulante	330.928
Acervo líquido	558.197
Total do passivo	1.111.393

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas estão definidas a seguir.

Bases de apresentação

As demonstrações financeiras consolidadas da QGEPP foram elaboradas com base nas Normas Internacionais de Relatório Financeiro - "International Financial Reporting Standards – IFRS", emitidas pelo "International Accounting Standards Board – IASB" as quais são consistentes com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças

introduzidas por intermédio das Leis nos. 11.638/2007 e 11.941/2009, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), emitidos em 2009 e 2010, aprovados por resoluções do CFC, e de acordo com normas da CVM.

Demonstrações Financeiras Individuais

A Companhia está apresentando em separado destas demonstrações financeiras consolidadas, suas demonstrações financeiras individuais para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Não existe diferença entre o patrimônio líquido, os resultados abrangentes, os fluxos de caixa e valores adicionados aqui apresentados para 30 de setembro de 2010 e os correspondentes valores apresentados em separado nas Demonstrações Financeiras Individuais da Companhia para a mesma data e período.

Os respectivos períodos comparativos para o balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2009 e para as demonstrações dos resultados, dos resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e dos valores adicionados de 30 de setembro de 2009 não foram apresentados porque a Companhia só foi constituída em 9 de março de 2010, conforme explicado na Nota Explicativa nº 1.

Informação suplementar

A Companhia apresenta, em anexo, como informação suplementar, a Demonstração do Valor Adicionado para o período de vinte e nove dias findo em 30 de setembro de 2010.

Adoção de normas atualizadas e revisadas

A QGEPP adotou todas as normas atualizadas e revisadas e suas interpretações emitidas pelo Conselho de Pronunciamentos Internacionais de Contabilidade "*International Accounting Standards Board* (IASB)", que são relevantes para as operações de E&P.

Adoção antecipada de normas e interpretações

A QGEPP optou por adotar antecipadamente o IAS 1 (revisada em abril/2009), "Apresentação de Demonstrações Financeiras", cujas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 01 de janeiro de 2011.

Novos pronunciamentos contábeis e revisão de normas ainda não adotados

O IASB emitiu atualizações aos pronunciamentos contábeis durante o ano de 2009 e 2010, que incluem novas alterações aos Pronunciamentos Internacionais (IFRS's, IAS's e IFRIC's).

Até 30 de setembro de 2010, os seguintes pronunciamentos descritos abaixo foram emitidos, mas não eram exigidos até suas datas de efetividade, portanto, a QGEPP não optou pela adoção antecipada.

- Em junho de 2007, o IFRC emitiu o IFRIC 13, "Programas de Fidelização". O IFRIC fornece orientações para o reconhecimento de incentivos para os clientes nas demonstrações financeiras. O IFRIC 13 determina que essas operações devem ser contabilizadas como um componente de venda identificável, com a importância recebida ou a receber alocada entre os prêmios concedidos e outros componentes da venda. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- IFRIC 14 - Adiantamentos de Exigências Mínimas de Recursos - foi revisado para expandir as circunstâncias em que um ativo pode ser reconhecido. Ela exige agora que, se há uma exigência mínima de recursos para contribuições relacionadas a serviços futuros e uma entidade realiza adiantamentos dessas contribuições, o valor que é reconhecido como ativo é a soma de: (a) qualquer valor que reduza a contribuição de exigência mínima de recursos futuros para aplicação em serviços futuros, pelo fato da entidade ter realizado um adiantamento; e (b) os custos de serviços futuros estimados em cada período menos as contribuições de exigências mínimas de recursos estimados que seriam exigidas para serviços futuros naquele período se não houvesse adiantamento dessas contribuições descritas em (a), sujeitas a um mínimo de zero. O limite sobre o valor que pode ser calculado sobre (b) foi incluído a fim de que o benefício econômico disponível como uma redução nas contribuições futuras (e, portanto, o valor do ativo reconhecido) seja, pelo menos, correspondente ao valor de qualquer adiantamento. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 1° de janeiro de 2011 ou após, sendo a adoção prévia permitida. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- IFRIC 19 - O Comitê de Interpretação das Normas Contábeis Internacionais (IFRIC) publicou o IFRIC 19 (Extinguindo passivos financeiros com instrumentos patrimoniais), aplicável quando uma entidade renegocia as condições de um passivo financeiro e, como resultado, emite seus próprios instrumentos patrimoniais ao credor para liquidar o passivo financeiro no todo, ou em parte. Essas situações são comumente referidas como débitos para *swaps* patrimoniais ou "trocas patrimoniais". Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais iniciando em, ou após, 1° de julho de 2010. A Administração entende que a aplicação dessa norma não terá efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

- IAS 1 – Em Maio de 2010 o IAS 1 (Apresentação das Demonstrações Contábeis) foi revisado, objetivando incluir a apresentação de mudanças no Patrimônio Líquido. O pronunciamento determina que a análise dos itens de Outros Resultados Abrangentes (*Other Comprehensive Income*) poderia ser apresentada na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido ou em uma demonstração própria separadamente. Essas alterações estão em vigor para os *períodos* anuais iniciados em ou após 1° de janeiro de 2011, com adoção antecipada permitida. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- IAS 24 - O IASB emitiu uma versão revisada do IAS 24 - Divulgações de partes relacionadas. O presente sucede duas minutas emitidas em fevereiro de 2007 e dezembro de 2008. Em alteração significativa ao IAS 24 existente, a norma revisada

fornece isenção parcial de divulgações de partes relacionadas a entidades controladas pelo Governo. Em outras questões, as alterações são limitadas à simplificação da definição de uma parte relacionada a fim de esclarecer o significado pretendido e eliminar inconsistências. As principais alterações da versão anterior do IAS 24 são as seguintes: (i) Agora a norma exige a divulgação de compromissos e esclarece que isso se aplica às demonstrações contábeis consolidadas de uma controladora, associada ou investidora e às demonstrações financeiras individuais de uma entidade. (ii) Isenção parcial para entidades relacionadas ao Governo. A alteração mais significativa é em relação às entidades relacionadas ao Governo. Uma entidade relacionada ao Governo é definida como: "... uma entidade que é controlada, controlada em conjunto ou significantemente influenciada por um Governo." A norma isenta uma entidade relatada relacionada ao Governo de divulgar as operações com partes relacionadas e saldos em aberto, incluindo os compromissos com: (a) um Governo que detém controle, controle conjunto ou influência significativa sobre a entidade relatada; e (b) outra entidade que seja uma parte relacionada porque o mesmo Governo detém controle, controle conjunto ou influência significativa sobre as duas, entidade relatada e a outra entidade. Essas alterações estão em vigor para os períodos anuais com início em 1º de janeiro de 2011, com aplicação retrospectiva. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- IAS 34 - O IASB emitiu uma versão revisada do IAS 34 (Relatórios Intermediários). O presente tem como assunto o Conteúdo de um Relatório de "Ínterim" – e*ventos e trans*ações significativos. Esse aditamento enfatiza a abertura de notas explicativas referentes a eventos e transações significativas que sejam atualizações de informações apresentadas no relatório anual mais recente. O IAS 34 é mais específico sobre eventos e transações significativos em que a abertura de nota explicativa é exigida, e orientações foram adicionadas em atendimento às exigências relacionadas a instrumentos financeiros. Data de efetividade e transição: períodos anuais iniciados em ou após 1° de janeiro de 2011, com adoção antecipada permitida.

- Em novembro de 2009, o IASB emitiu o IFRS 9, "Instrumentos Financeiros", como o primeiro passo em seu projeto para substituir o IAS 39, "Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração". O IFRS 9 introduz novos requisitos para a classificação e mensuração de ativos financeiros. Esses requisitos devem ser aplicados a partir de janeiro de 2013, com a adoção anterior permitida inclusive para 2009. O IASB pretende expandir IFRS 9, durante 2010, para adicionar novos requisitos para a classificação e mensuração dos passivos financeiros, de retirada de instrumentos financeiros, o prejuízo e contabilização de "*hedge*". Até o final de 2010, o IFRS 9 será um substituto para o IAS 39 - obrigatório para 2013 e opcional nos anos anteriores. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações.

- Em outubro de 2007, o IASB revisou o "IFRS 7 – Instrumentos financeiros: Divulgação", que aprimora as exigências de divulgação para transferência de ativos financeiros. Esta revisão estará em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1° de julho de 2011. A Administração da Companhia ainda está avaliando o potencial impacto da adoção dessas alterações em suas divulgações.

Informações do segmento operacional

O IFRS 8 requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da entidade que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões (*"chief operating decision maker"*), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances.

Administração efetuou a análise e concluiu que a QGEPP opera com um único segmento E&P. Adicionalmente, a receita líquida é substancialmente derivada de transações com a Petrobras no Brasil.

Resumo das principais práticas contábeis:

2.1 Caixa e equivalentes de caixa

Estão representados por caixa, contas bancárias disponíveis e aplicações financeiras, constituídos de títulos de alta liquidez, conversíveis em caixa e com riscos insignificantes de mudança de valor.

Caixa compreende numerário em espécie e depósitos bancários disponíveis e equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de alta liquidez, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento original de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação.

2.2 Contas a receber

Os valores a receber de clientes são demonstrados ao seu valor de realização, os quais são registrados com base nos valores nominais reduzidos, quando aplicável, de provisão para créditos de liquidação duvidosa. Pelo fato das contas a receber serem liquidadas normalmente em um prazo médio aproximado de 40 dias, os valores contábeis representam substancialmente os valores justos na data do balanço.

2.3 Ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os ativos e passivos circulantes e não circulantes são demonstrados pelos valores de realização e/ou exigibilidade, respectivamente, e contemplam as variações monetárias ou cambiais, bem como os rendimentos e encargos auferidos ou incorridos, quando aplicável, reconhecidos em base *pro rata temporis* até a data do balanço.

2.4 Imobilizado

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos usados na formação de ativos qualificáveis (IAS 23 - Custos de Empréstimos) deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

Os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás são registrados pelo método dos esforços bem-sucedidos (successful efforts). Esse método determina que os gastos de desenvolvimento de todos os poços de produção e dos poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, sejam capitalizados, enquanto os custos de geologia e de geofísica, custos com poços secos e os vinculados às reservas não comerciais sejam registrados no resultado, quando incorridos. Os gastos com perfuração de poços (Drilling Costs) onde as avaliações de viabilidade, não foram concluídas, permanecem capitalizados até a sua conclusão.

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção de gás natural no Campo de Manati são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externos de acordo com padrões internacionais e revisadas anualmente ou quando há indicação de alteração significativa.

De acordo com o IAS 36 - Impairment of Assets ("Redução ao Valor Recuperável de Ativos"), os itens do ativo imobilizado que apresentam sinais de que seus custos registrados são superiores aos seus valores de recuperação são revisados detalhadamente para determinar a necessidade de provisão para redução do saldo contábil a seu valor de realização. A Administração da QGEPP não identificou mudanças de circunstâncias ou sinais de obsolescência tecnológica, bem como evidências de que seus ativos corpóreos utilizados em suas operações não são recuperáveis perante seu desempenho operacional e financeiro, e concluiu que, para 30 de setembro de 2010, não existia necessidade de registrar qualquer provisão para perda em seus ativos imobilizados.

Os juros e demais encargos financeiros calculados sobre os passivos relativos a aquisições do ativo imobilizado foram capitalizados como custos desses ativos até o início de suas operações (fase de produção/operação).

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

2.5 Intangível

A Companhia apresenta, em seu ativo intangível, os gastos com direitos e concessões que incluem, basicamente, os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural e são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;

- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;

- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;

- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

De acordo com essa avaliação, efetuada para o período de seis meses e vinte e três dias findo em 30 de setembro de 2010, a Administração entende que não existe a necessidade de efetuar provisão para realização nesses ativos exploratórios na referida data.

2.6 Avaliação do valor recuperável dos ativos

Os bens do imobilizado, intangível e, quando aplicável, outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando aplicável, quando houver perda, decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício. Em 30 de setembro de 2010 não havia indicativos de perda do valor contábil dos referidos ativos.

2.7 Abandono de poços e desmantelamento de áreas

A obrigação futura com abandono de poços e desmantelamento de área de produção é registrada com base em informações fornecidas pelo operador dos campos e registrada integralmente no momento da declaração de comercialidade de cada campo, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (Nota 14).

A provisão para abandono é revista anualmente pelo operador, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e as variações cambiais apuradas são alocadas diretamente no resultado.

2.8 Financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data do balanço.

Os financiamentos em moeda estrangeira foram convertidos para reais pelas taxas de câmbio vigentes nas datas das demonstrações financeiras.

2.9 Provisão para contingências

As provisões para contingências são constituídas para os riscos contingentes com expectativa de "perda provável", com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos contingentes com expectativa de "perda possível" são divulgados pela Administração, mas não registrados.

2.10 Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência. As receitas de vendas são reconhecidas quando da transferência da propriedade e dos riscos a terceiros.

2.11 Receita de dividendos

A receita de dividendos de investimentos é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido (desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade).

2.12 Imposto de renda e contribuição social

Esses impostos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicável.

O ativo de imposto de renda e a contribuição social diferidos é reconhecido somente até o montante que possa ser considerado como de realização provável.

2.13 Incentivos fiscais

Por estar localizada na área de abrangência da SUDENE, a sua controlada Manati, detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicionais calculados com base no lucro da exploração durante 10 anos, começando a mesma a usufruir deste benefício desde 2008. Os valores apropriados no resultado na despesa de imposto de renda representam 25% da alíquota estatutária e os valores dos incentivos fiscais são destinados à reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

2.14 Instrumentos financeiros

São reconhecidos na data da negociação na qual a compra ou venda ocorrem mediante termos contratuais e requerem entrega dentro dos prazos estabelecidos pelo mercado. Instrumentos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido dos custos de transação diretamente atribuíveis, com exceção dos instrumentos financeiros que sejam reconhecidos pelo valor justo através de resultado.

Todos os instrumentos financeiros são avaliados ao valor justo ou custo amortizado.

Os instrumentos financeiros estão classificados de acordo com as categorias especificadas: "mensurados pelo valor justo por meio do resultado", "investimentos mantidos até o vencimento" e "disponíveis para venda" e "empréstimos e recebíveis". A classificação depende da natureza e da finalidade dos recursos financeiros e é determinada no momento do reconhecimento.

2.15 Moeda funcional

A moeda funcional da QGEPP é a moeda corrente do Brasil - real (R$), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico primário que a Companhia opera. As demonstrações financeiras consolidadas estão sendo apresentadas em reais que é a moeda funcional definida pela administração.

2.16 Principais julgamentos e estimativas contábeis

A preparação das demonstrações financeiras se baseia em estimativas e julgamentos para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para contingências, amortização do ativo imobilizado e intangível com base nas reservas provadas, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social.

3. CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras consolidadas da QGEPP incluem:

- As demonstrações financeiras da controladora QGEPP (desde 9 de março de 2010)
- as demonstrações financeiras da QGEP (a partir de 2 de setembro de 2010)
- a participação indireta na controlada integral Manati (a partir de 2 de setembro de 2010)

Na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas merecem destaque os seguintes aspectos:

(a) A controladora e sua controlada adotam práticas contábeis uniformes para o registro de suas operações e avaliação dos elementos patrimoniais; e

(b) Os saldos das contas patrimoniais e o resultado das transações entre a controladora e sua controlada foram devidamente eliminados na consolidação.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Set-10
Caixa e bancos	509
Aplicações financeiras	239.853
Total	240.362

As aplicações financeiras possuem liquidez imediata. Referem-se a operações de renda fixa, indexadas à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI") e Certificados de Depósitos Bancários ("CDB"). Essas aplicações foram contratadas junto ao Banco do Nordeste do Brasil (BNB) e no Banco Bradesco para o período apresentado.

5. CONTAS A RECEBER

A Manati tem um contrato de longo prazo para fornecimento de um volume mínimo de gás à Petrobras, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual. Os saldos de contas a receber referem-se a operações basicamente de venda de gás com a Petrobras, os quais historicamente não possuem inadimplência ou atrasos. Não foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa, pois o contas a receber é composto apenas de saldo a vencer com prazo médio de recebimento de, aproximadamente, 40 dias.

6. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os detalhes a respeito das transações com partes relacionadas estão apresentadas a seguir:

	Set-10
Dividendos a Pagar – QG S.A (a)	2.750
Contas a Pagar - QGOG S.A (b)	1.357
Despesas Gerais e Administrativas (b)	1.961

(a) Refere-se a dividendos a pagar para a controladora QG S.A., oriundo das operações de E&P da QGOG.

(b) Decorrente de prestação de serviços administrativos que a QGOG prestou à Manati e a QGEP. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, sem a incidência de encargos financeiros e sem prazo de liquidação definido.

Os empréstimos bancários das instituições financeiras BNB, IFC e BNDES possuem garantia corporativa até a liquidação dos mesmos (Nota 12).

Remuneração dos administradores

A remuneração total (salários e participação nos lucros) do pessoal-chave da administração está apresentada conforme quadro abaixo:

	Set-10
Remuneração do período	1.402

Não são concedidos benefícios pós-empregos, benefícios de rescisão de contrato de trabalho, pagamentos baseados em ações ou outros benefícios de longo prazo.

7. CAIXA RESTRITO

	Set-10
Fundo da provisão de abandono	1.545
Aplicação financeira – conta reserva	47.447
Total	48.992

O caixa restrito da controlada Manati é composto por saldos de aplicações financeiras destinadas apenas ao serviço da dívida até seu vencimento (conta reserva) no montante de R$47.447. A conta relativa ao fundo de abandono é referente a operações de renda fixa, indexadas à variação dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI"), integralmente registradas no Banco do Nordeste do Brasil (BNB), e vinculados ao empréstimo captado na mesma instituição juntamente com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) conforme Nota 12.

As aplicações financeiras mantidas para o pagamento da provisão para abandono (fundo de abandono) no montante de R$1.545 (vide nota 14) são integralmente registradas no Banco Bradesco, possui taxa de administração de 0,03% a.a e taxa de *performance* de 3% do que exceder o benchmark. O Benchmark do fundo é 70% da variação cambial mais 30% da variação do CDI.

8. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

8.1 Impostos e contribuições a recuperar

	Set-10
ICMS sobre imobilizado (a)	1.146
PIS/COFINS	5
Total	1.151
Circulante	1.092
Não circulante	59

(a) Créditos registrados na Manati referentes às aquisições destinadas ao ativo imobilizado os quais vêm sendo compensados mensalmente na proporção de 1/48 avos.

8.2 Impostos e contribuições a recolher

	Set-10
ICMS (a)	5.087
Imposto de renda e contribuição social	10.862
PIS/COFINS (a)	7.646
Royalties (b)	3.000
Participação especial (c)	2.600
Outros	28
Total circulante	29.223

(a) Débitos referentes aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati.

(b) Royalties sobre o gás produzido no campo de Manati.

(c) A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui 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, conforme os critérios definidos no Decreto.

8.3 Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	Set-10
Lucro antes da tributação	28.057
Alíquotas oficiais de imposto	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(9.539)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:	
Diferenças permanentes	72
Incentivos fiscais (*)	5.440
Imposto de renda e contribuição social	(4.027)
Alíquota efetiva	14,35%
Imposto de renda/contribuição social diferidos	(341)
Imposto de renda/contribuição social correntes	(3.686)

(*) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações de Manati (vide Nota 2.13).

8.4 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de despesas/provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado, as quais serão deduzidas e/ou adicionadas ao lucro real e à base da contribuição social, em períodos futuros para cálculo dos impostos. Em 30 de setembro de 2010 o saldo de imposto de renda e contribuição social diferidos foi calculado sobre a parcela apropriada ao resultado da provisão para abandono dos poços.

	Diferença temporária
Adições pelo acervo líquido	2.432
Reconhecido no resultado	(341)
Saldo em 30/09/10	2.091

9. IMOBILIZADO

	Taxa de Amortização %	Set-10		
		Custo	Amortização	Líquido
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	120.983	-	120.983
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)	(iii)	16.844	(8.919)	7.925
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	(iii)	791.882	(198.659)	593.223
		929.709	(207.578)	722.131

(i) Gastos com exploração em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando a conclusão do processo exploratório.

(ii) Referente a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, o qual já está em fase de produção.

(iii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (Nota 20(b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.

CUSTO	Gastos com exploração de recursos naturais – em andamento	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	Total
(+) Adições pelo acervo líquido	120.702	16.844	788.720	926.266
(+) Adições do período	281	-	3.162	3.443
Saldo em 30/09/2010	120.983	16.844	791.882	929.709

AMORTIZAÇÃO	Amortização gastos com exploração	Amortização gastos com desenvolvimento	Total
(+) Adições pelo acervo líquido	(8.761)	(190.279)	(199.040)
(+) Adições do período	(158)	(8.380)	(8.538)
Saldo em 30/09/2010	(8.919)	(198.659)	(207.578)

10. INTANGÍVEL

Em 30 de setembro de 2010, os bônus de assinatura, no montante de R$25.572, correspondem aos gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP os quais não estão sendo amortizados, pois referem-se a áreas de concessão em fase exploratória.

11. FORNECEDORES

Refere-se principalmente a contas a pagar a operadora Petrobras referente a custos de produção e gastos exploratórios.

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Os empréstimos e financiamentos destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de exploração, avaliação e/ou desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural e dispêndio de capital normal para a perfuração e outros serviços relacionados às atividades fins da Companhia.

	Set-10	Encargos	Garantia	Forma de Pagamento	Vencimento
Moeda Estrangeira					
IFC – A – US$ (a)	11.469	Libor (a) + 1.75% a.a.	Fiança (b)	semestral	Nov/11
IFC – C – US$	17.574	10.29% a.a.- 11.48% a.a.	Fiança (b)	semestral	Nov/11
Banco do Brasil	84.887	Libor + 1.5% a.a.	Carta de crédito bancaria	Único	Dez/10 (d)
Total em moeda estrangeira	113.930				
Moeda Nacional					
BNDES	118.044	TJLP +3.5% a.a.	Fiança (e) penhor ações Manati	Mensal	Set/15
BNB	151.311	10% p.a. (c)	Fiança (e) penhor ações Manati	Mensal	Set/16
Total em moeda nacional	269.355				
Circulante	154.458				
Não circulante	228.827				
Total Consolidado:	383.285				

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
BNB - Banco do Nordeste
IFC – International Finance Corporation

Descrição	Set-10
TJLP	6,00%
LIBOR	0,50%

(a) A Companhia optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR) (Nota 22f). Em 30 de setembro de 2010 o empréstimo IFC – A Nº 11268-00 possui um montante de R$ 706 (US$ 417) protegido por esta operação financeira.

(b) Notas Promissórias com Fiança da Queiroz Galvão S.A. (QGSA) sem cobrança de custos.

(c) Sobre os encargos incidentes no financiamento em questão, são aplicados mensalmente Bônus de Adimplência de 15% sobre a taxa efetiva conforme definido contratualmente, desde que as prestações sejam pagas até as datas de vencimento previstas em contrato.

(d) Em 23 de agosto de 2010 foi efetuada a renovação da dívida com alteração da taxa para Libor + 1,5% ao ano e novo vencimento para dezembro de 2010 (Nota 25).

(e) Fiança da QGSA até a assinatura dos contratos acessórios sem cobrança de custos e penhor das ações, direitos creditórios e de reservas da Manati S.A..

Movimentação dos empréstimos

(+) Adição pelo acervo líquido	393.630
(-) Amortização do principal	(6.475)
(+) Adições de juros	2.428
(-) Amortização de juros	(1.997)
(-) Bônus adimplência	(181)
(+/-) Variação cambial	(4.120)
Saldo Final - 30/09/2010	383.285

Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a Administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR), utilizando-se de contrato de derivativo *swap* à taxa fixa de 3,53%. Em 30 de setembro de 2010 o empréstimo IFC – A N° 11268-00 possui um montante de R$417 protegidos por esta operação financeira, com o mesmo valor de referência para o respectivo swap. O vencimento da operação financeira do swap é 15 de novembro de 2010. O valor justo do referido swap soma um montante ativo de R$10 em 30 de setembro de 2010.

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

Vencimentos	Set-10
2011	24.893
2012	51.565
2013	51.565
2014	51.565
2015 em diante	49.239
	228.827

Os contratos de financiamento possuem cláusulas restritivas ("*covenants*") que referem-se basicamente à manutenção de certos índices de liquidez.

As cláusulas restritivas foram analisadas sobre as demonstrações financeiras consolidadas da QGOG e da Manati até 31 de dezembro de 2009. Os empréstimos da QGOG foram transferidos para a QGEP no segundo semestre de 2010, sendo os índices calculados baseado nas demonstrações financeiras desta entidade.

Os *covenants* não financeiros relacionados aos contratos de empréstimo da Manati junto ao BNB e ao BNDES correspondem basicamente à distribuição de dividendos acima de 25%, os quais devem ser autorizados pelos bancos financiadores da Manati. Historicamente todas as solicitações efetuadas foram devidamente atendidas de forma a liberar o excesso de caixa gerado pela Manati para a QGEP.

Em 30 de setembro de 2010, as cláusulas restritivas foram atendidas.

13. CONTINGÊNCIAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos, concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia, consequentemente nenhuma provisão foi constituída no período apresentado nas demonstrações financeiras.

O processo da Manati considerado como perda possível consubstanciada na opinião de assessores legais externos, não foi provisionado nas demonstrações financeiras e se refere a processo cível que busca a reparação de danos ambientais requerida por uma colônia de pescadores. O valor atribuído a ação original foi de R$1 e envolve pedido de: (i) liminar para suspensão das atividades da plataforma até que sejam implementadas medidas necessárias ao reequilíbrio ecológico da região, e (ii) indenização por danos materiais e morais a ser arbitrado pelo Juízo.

14. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas de custos para o respectivo saldo na controlada Manati foram revistas para 31 de dezembro de 2009 pelo operador do bloco (Petrobras). Consequentemente, os saldos ativos e passivos foram ajustados, não afetando o resultado do período. O motivo da revisão e subsequente complemento desta provisão foi a elevação dos custos relacionados, principalmente os referentes aos prestadores de serviço da indústria. Esta revisão foi aprovada pelos participantes do consórcio através da Ata de Reunião do Comitê Operacional da concessão de 14 de setembro de 2009.

Na controlada Manati, os efeitos da variação cambial oriunda da atualização da provisão para abandono definida em moeda estrangeira (US$) são contabilizados diretamente no resultado no período auferido.

Em agosto e setembro de 2010 foram efetuados desembolsos para constituir o fundo de abandono no montante de R$1.545 a ser utilizado pela operadora.

Movimentação da Provisão para Abandono

	Manati
Adições pelo acervo líquido	100.210
Variação cambial do período	(3.527)
Saldos em 30/09/2010	96.683

15. INSTRUMENTO FINANCEIRO DERIVATIVO

O instrumento financeiro derivativo refere-se a operação a termo de moeda sem entrega física (Non Deliverable Forward - NDF) efetuada em 8 de setembro de 2010 com o objetivo de se proteger das variações cambiais do financiamento com o Banco do Brasil em moeda estrangeira, utilizando os mesmos prazos, valor e datas de fechamento cambial esperado do financiamento. O valor base em reais é de R$86.907 equivalente US$50.355, com data de liquidação em 29 de dezembro de 2010. A taxa a termo pactuada entre as partes foi US$1,7669. O valor justo do referido swap soma um montante passivo de R$3.643 em 30 de setembro de 2010.

Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a Administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR), utilizando-se de contrato de derivativo *swap* à taxa fixa de 3,53%. Em 30 de setembro de 2010 o empréstimo IFC – A N° 11268-00 possui um montante de R$706 (US$417) protegidos por esta operação financeira, com o mesmo valor de referência para o respectivo swap (R$1.450 (US$833) em 31 de dezembro de 2009). O vencimento da operação financeira do swap é 15 de novembro de 2010. O valor justo do referido swap soma um montante ativo de R$10 em 30 de setembro de 2010 (R$32 passivo em 2009).

16. RECEITA LÍQUIDA

	Set-10
Receita operacional bruta	47.375
PIS	(762)
COFINS	(3.511)
ICMS	(5.347)
Descontos comerciais	(1.176)
Total de deduções	(10.796)
Receita líquida	36.579

17. CUSTOS OPERACIONAIS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

17.1 Custos operacionais

	Set-10
Custos de extração (*)	3.327
Royalty e participação especial	(5.356)
Amortização	(8.538)
Total	(10.567)

(*) Em setembro de 2010, a Companhia teve recuperação de despesas no montante de R$4.348, oriunda do ressarcimento pelo operador do Campo Manati do *billing* incorrido ao longo do período.

17.2 Despesas gerais e administrativas

	Set-10
Pessoal	(2.460)
Serviços contratados de terceiros	(455)
Outras despesas	(262)
Total	(3.177)

18. CUSTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE ÓLEO E GÁS

O saldo no montante de R$1.185 está relacionado com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços secos ou com reservas não comerciais, entre outros.

19. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Set-10
Juros de aplicações financeiras e outras receitas financeiras	2.693
Juros de empréstimos e financiamentos e outras despesas financeiras	(5.904)
Variações cambiais, líquidas (*)	9.618
Total	6.407

(*) Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e sobre a provisão para abandono.

20. INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS - NÃO AUDITADO

a) Direitos e Compromissos com a ANP

A QGOG possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos, que estão sendo transferidos para QGEP, aguardando ainda a anuência da ANP:

Fase	Bacia	Bloco/Campo	Participação	%
Abandonado	Santos	Coral	Petrobras (operador) BS-3 Norse Energy Brasoil	35 15 35 15
Desenvolvimento e Produção	Camamu	Manati	Petrobras (operador) Manati Rio das Contas (Norse Energy) Brasoil	35 45 10 10
Exploração (estudos de viabilidade econômica)		Camarão Norte		
Exploração	Camamu	BM-CAL-5 Copaiba = 22.5% e Jequitiba = 27.5%	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Óleo e Gás El Paso	51,11 24,45 24,44

	Camamu	CAL-M-312	Petrobras (operador)	60
		CAL-M-372	Queiroz Galvão Óleo e Gás	20
			El Paso	20
	Santos	BM-S-12	Petrobras (operador)	70
			Queiroz Galvão Óleo e Gás	30
	Santos	BM-S-75	Petrobras (operador)	60
		BM-S-76	Queiroz Galvão Óleo e Gás	20
		BM-S-77	Petrogral	20
	Jequitinhonha	BM-J-2	Queiroz Galvão Óleo e Gás (operador)	100

Conforme acima demonstrado, a Petrobras é operador na quase totalidade dos blocos da Companhia. Isto representa um risco de concentração de operações.

Pelos termos dos contratos de concessão, em caso de descoberta e comprovação de jazida comercialmente explorável, a Companhia tem garantido os direitos de explorar, desenvolver e produzir, por um período de 27 anos, petróleo e gás natural nos campos comerciais que venham a ser delimitados dentro dos limites desses blocos. Não existem restrições de preço para a comercialização dos produtos oriundos da exploração dessas áreas.

O quadro a seguir, demonstra os compromissos assumidos pelo atual portfólio de participações em projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural da Companhia:

Bloco/Campo	Garantia para o PEM (% QGEP) MM R$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km²	Royalties	Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais) Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	NA	2000	-	75,650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Camarão Norte	NA	2000	-	16,470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Coral	NA	2000	-	43,915	8,5%	200,00	400,00	2.000,00
BM-S-12	-	2001	1.596	2.058,720	10%	435,52	871,04	4.355,20
BM-CAL-5	-	2001	1.146	341,700	10%	152,43	304,86	1.524,30
BM-J-2	14	2002	855	742,051	10%	174,43	348,86	1.744,30
CAL-M-312	-	2004	205	745,851	10%	239,00	478,00	2.390,00
CAL-M-372	7,2	2004	561	745,031	10%	239,00	478,00	2.390,00
BM-S-75	-	2008	1.511	173,040	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
BM-S-76	3,6	2008	1.472	173,040	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
BM-S-77	10,8	2008	18.226	172,860	10%	779,81	1.559,62	7.798,10
Total	35,6		25.572					

Em 30 de setembro de 2010, a QGEP e a Manati têm compromisso de executar o Programa Exploratório Mínimo ("PEM"), que compreende a perfuração de 7 poços exploratórios, além de reprocessamento e processamentos sísmicos especiais. Caso esse programa exploratório mínimo não seja cumprido, a ANP executará a garantia estipulada. O compromisso está sendo cumprido dentro do período exploratório de cada concessão.

A QGEP e sua controlada têm compromisso de executar o Programa Exploratório Mínimo ("PEM"), que compreende a perfuração de 7 poços exploratórios, além de reprocessamento e processamentos sísmicos especiais, no montante equivalente a R$35.600. O compromisso está sendo cumprido dentro do período exploratório de cada concessão.

A controlada Manati detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de desmantelamento de área. Em 30 de setembro de 2010, o montante da provisão de abandono é de R$96.683 (nota explicativa 14).

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a Manati:

- Royalties – Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. Durante o período de nove meses findo em 30 de setembro de 2010 foram cobrados R$4.145 de royalties referentes à produção do campo Manati. Essas cobranças estão registradas na demonstração do resultado como Custos Operacionais.

- Participação especial – A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui 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, conforme os critérios definidos no Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. Em 30 de setembro de 2010, foi provisionado o montante R$1.211.

- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foram desembolsados os montantes de R$85 registrados na demonstração do resultado como custos operacionais.

b) Informações sobre as reservas (não auditado pelos auditores independentes)

As reservas de gás provadas líquidas da controlada Manati, foram preparadas de acordo com os conceitos definidos pelo *FASB - Accounting Standards Codification*, de acordo com ASC 932 – Atividades Extrativas de Óleo e Gás.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

A estimativa de reservas possui incertezas que são ressalvadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações.

A reserva de gás estimada está apresentada conforme abaixo:

	Reserva Total Campo MMm^3 (não auditado)
Reserva provada estimada em 30/09/2010 (a)	16.447

(a) Baseado em estimativas dos engenheiros de petróleo da Companhia.

As reservas provadas ao final de cada exercício social foram estimadas a partir da reserva certificada em 2007 e deduzidas das produções anuais.

21. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, caixa restrito, contas a receber, créditos com terceiros, fornecedores, empréstimos e financiamentos, e derivativos (*swap*).

A Companhia não possui opções, *swaptions*, *swaps* com opção de arrependimento, opções flexíveis, derivativos embutidos em outros produtos, operações estruturadas com derivativos e "derivativos exóticos". A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, reafirmando assim o seu compromisso com a política conservadora de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa.

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	Set-10	
Ativo financeiro	Valor registrado	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa (i)	240.362	240.362
Caixa restrito (i)	48.992	48.992
Contas a receber (iv)	86.715	86.715
Passivo financeiro		
Empréstimos e financiamentos (iii)	383.285	383.285
Fornecedores (iv)	15.260	15.260
Valor justo por meio do resultado		
Derivativos - swap (ii)	3.643	3.643

Os valores de mercado ("valor justo") estimados pela Administração foram determinados conforme segue:

(i) Representam valores de mercado (valor justo) estimados pela Administração com Nível 1 de grau observável do valor justo, obtidos por preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticas, quando aplicável.

(ii) Representam valores de mercado (valor justo) estimados pela Administração com Nível 3 de grau observável do valor justo, obtidos por meio de técnicos de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não tem como base os dados observáveis de mercado.

(iii) Os valores de mercado dos financiamentos com o BNDES, BNB e IFC, são idênticos aos saldos contábeis uma vez que não existem instrumentos similares com datas de vencimento e taxas de juros comparáveis. O empréstimo com o Banco do Brasil foi renovado próximo ao encerramento do período findo em 30 de setembro de 2010, consequentemente, a Administração da Companhia entende que não existem diferenças significativas para o valor de mercado nesta mesma data base.

(iv) Adicionalmente, os valores relacionados ao saldo de contas a receber e a pagar também não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos não ultrapassar 60 dias.

c) Risco de liquidez

A responsabilidade final pelo gerenciamento do risco de liquidez é do Conselho de Administração, que elaborou um modelo de gestão de risco de liquidez para o gerenciamento das necessidades de captação e gestão de liquidez no curto, médio e longo prazos. A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente a Petrobras. A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, representa um risco de crédito insignificante tendo em visto que a Petrobras é avaliada pelas agências de *rating* como sendo de *Investment Grade, é* controlada pelo Governo Federal e historicamente não possui inadimplência ou atrasos.

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos gerados pelas atividades operacionais para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. Para complementar sua necessidade de caixa para investimento, a Companhia obtém empréstimos e financiamentos junto às determinadas instituições financeiras, substancialmente a taxas de juros de mercado. Os empréstimos são captados com taxas de juros pré-fixadas e variáveis (Taxa Libor e TJLP - Taxa de Juros a Longo Prazo). A estratégia de gerenciamento do risco da taxa de juros da Companhia pode-se utilizar instrumentos financeiros derivativos para reduzir o custo atribuível à volatilidade da taxa variável de LIBOR. Para o empréstimo obtido junto ao IFC, a Administração optou por proteger parte da parcela que sofre oscilações da taxa (LIBOR), utilizando-se de contrato de derivativo *swap* à taxa fixa de 3,53% a.a. Em 30 de setembro de 2010 o empréstimo IFC – A N° 11268-00 possui um montante de R$706 (US$417) protegidos por esta operação financeira, com o mesmo valor de referência para o respectivo swap (R$1.450 (US$833)). O vencimento da operação financeira do swap é 15 de novembro de 2010. O valor justo do referido swap soma um montante ativo de R$10 em 2010.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

	Cenário provável - Deterioração 5%	Cenário I - Deterioração de 25%	Cenário I - Deterioração de 50%
Empréstimos e financiamentos variáveis a LIBOR			
Taxa efetiva anualizada da Libor em 30.09.2010	0,5250%	0,5250%	0,5250%
Taxa anualizada estimada da Libor com base na deterioração calculada	0,5513%	0,6563%	0,7875%
Empréstimos e financiamentos expostos – Principal expresso em R$ mil	96.356	96.356	96.356
Derivativo – Valor nocional expresso em R$ mil	(706)	(706)	(706)
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor nos Empréstimos e financiamentos	25	126	253
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor no derivativo	(0)	(1)	(2)
Efeito líquido no resultado de cada incremento potencial da taxa Libor	25	125	251
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP - R$ mil			
Variação da URTJ:			
Unidade de Referencia da Taxa de Juros de Longo Prazo (URTJ): valor base para indexação do principal de Empréstimos e Financiamentos remunerados pela TJLP em 30.09..2010 – R$mil	1,97408	1,97408	1,97408
Valor base da URTJ estimada com base na deterioração calculada	2,0728	2,4676	2,9611
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP – Principal expresso em URTJ	59.797	59.797	59.797
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	118.044	118.044	118.044
Efeito no resultado de cada incremento potencial da URTJ nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	5.903	29.511	59.020
Empréstimos e financiamentos remunerados pela TJLP - R$ mil			
Variação da TJLP:			
Taxa anual efetiva da TJLP em 30.09.2010 – R$mil	6%	6%	6%
Taxa anual estimada da TJLP com base na deterioração prevista	6,3%	7,5%	9%
Empréstimos e financiamentos em Reais – Principal expresso em R$mil	118.044	118.044	118.044
Efeito no resultado de cada incremento potencial da taxa da TJLP nos Empréstimos e financiamentos – R$mil	354	1.771	3.541

f) Risco de taxa de câmbio

Esses riscos são basicamente provenientes das oscilações das taxas de câmbio sobre a carteira de empréstimos e provisão para abandono, valorizados em moeda estrangeira.

Conforme discutido em Nota 15, em 8 de setembro de 2010, a Companhia efetuou operação a termo de moeda sem entrega física (Non Deliverable Forward - NDF) com o objetivo de se proteger das variações cambiais do financiamento com o Banco do Brasil em moeda estrangeira, utilizando os mesmos prazos, valor e datas de fechamento cambial. O valor base em reais é de R$86.907 equivalente US$50.355, com data de liquidação em 29 de dezembro de 2010. A taxa a termo pactuada entre as partes foi US$1,7669. O valor justo do referido NDF soma um montante ativo de R$3.643 em setembro de 2010.

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

A seguinte tabela de sensibilidade diz respeito a uma variação eventual de receitas ou despesas associadas às operações e cenários estimados, sem considerar seus valores de mercado.

	30 de setembro de 2010				
	Montante em R$	Montante em USD	Cenário provável	Cenário possível (25%)	Cenário remoto (50%)
Dólar			1,80	2,25	2,70
Operação				Reais	
Empréstimos na moeda estrangeira	113.930	67.247	121.045	151.306	181.567
Provisão para abandono	96.683	57.067	102.721	128.401	154.081
Derivativo	(84.887)	(50.104)	(90.188)	(112.735)	(135.282)
Passivos expressos em reais nas respectivas taxas de cambio	125.726	74.210	133.578	166.972	200.366
Efeito no resultado de cada incremento na valorização do USD em relação ao real	N/A	N/A	7.852	41.246	74.640

22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 30 de setembro de 2010 é de R$558.197, dividido em 55.819.766 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal.

A composição do capital social realizado em 30 de setembro de 2010 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações ordinárias	% de participação	Capital
Queiroz Galvão S.A.	55.819.762	100	558.197
Antônio Augusto de Queiroz Galvão	01	-	-
Ricardo de Queiroz Galvão	01	-	-
Mauricio José de Queiroz Galvão	01	-	-
Roberto de Queiroz Galvão	01	-	-
Total	55.819.766	100	558.197

ii. Reserva legal

É constituída à razão de 5% do lucro líquido do exercício social, em conformidade com o artigo 193 da Lei nº 11.638/07, até o limite de 20% do capital social.

iii. Dividendos

Aos acionistas é assegurada, anualmente, a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 3% do lucro líquido do exercício, após a destinação de 5% para a reserva legal.

iv. Lucro líquido por ação

	Set-10
Lucro líquido do período	24.030
Número de ações*	7.858.191
Lucro por ação – em Reais	3,06

*Calculado pela media ponderada no período.

23. SEGUROS

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos a riscos por montantes considerados pela administração como suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras, e consequentemente, não foram auditadas por nossos auditores independentes.

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

Modalidade	Importâncias seguradas Set-10
Responsabilidade civil	44.049
Riscos de petróleo e operacionais	237.866
Total	281.915

24. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 28 de outubro de 2010, as demonstrações financeiras consolidadas foram aprovadas e autorizadas pela Diretoria para divulgação no prospecto de oferta pública inicial de ações da QGEPP.

25. EVENTO SUBSEQUENTE

Alteração dos dividendos mínimos

Em 26 de outubro de 2010, a Assembleia Geral Extraordinária dos Acionistas deliberou, dentre outros, a aprovação do novo estatuto social da Companhia o qual prevê que o dividendo mínimo obrigatório será de 0,001% do lucro líquido ajustado, calculado de acordo com o que dispõe o artigo 202 da Lei das S.A..

RELATÓRIOS DOS ENGENHEIROS DE PETRÓLEO INDEPENDENTES

Avaliação por nós de Recursos de hidrocarbonetos e potencial econômico, na região *offshore* do Brasil em 31 de dezembro de 2009, elaborado pela GCA, datado de 28 de outubro de 2010

Relatório de Recursos e Reservas de hidrocarbonetos para determinadas propriedades no Brasil em 31 de dezembro de 2009, elaborado pela GCA, datado de 5 de outubro de 2010

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Avaliação por nós de Recursos de hidrocarbonetos e potencial econômico, na região offshore do Brasil em 31 de dezembro de 2009, elaborado pela GCA, datado de 28 de outubro de 2010

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Digital copy

AVALIAÇÃO PELA QGEP DE RECURSOS DE HIDROCARBONETOS E POTENCIAL ECONÔMICO, NA REGIÃO OFFSHORE DO BRASIL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009

Elaborado para

Queiroz Galvão Exploração e Produção

28 de outubro de 2010

Gaffney, Cline & Associates Inc.
Technical and Management Advisers to the Petroleum Industry Internationally Since 1962

Four Oaks Place
1300 Post Oak Boulevard, Suite 1000
Houston, Texas 77056

Telephone: (713) 850-9955
Facsimile: (713) 850-9966
Email: gcah@gaffney-cline.com

CG/RW/C1887.00/LT1953a[1] 28 de outubro de 2010

Sr. Lincoln R. Guardado
Diretor de Exploração
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.
Av. Presidente Antonio Carlos 51 / 5° andar
20029-010 Rio de Janeiro, RJ, Brasil

Prezado Sr. Guardado:

Avaliação pela QGEP de Recursos de Hidrocarbonetos e Potencial Econômico, na Região Offshore do Brasil Em 31 de dezembro de 2009

Conforme solicitado, Gaffney, Cline & Associates (GCA) elaborou uma avaliação dos interesses em hidrocarbonetos da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP) em oito blocos de licenciamento de petróleo, na região offshore do Brasil. Esses interesses incluem descobertas de petróleo e gás e prospectos para exploração. O trabalho de avaliação realizado pela GCA inclui:

- Relatórios sobre Recursos Contingentes e Recursos Prospectivos;
- Avaliações de risco geológico em relação a cada prospecto de exploração;
- Uma auditoria das avaliações da QGEP sobre o limiar de comercialidade e a probabilidade de conseguir comercializar as descobertas futuras;
- Fluxos de caixa relacionados a um caso de sucesso para cada prospecto de exploração e descoberta;
- Valores Presentes Líquidos para um cenário favorável para cada descoberta;
- Valores Presentes Líquidos para um suposto caso de sucesso e para um caso ajustado para determinados riscos em cada prospecto de exploração; e
- Valores Presentes Líquidos para um caso alternativo que supõe que em Jequitinhonha 1 e 2, e Santos 4 seja descoberto petróleo em vez de gás, com a característica adicional de que Santos 4 é desenvolvido através do desenvolvimento integrado de Santos 2 e Santos 4.

Os interesses de participação da QGEP, juntamente com as descobertas e prospectos identificados são:

[1] Reedição da letra original da mesma data, para corrigir erro de digitação no Alternativa tabela Recursos Potenciais na parte inferior da página 11.

Lista de Prospectos e Interesses da QGEP em Licenciamento de Hidrocarbonetos

Bloco	Bacia	Interesse da QGOG	Campo/ Prospecto	Fluido
Descobertas				
BCAM-40	Camamú	45%	Camarão Norte	Gás-Petr.
BM-CAL-5		22,50%	Copaíba	Petr.
		27,50%	Jequitibá	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1	Gás
Prospectos de Exploração				
BM-CAL-12	Camamú	20%	CAM-1	Petr.
BM-J-2	Jequitinhonha	100%	JEQ-1	Gás
		100%	JEQ-2	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR1	Gás
			Santos 1 UCR2	Gás
			Santos 1 UCR3	Gás
			Santos 1 UCR4	Gás
			Santos 2	Petr.
			Santos 3	Petr.
			Santos 4	Gás
BM-S-75/76/77		20%	Santos 5	Petr.
			Santos 6	Petr.
			Santos 7	Gás
			Santos 8	Petr.
			Santos 9	Petr.

Recursos Contingentes

Com base em informações técnicas e outras disponibilizadas a GCA, e a sua avaliação e auditoria independentes de tais informações, a GCA estimou Recursos Contingentes de Petróleo e Condensado (expressos em milhares de metros cúbicos, Mm^3) e de Gás Natural (expressos em bilhões de metros cúbicos, Bcm), líquidos para a QGEP a partir de quatro descobertas, nos níveis de confiança 1C, 2C e 3C (veja as definições no Anexo II).

Recursos Contingentes Líquidos – Interesses da QGEP

Em 31 de dezembro de 2009

Descoberta	1C		2C		3C	
	Petr/Cond Mm^3	Gás Bcm	Petr/Cond Mm^3	Gás Bcm	Petr/Cond Mm^3	Gás Bcm
Camarão Norte	---	0,4	226	0,3	333	0,4
Copaiba	652	0,1	1.353	0,2	2.546	0,3
Jequitibá	28	0,6	65	1,3	130	2,6
Santos 1	2	0,1	6	0,2	12	0,4

Observação: O volume da categoria de recursos 2C inclui o volume 1C (eles não se somam). Da mesma forma, o volume 3C inclui o volume 2C.

Recursos Prospectivos

Com base em informações técnicas e outras disponibilizadas a GCA, e a sua avaliação e auditoria independentes dessas informações a GCA elaborou estimativas Baixa, Base e Alta dos Recursos Prospectivos de Óleo/Condensado e Gás Natural líquidos para a QGEP, para cada um dos prospectos identificados.

Recursos Prospectivos – Interesses da QGEP

Em 31 de dezembro de 2009

Prospecto	GCOS	Estimativa Baixa		Melhor Estimativa		Estimativa Media		Estimativa Alta	
		Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás	Petr/Cond	Gás
	%	Mm3	Bcm	Mm3	Bcm	Mm3	Bcm	Mm3	Bcm
Camamú 1	31%	4,150	0.4	9,659	1.0	11,231	1.1	20,496	2.0
Jequitinhonha 1	29%	490	12.3	1,208	30.2	1,351	33.8	2,432	60.8
Jequitinhonha 2	24%	387	7.7	965	19.3	1,091	21.8	1,968	39.4
Santos 1 UCR1	30%	9	0.3	40	1.4	55	1.9	124	4.3
Santos 1 UCR2	30%	3	0.1	9	0.3	12	0.4	26	0.9
Santos1 UCR3	30%	6	0.2	25	0.9	33	1.2	72	2.5
Santos 1 UCR4	30%	2	0.1	7	0.2	9	0.3	17	0.6
Santos 2	39%	3,834	0.7	13,478	2.5	17,963	3.3	37,946	6.9
Santos 3	19%	1,737	0.3	5,088	0.9	6,303	1.2	12,434	2.3
Santos 4	40%	894	13.4	2,501	37.5	2,935	44.0	5,533	83.0
Santos 5	18%	2,036	0.3	9,919	1.5	14,469	2.2	32,993	4.9
Santos 6	18%	895	0.1	1,923	0.3	2,230	0.3	3,972	0.6
Santos 7	11%	121	2.4	277	5.5	329	6.6	608	12.2
Santos 8	23%	1,227	0.1	3,142	0.3	3,712	0.4	7,002	0.7
Santos 9	20%	548	0	1,353	0.2	1,597	0.2	3,024	0.4

Observação: O volume da categoria de recursos da Melhor Estimativa inclui o volume da Menor Estimativa (eles não se somam). Da mesma forma, o volume da Estimativa Mais Alta inclui o volume da Melhor Estimativa.

Além da elaboração das estimativas dos Recursos Prospectivos, a QGEP também solicitou que a GCA fornecesse uma estimativa da Probabilidade Geológica de Sucesso observada (GCOS - *Geological Chance of Success*) para cada prospecto.

A atribuição de uma GCOS a um prospecto é feita rotineiramente no setor de petróleo e gás, como uma das etapas para avaliar se um prospecto dever ser perfurado ou não. Apesar de haver procedimentos sistemáticos para essa estimativa, o processo continua dependendo essencialmente de opinião. A estimativa GCOS é o produto das probabilidades individuais estimadas que contribui para o sucesso geológico:

- Presença de trapa e selo.
- Presença de reservatório de qualidade aceitável.
- Disponibilidade de geração de hidrocarbonetos e de um caminho de migração.
- Sincronismo adequado em relação à formação da trapa e do selo e à geração e migração dos hidrocarbonetos.

A presença de muitos outros campos de petróleo e gás perto dos blocos exploratórios da QGEP, e de poços nos quais os reservatórios objetivos podem ser identificados , sugere que os riscos associados à geração e à migração de hidrocarbonetos e à presença de reservatórios são relativamente pequenos. No entanto, devido à complexa configuração estrutural e estratigráfica de muitos objetivos identificados, e também ao papel do sal (a presença ou ausência do sal) como um componente importante para a eficácia dos trajetos de migração, o risco nos prospectos individuais identificados é considerado um pouco maior.

Deve ser entendido que a GCOS é a probabilidade estimada de fazer uma descoberta. Mesmo que um prospecto seja perfurado e que uma descoberta seja feita, não há certeza da comprovação de que serão comercializáveis nem de que haverá desenvolvimento. Os volumes de recursos associados a cada prospecto não estão ajustado para esse risco, que é estimado separadamente.

A GCA considera possível que os prospectos Jequitinhonha 1 e 2, e Santos 4 possam ser propensos a descobertas de óleo. Essa possibilidade não foi incorporada ao relatório de recursos, que presume que qualquer descoberta resultante seja gás. No entanto a avaliação volumétrica e econômica da potencial descoberta de óleo nos prospectos citados está considerada neste relatório.

Padrões para a Estimativa de Recursos

As estimativas de recursos tanto para os Recursos Contingentes quanto para os Recursos Prospectivos, apresentadas no presente documento, foram elaboradas pela GCA em conformidade com as definições dos recursos contidas no *Petroleum Resources Management System* (PRMS – Sistema de gestão de Recursos de Petróleo) aprovado por Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e Society of Petroleum Evaluation Engineers, em março de 2007 e incluída no Anexo III.

Esta avaliação foi realizada no contexto do entendimento da GCA quanto aos direitos de propriedade do petróleo da QGEP, conforme apresentado pela Diretoria da QGEP. A GCA

não está em posição de certificar título de propriedade, relações de interesse financeiro nem ônus/gravames dos mesmos para nenhuma parte das propriedades e interesses avaliados.

Há muitas incertezas inerentes à estimativa de recursos e à projeção da produção, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa futuros. O volume de uma acumulação de petróleo ou gás não pode ser medido diretamente. Os recursos de petróleo e gás são estimados através de uma série de medições indiretas e inferências, e qualquer estimativa de recursos é função da qualidade dos dados disponíveis, interpretações geológicas e de engenharia, e de pareceres. Apesar de serem elaboradas por pessoas com experiência nesse trabalho, as estimativas dos recursos de petróleo e gás podem diferir entre as partes, algumas vezes de forma significativa.

Os resultados da perfuração, teste e produção, posteriores a elaboração das estimativas, podem justificar revisões, sendo que algumas ou todas podem ser significativas. Da mesma forma, as estimativas dos recursos são, muitas vezes, diferentes das quantidades de petróleo e gás recuperadas de fato, sendo que o prazo e o custo desses volumes recuperados, se houver, pode ser diferente do previsto na estimativa.

Uma descrição detalhada da estimativa de volume para cada descoberta e prospecto, para os quais recursos foram estimados é apresentada no Anexo I.

Avaliação Econômica

Além da estimativa dos volumes dos recursos e da GCOS, a QGEP também solicitou que a GCA elaborasse uma avaliação econômica de determinados Recursos Contingentes e casos de Recursos Prospectivos.

Uma avaliação econômica não é uma determinação de valor. Em geral, a avaliação das propriedades do petróleo envolve o exame de abordagens múltiplas que, de forma ideal, geram resultados similares, apesar de na prática isso não ser tão frequente. Raras vezes há uma transação com terceiros que envolva uma propriedade objeto suficientemente similar em essência e tempo, de modo a permitir uma aferição direta do valor de mercado. Ocasionalmente há compensações de transações em proximidade e tempo, ou em um deles, ou em transações que não são de terceiros, que podem auxiliar como indicadores de valor. Na ausência desses indicadores diretos, uma abordagem comumente usada é a estimativa do potencial de geração do fluxo de caixa futuro de uma propriedade, adaptando-o para o risco e para o valor do dinheiro no tempo, e estimando o valor através da racionalização dos resultados com as outras abordagens, à medida que estiverem disponíveis.

Os resultados dos leilões ou arrendamentos de direitos de petróleo, incluindo aqueles que foram leiloados no Brasil, mostram uma variação considerável nas ofertas feitas por diversas empresas ou consórcios para o mesmo arrendamento, havendo a probabilidade da proposta mais alta ser várias vezes o valor da menor. Essas variações podem ser decorrentes de diversos fatores, incluindo a percepção de riscos, o volume de hidrocarbonetos que poderá ser eventualmente produzido se a exploração e explotação tiverem sucesso, o custo de exploração e desenvolvimento, o preço futuro de petróleo e gás, o impacto tributário e da regulamentação governamental, e da concorrência por capital de outras partes do mundo. A principal observação é: freqüentemente empresas distintas têm percepções muito diferentes do valor do mesmo ativo.

Deve ser observado que os casos econômicos aqui avaliados representam apenas uma visão parcial de muitos casos e cenários econômicos que poderiam ser considerados em um exercício completo de avaliação, e que os Valores Presentes Líquidos aqui apresentados, de forma isolada ou combinada, não devem ser vistos como a representação de uma determinação de valor de mercado dos interesses da QGEP em petróleo.

Abordagem da Avaliação Econômica

A QGEP elaborou um cenário de desenvolvimento para cada e descoberta e prospecto existente, assumindo que seja subseqüentemente provado que o último seja uma descoberta. A GCA auditou esses cenários de desenvolvimento junto com as estimativas associadas de gastos com ativos fixos e despesa operacional, sendo parecer da CGA que as estimativas da QGEP são suficientes para a produção dos volumes que estão sendo considerados.

A auditoria realizada pela GCA do investimento incluiu o custo dos poços de exploração, poços de desenvolvimento, sistema de produção flutuante (FPSO), plantas, sistema de coleta, tubulações e os demais componentes dos projetos de desenvolvimento. Segundo o parecer da GCA, a QGEP pode ser conservadora em algumas das suas estimativas de investimento (tendo estimado custos mais elevados do que possam ser necessários) em comparação com o custo que é atualmente estimado para desenvolvimentos similares no Brasil e em outros locais. A auditoria das despesas operacionais incluiu o custo de navios de abastecimento, serviços de helicóptero, FPSO, plantas, sistemas de compressão, operações de recomissionamento/recondicionamento, custo de mobilização, custo de abandono de poço e outros componentes da operação de um campo. Em geral, as despesas operacionais estimadas parecem estar em linha com as médias do setor.

A abordagem usada pela QGEP é aquela geralmente empregada na avaliação econômica de recursos, mas deve ser observado que cada caso de desenvolvimento e custo de capital associado e despesa operacional é hipotético, porque no momento não existe nenhum projeto firme de desenvolvimento, para nenhuma das descobertas e, no caso dos prospectos, talvez nenhuma descoberta seja feita ou desenvolvida. Mesmo que haja descobertas e que os desenvolvimentos continuem, não há certeza de que a abordagem de desenvolvimento esteja em linha com o que foi presumido pela QGEP, nem que o prazo ou outros fatores não influenciem o custo, nem que não sejam diferentes do que foi presumido. A avaliação econômica está fundamentada nos volumes dos recursos estimados pela GCA, e nos perfis de produção, cenários de desenvolvimento e ritmo fornecidos pela QGEP.

A QGEP solicitou que a GCA elaborasse uma avaliação econômica usando uma faixa de preços de petróleo e gás (identificada como Baixo, Base e Alto) e taxas de desconto de 8%, 10% e 12%:

Ano	Petróleo (US$/bbl)			Gás (US$/MMBtu)		
	Baixo	Base	Alto	Baixo	Base	Alto
2010	70.00	80.00	90.00	5.00	6.00	7.00
2011	71.75	82.00	92.25	5.13	6.15	7.18
2012	73.54	85.00	94.56	5.25	6.30	7.35
2013	75.38	87.00	96.92	5.38	6.46	7.54
2014	77.27	88.00	99.34	5.52	6.62	7.73
2015+	+ 2.5% per annum					

É presumido que o condensado seja comercializado com um prêmio de 10% em relação ao preço do petróleo. Foi assumido que todos os custos sofrerão inflação de 2,5% ao ano a partir de 2011, e as estimativas de royalties, Participação Especial, PIS/COFINS e imposto de renda de pessoa jurídica a pagar foram calculados com o uso do modelo econômico da GCA e aplicados a cada caso, conforme adequado.

Avaliação Econômica dos Recursos Contingentes

A QGEP solicitou que a GCA elaborasse análises de fluxo de caixa, presumindo o desenvolvimento de três das quatro descobertas (Camarão Norte, Copaíba e Jequitibá). Na apresentação desse tipo de análise é comum apresentar apenas o caso intermediário (geralmente a melhor estimativa ou média; neste caso, os Recursos Contingentes 2C), ou apresentar todos os dados mais baixos, a melhor estimativa e os cenários favoráveis (Recursos Contingentes 1C, 2C e 3C) para que possa ser observada a gama de resultados em potencial esperados. Neste caso, a QGEP preparou apenas um cenário de desenvolvimento para 3C ou estimativa de recursos favoráveis para cada descoberta. Portanto, é importante reconhecer que as avaliações econômicas apresentadas no presente documento também representam Valores Presentes Líquidos favoráveis, e que não foi avaliado nenhum caso mais baixo nem de melhor estimativa.

O fluxo de caixa da totalidade do desenvolvimento do campo (100% de interesse) é apresentado no Anexo II, com os Valores Presentes Líquidos (VPLs) líquidos para a QGEP dos casos resultantes tabulados a seguir.

A quarta descoberta, Santos 1, não é considerada suficientemente grande nem mesmo no caso 3C para que seja desenvolvida isoladamente, e a sua avaliação foi incorporada à avaliação dos Recursos Prospectivos.

Valor Presente Líquido (US$MM) do Caso de Recurso Contingente 3C Líquido para os Interesses da QGEP

Em 31 de dezembro de 2009

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Camarão Norte	83	68	57	99	82	68	117	97	80
Copaiba	247	196	155	300	239	191	355	285	229
Jequitibá	0	0	0	18	3	0	49	27	11
Santos 1	Avaliação de Recursos Prospectivos								

Avaliação Econômica dos Recursos Prospectivos

A QGEP solicitou que a GCA elaborasse análises do desenvolvimento de descobertas, que se presume venham a decorrer do sucesso da exploração dos diversos prospectos. Em cada caso, foi assumido que a descoberta tenha o tamanho médio resultante das estimativas dos Recursos Prospectivos preparadas pela GCA.

Foram solicitados dois conjuntos de VPLs, sendo que o primeiro presume o sucesso da exploração. O fluxo de caixa do sucesso do desenvolvimento da totalidade do campo (100% de interesse) é apresentado no Anexo II, com os Valores Presentes Líquidos (VPLs) líquidos para os interesses da QGEP, nas tabelas a seguir.

Valor Presente Líquido (US$MM) da Média do Caso de Recurso Prospectivo Líquido para os Interesses da QGEP
Em 31 de dezembro de 2009

Caso de Sucesso

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Camamú 1	923	696	521	1.132	865	660	1.352	1.043	805
Jequitinhonha 1	1.141	842	617	1.523	1.152	872	1.906	1.463	1.127
Jequitinhonha 2	1.002	779	609	1.256	985	778	1.512	1.192	948
Santos 1	87	61	43	129	95	70	172	129	97
Santos 2	1.365	1.006	731	1.706	1.283	958	2.065	1.575	1.197
Santos 3	549	419	318	687	533	412	833	654	512
Santos 4	1.010	645	386	1.398	944	621	1.787	1.246	857
Santos 5	893	603	392	1.134	793	544	1.387	992	703
Santos 6	140	97	64	188	137	97	239	178	131
Santos 7	54	25	5	122	78	47	190	132	89
Santos 8	344	266	205	420	329	257	501	394	311
Santos 9	78	50	28	113	78	51	149	107	75

O segundo conjunto de casos solicitado pela QGEP envolve a incorporação aos VPLs do ajuste do risco para levar em consideração a Probabilidade de Sucesso Comercial (CCOS - *Commercial Chance of Success*) presumida pela QGEP. Ela foi definida pela QGEP como produto da GCOS, a probabilidade avaliada de superar um LimiteComercial e, quando aplicável, um fator de dependência no qual o sucesso comercial de uma descoberta depende do sucesso de uma ou mais descobertas adicionais.

A QGEP estimou o Limite Comercial para cada prospecto, que é o menor tamanho de descoberta estimado como passível de ser desenvolvido comercialmente em uma área específica. A comercialidade foi definida como uma descoberta capaz de alcançar, no mínimo, a comercialidade a 10% da Taxa Interna de Retorno (o mesmo que ter um VPL igual a zero, descontado a 10%). Este VPL foi estimado com o uso de projetos de desenvolvimento extrapolados para este menor tamanho de descoberta. A GCA auditou a metodologia usada e as pressuposições incorporadas, e considera que os resultados obtidos pela QGEP são plausíveis.

A probabilidade do Limite Comercial foi calculada a partir da distribuição do tamanho provável das descobertas, decorrente da estimativa de Recursos Prospectivos para cada prospecto e da proporção dos resultados dos tamanhos que ultrapassam o Limite Comercial. No entanto, a GCA observa que essa abordagem não inclui o exame de outros fatores exógenos que também podem impactar a probabilidade de desenvolvimento de uma descoberta.

O desenvolvimento de alguns prospectos poderia depender de serem feitas uma ou mais descobertas em outros prospectos. Em geral, esse seria o caso quando um prospecto tem de usar as instalações em uso no desenvolvimento de outro prospecto. O desenvolvimento dos prospectos Santos 1, Santos 3, Santos 6, Santos 7, Santos 8 e Santos 9 depende do êxito no desenvolvimento de quaisquer destes prospectos: Santos 2, Santos 4 ou Santos 5. Se um desses três últimos prospectos tiver sucesso, será necessário construir um gasoduto ao qual as descobertas de quaisquer das seis descobertas menores estariam ligadas. A QGEP presumiu um fator de dependência de 70% para cada um dos seis prospectos (que é igual à probabilidade de sucesso geológico de ao menos um dentre Santos 2, 4 ou 5, presumindo que todos os três sejam perfurados, com base na GCOS estimada pela GCA).

Prospecto	GCOS	Probabilidade de Ultrapaçar Limite Comercial	CCOS
Camamú 1	31%	99%	30.7%
Jequitinhonha 1	29%	94%	27.3%
Jequitinhonha 2	24%	96%	23.0%
Santos 1 *	30%	99%	20.8%
Santos 2	39%	93%	36.3%
Santos 3 *	19%	93%	12.4%
Santos 4	40%	92%	36.8%
Santos 5	18%	92%	16.6%
Santos 6 *	18%	96%	12.1%
Santos 7 *	11%	92%	7.1%
Santos 8 *	23%	95%	15.3%
Santos 9 *	20%	91%	12.7%

*CCOS adicionalmente ajustado para um fator de dependência de 70%

Os VPLs ajustados ao risco foram calculados multiplicando os VPLs do Caso de Sucesso pela CCOS, com um posterior ajuste decrescente para refletir o fato de que o custo de ao menos um poço de exploração será incorrido em cada caso, qualquer que seja o resultado.

Valor Presente Líquido (US$MM) da Média do Caso de Recurso Prospectivo Líquido para os Interesses da QGEP
Em 31 de dezembro de 2009
Risco – Caso Ajustado

Prospecto	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Camamú 1	277	207	154	341	259	196	409	314	241
Jequitinhonha 1	272	191	131	376	276	200	481	361	270
Jequitinhonha 2	185	135	97	243	182	136	302	230	175
Santos 1	8	3	0	17	10	5	25	17	11
Santos 2	481	352	252	605	452	335	736	558	421
Santos 3	49	33	22	66	48	33	84	63	46
Santos 4	354	221	126	497	331	212	640	442	299
Santos 5	136	88	54	176	120	79	218	153	105
Santos 6	5	0	0	11	5	1	17	10	5
Santos 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Santos 8	42	31	22	54	40	30	66	51	38
Santos 9	0	0	0	3	0	0	8	3	0

Resumo da Avaliação Econômica

Por solicitação da QGEP, a GCA forneceu uma soma, através de simples adição matemática, dos VPLs para cada um dos preços de petróleo e gás e casos de taxa de desconto para Reservas Contingentes e os casos de Recursos Prospectivos positivos ajustados para o risco. Os riscos e atributos associados aos Recursos Contingentes e aos Recursos Prospectivos são muito diferentes, e a combinação dos VPLs dessas duas classificações de recursos não deve ser feita sem o entendimento adequado de tais matérias e outras considerações delineadas no presente documento.

Soma do Caso de Recurso Contingente 3C (US$MM)
Presumindo o Desenvolvimento das Descobertas de
Camarão Norte, Copaíba e Jequitibá
Em 31 de dezembro de 2009

Preço Petróleo	Taxa de Desconto		
	8%	10%	12%
Caso Preço Baixo	330	264	212
Caso Preço Base	417	324	260
Caso Preço Alto	521	409	321

Apesar do total fornecido acima ser a soma dos VPLs dos fluxos de caixa do volume de recursos 3C para três das quatro descobertas, não há certeza de que nenhuma das descobertas venha a ser desenvolvida nem, se alguma for desenvolvida, de que as três venham a ser desenvolvidas, nem que venham a ser desenvolvidas segundo o tamanho e a forma contemplada nos casos apresentados no presente documento.

Soma dos Casos de Recurso Prospectivo
Ajustado ao Risco (US$MM)
Presumindo a Perfuração de todos os Prospectos
Em 31 de dezembro de 2009

Preço Petróleo	Taxa de Desconto		
	8%	10%	12%
Caso Preço Baixo	1.809	1.261	857
Caso Preço Base	2.389	1.723	1.227
Caso Preço Alto	2.985	2.200	1.611

A soma dos VPLs ajustados ao risco dos prospectos individuais elimina os VPLs negativos ajustados ao risco (presumindo que em tal cenário um prospecto não seja perfurado),

e presume que todos os prospectos identificados com VPLs positivos depois de ajustados ao risco sejam perfurados. No entanto, não há certeza de que todos venham a ser perfurados, de que haja alguma descoberta, nem de que haverá desenvolvimentos subsequentes e, mesmo que haja, que venham a ser desenvolvidos segundo o tamanho e da forma contemplados nos casos apresentados no presente documento.

Caso Alternativo de Óleo

Os Recursos Prospectivos atribuídos aos prospectos Jequitinhonha 1 e 2 e Santos 4 e a avaliação econômica resultante presumem que se houver uma descoberta, ela deve ser de gás com volumes pequenos de condensado associado. Porém, existe a probabilidade de que se for feita uma descoberta, ela seja de óleo com volumes pequenos de gás associado. A QGEP solicitou que a GCA avaliasse os volumes de recursos que seriam se aplicariam se cada um desses três prospectos resultasse em uma descoberta que seja predominantemente de óleo em vez de gás, e como isso impactaria a análise econômica. O petróleo e os volumes de gás associado e os valores presentes líquidos, presumindo uma descoberta de óleo são, consequentemente, uma alternativa aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados, não sendo acrescentados aos volumes e valores presentes líquidos previamente cotados.

Recursos Prospectivos Líquidos Alternativos – Interesses da QGEP
Em 31 de dezembro de 2009

Prospecto	GCOS	Média Estimativa Petr/Cond	Média Estimativa Gás
	%	Mm3	Bcm
Jequitinhonha 1	29%	30.000	2,3
Jequitinhonha 2	24%	18.000	1,4
Santos 4	40%	21.720	1,7

Valor Presente Líquido (US$MM) da Média do Caso de Recurso
Prospectivo Líquido Alternativo para os Interesses da QGEP
Em 31 de dezembro de 2009
Caso de Sucesso (Descoberta de Óleo)

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Jequitinhonha 1	3.139	2.607	2.174	3.754	3.127	2.617	4.402	3.675	3.084
Jequitinhonha 2	1.927	1.623	1.372	2.305	1.945	1.648	2.703	2.284	1.939
Santos 4	1.561	1.169	868	1.925	1.464	1.108	2.309	1.774	1.361

Valor Presente Líquido (US$MM) da Média do Caso de Recurso Prospectivo Líquido para os Interesses da QGEP Em 31 de dezembro de 2009 Risco Alternativo – Caso Ajustado

Prospectos	Caso Preço Baixo			Caso Preço Base			Caso Preço Alto		
	8%	10%	12%	8%	10%	12%	8%	10%	12%
Jequitinhonha 1	820	676	559	988	818	680	1.165	968	807
Jequitinhonha 2	398	329	272	484	403	336	576	481	403
Santos 4	557	413	303	691	522	391	832	636	484

Se forem incorporados à soma, os valores presentes líquidos resultantes, ajustados ao risco geralmente estão em torno de US$ 700-900 milhões a mais se (conforme esperado) for descoberto gás nesses três prospectos.

Soma dos Recursos Prospectivos Casos Alternativos Ajustados do Risco (US$MM) Presumindo a Perfuração de todos os Prospectos Em 31 de dezembro de 2009

Preço Petróleo	Taxa de Desconto		
	8%	10%	12%
Caso Preço Baixo	2.773	2.133	1.638
Caso Preço Base	3.436	2.677	2.086
Caso Preço Alto	4.136	3.253	2.562

Há potencial para o aumento desses valores presentes líquidos com risco em cerca de US$ 100 milhões adicionais se houver integração do desenvolvimento entre Santos 2 e Santos 4. Conforme previamente observado, as mesmas precauções se aplicam a todos os valores presentes líquidos ajustados ao risco porque presumem que todos os prospectos identificados sejam perfurados, mesmo não havendo certeza de que isso venha a ocorrer nem de que haja alguma descoberta, nem de que haverá desenvolvimentos subsequentes e, mesmo que haja, que venham a ser desenvolvidos segundo o tamanho e da forma contemplados nos casos apresentados no presente documento.

~~~

Neste encargo a GCA atuou como auditora/avaliadora independente de Recursos. Os executivos e funcionários da empresa não têm interesses diretos nem indiretos nas
~~~

propriedades avaliadas. Os honorários da GCA não estavam, de nenhuma maneira, relacionados às estimativas relatadas de reservas ou recursos.

A GCA se reserva o direito de aprovar, previamente, o uso e o contexto de uso de quaisquer resultados, declarações ou opiniões expressadas neste relatório. Tal aprovação incluirá, mas não estará limitada a, declarações ou referências em documentos de natureza pública ou parcialmente pública, como contratos de empréstimo, prospectos, declarações sobre recursos, comunicados à imprensa, etc.

Este relatório foi preparado para a QGEP e não deve ser usado para fins que não sejam aqueles para os quais foi realizado.

Atenciosamente,

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, INC.

César Guzzetti
Gerente Regional do Cone Sul

Apênsados

Apêndice	I	Discussão Técnica
	II:	*Cashflows*
	III:	*Definições de Reservas e Recursos. Sistema de Gestaão dos Recursos de Petroóleo*

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

APÊNDICES

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

APÊNDICE I:

Discussão Técnica

DISCUSSÃO TÉCNICA

A QGEP está interessada em determinados blocos localizados nas bacias de Camamu, Jequitinhonha e Santos, no litoral sul do Atlântico brasileiro.

A **Bacia de Camamu** está localizada na porção sul da costa do Estado da Bahia, e se estende à planície costeira, cobrindo uma área de 16.500 km^2. Ela está limitada ao norte pelas bacias de Jacuípe e do Recôncavo transversalmente às zonas de transferência de Itapoã e Barra, respectivamente. O Alto de Itacaré separa as bacias de Almada e Camamu. Alguns poços descobridores de petróleo e gás foram perfurados na Bacia de Camamu pela Petrobras e por terceiros, dos quais dois estão localizados na região *onshore* (Morro do Barro/gás e Jiribatuba/petróleo), e outros dois *offshore* (1-BAS-64/petróleo e 1-BAS-97/gás).

Na Bacia de Camamu, a QGEP tem interesses nos campos de Manati e Camarão Norte, e também em dois blocos de exploração: BM-CAL-5 e BM-CAL-12. No Bloco BM-CAL-5 foram perfurados dois poços de descobrimento que estão sendo avaliados, no momento.

A **Bacia do Jequitinhonha** está situada na porção nordeste da margem leste brasileira, na costa meridional da Bahia, diante da foz do Rio Jequitinhonha. O Alto de Olivença define a fronteira norte com a Bacia de Camamu-Almada, e o banco vulcânico de Royal Charlotte marca a fronteira meridional com a Bacia de Cumuraxitiba. Ela ocupa uma área de 10.000 km^2, dos quais 9.500 km^2 estão situados na região *offshore* (7.000 km^2 em uma lâmina d'água de 1.000 m e 2.500 km^2 entre 1.000 e 2.000 m). A perfuração de 33 poços de exploração na bacia, pela Petrobras e por terceiros, resultou uma descoberta na área do poço 1-BAS-37.

Na Bacia do Jequitinhonha, a QGEP possui interesses no Bloco BM-J-2, no qual foram identificados dois prospectos.

A **Bacia de Santos** é uma das maiores bacias sedimentares do Brasil. Está situada na porção sudeste da margem continental brasileira, na região *offshore* dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A fronteira meridional com a bacia de Pelotas é o Alto de Florianópolis, e a fronteira setentrional com a Bacia de Campos é o Alto de Cabo Frio. A bacia cobre uma área total de 352.260 km^2, com isóbata de até 3.000 m, sendo a mais extensa das bacias costeiras brasileiras. As atividades de exploração na Bacia de Santos tiveram início na década de 1960. Houve poucas descobertas que incluem o campo de gás de Merluza e os campos de petróleo de Caravela e Coral, até que nos últimos anos houve uma sequência de descobertas importantes: esse ciclo de descobertas teve início com Lagosta, Mexilhão, Tambaú e Uruguá, e teve continuidade com as gigantescas descobertas de Tupi, Carioca, Caramba, Parati, Guará, Bem-te-vi, Júpiter e Lara, no pré-sal. Atualmente, a Bacia de Santos é considerada a mais importante da região offshore do Brasil.

A QGEP possui interesses em quatro blocos da Bacia de Santos: BM-S-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77. O poço 1-SCS-13 foi perfurado no Bloco BM-S-12, em 2008. O objetivo principal do poço eram os reservatórios de microbiolitos do pré-sal, e os objetivos secundários eram os reservatórios do Albiano e do Oligoceno. O poço foi abandonado devido aos *kicks* de gás e aos problemas mecânicos subsequentes durante a perfuração da parte superior dos arenitos do Albiano Superior. O objetivo principal do pré-sal nunca foi alcançado.

Geologia Regional do Petróleo

A formação da bacia do Atlântico Sul teve início durante o Período Jurássico, quando começou a separação no Oceano Atlântico. Folhelhos e leques aluviais vermelhos preencheram a bacia rifte, formando a rocha geradora para este sistema petrolífero. Concomitantemente ao período *sag*, foi depositada uma sequência evaporítica durante o período geológico Aptiano. A distribuição dos depósitos do sal Aptiano na área do Atlântico Sul desempenhou um papel importante na retenção dos hidrocarbonetos oriundos das sucessões sin-rifte. O Oceano Atlântico se abriu, e teve início a fase da deriva com a sedimentação na plataforma continental de extensos pacotes de carbonatos marinhos com uma fauna restrita, provavelmente, controlada por salinidades elevadas e leques deltaicos clásticos. Mais além, no *offshore*, margas e folhelhos foram depositados no talude continental. O nível do mar continuou a subir e foi depositada uma sucessão de areias e folhelhos. No Cenomaniano, ocorreu um evento anóxico e houve a deposição de folhelhos negros com níveis elevados de matéria orgânica total. Esses folhelhos negros estão mais desenvolvidos na margem africana do que na margem brasileira. Durante essa sequência transgressiva marinha aberta foram depositados arenitos turbidíticos cenomanianos ao longo de grande parte da margem brasileira que, ao nível local, podem ser reservatórios de alta qualidade (comuns na Bacia de Campos). Do período Campaniano ao Santoniano, as condições oxidantes foram comuns. O início da progradação varia ao longo da margem, do período Turoniano, na Bacia de Santos, ao Eoceno, na Bacia de Sergipe-Alagoas, ao norte da Bacia de Camamu. Grandes leques turbidíticosforam depositados, do Albiano ao início do Mioceno, nas bacias meridionais, durante períodos com nível do mar baixo e em épocas de movimentos tectônicos.

Origem e Migração

Em geral, as rochas geradoras estão presentes ao longo de grande parte da margem atlântica brasileira; elas começaram a gerar hidrocarbonetos no Cretáceo Superior-Terciário. Os folhelhos lacustres do pré-sal são considerados a fonte mais importante das bacias brasileiras do Atlântico Sul. Rochas geradoras adicionais são encontradas em folhelos marinhos abertos do Cretáceo Médio-Superior.

O movimento do sal, ou halocinese, desempenhou um papel muito importante na determinação das direções da migração. Os espessos evaporitos aptianos criaram um selo perfeito para os hidrocarbonetos gerados no pré-sal, mas também podem ocasionar problemas na migração deles a partir das rochas geradoras do pré-sal para os reservatórios do pós-sal. Devido à halocinese, ocorreram janelas e afinamentos ao longo do selo regional de sal que permitiram a migração para os reservatórios pós-sal, diretamente ou através de fraturas e falhas, que são comuns em camadas finas de sal em virtude da dissolução e da retirada mecânica do sal. Falhas de crescimento também se desenvolveram acima do sal devido a movimentos gravitacionais, e o petróleo pode ter migrado para cima e para dentro dos reservatórios do pós-sal através dessas falhas.

Além de criar rotas de migração, o movimento do sal alterou as localizações dos depósitos, o que aprimorou a qualidade do reservatório dentro e ao redor das estruturas de crescimento do sal, incluindo a distribuição de turbiditos e, em outros locais, forneceu relevos estruturais que contribuíram para a captura de hidrocarbonetos.

Reservatórios

Na margem brasileira, os hidrocarbonetos são encontrados em diversos reservatórios, do embasamento fraturado aos turbiditos do Mioceno, em uma sucessão de sedimentos

clásticos ricos em areia, carbonatos e folhelhos. Os espessos depósitos de folhelhos entre os clásticos e os carbonatos criam um bom selo superior para esses reservatórios.

Os reservatórios do pré-sal são formados por diversos depósitos, dependendo da fase do rifte e do ambiente deposicional. Os depocentros iniciais foram preenchidos por clásticos continentais grossos que ocasionalmente continham sedimentos vulcânicos intercalados. Movimentos adicionais criaram *horsts* e *grabens*, geralmente paralelos à costa. A erosão dos *horsts* forneceu sequências espessas de sedimentos fluvio-clásticos que foram depositados em *grabens* contíguos. Houve o desenvolvimento de rochas geradoras locais, assim como o desenvolvimento de reservatórios de importância regional secundária. Por outro lado, carbonatos foram depositados ao redor de folhelhos lacustres que podem fornecer reservatórios bons.

Depois da deposição dos evaporitos aptianos, a continuação do aprofundamento do Atlântico Sul resultou na deposição dos depósitos dos carbonatos albianos, seguidos por sequências de folhelhos e arenitos. Essa tendência continuou no Cretáceo Superior e no Terciário, enquanto o movimento do sal acarretou uma configuração estrutural complexa dos sedimentos. No Oligoceno, a regressão marinha levou ao desenvolvimento de canais erosivos que, subsequentemente, foram preenchidos por turbiditos e areias canalizadas marinhos ligados à última fase da deriva.

Estimativa dos Recursos Contingentes e Prospectivos

A Petrobras perfurou três poços em dois dos blocos que a QGEP tem interesse: dois deles estão situados no Bloco BM-CAL-5, um em Copaíba e outro na acumulação de Jequitibá, na Bacia de Camamu. O terceiro poço foi perfurado no bloco BM-S-12, na Bacia de Santos. Esses três poços demonstraram a existência de hidrocarbonetos nas zonas perfuradas, determinando uma descoberta e a base para a avaliação do desenvolvimento. Como os operadores não estabeleceram planos específicos para o desenvolvimento dessas descobertas, os volumes recuperáveis estimados são classificados pela GCA como Recursos Contingentes.

A QGEP também identificou mais um prospecto na Bacia de Camamu, o Cam-01, no Bloco BM-CAL-12, e outras 9 oportunidades na Bacia de Santos.

Dados Disponíveis

A QGEP forneceu à GCA dados e informações sobre todos os prospectos, incluindo:

- Várias seções sísmicas de dados sísmicos 3D com interpretação estrutural e estratigráfica da QGEP.
- Mapas estruturais em profundidade dos horizontes importantes relacionados a cada *play*.
- Mapas de isópacas para os vários *plays*.
- Perfis compostos do poço e parâmetros petrofísicos derivados.
- Estudos e análises sobre a maturação da matriz e o tempo geológico relevante para os *plays*.
- Relatórios adicionais e análises auxiliares usados na estimativa de parâmetros adicionais tais como Fator de Volume da Formação, Fatores de Recuperação e Relações Petróleo – Gás, quando disponíveis.

Análise Crítica dos Dados

A GCA revisou os dados fornecidos e as interpretações da QGEP e concluiu que, em geral, eram razoáveis. Na maioria dos casos, os dados sísmicos foram muito bons, o suficiente para respaldar as interpretações dadas. Os mapas estruturais e de isópacas recebidos, correlacionam os topos dos poços onde estes estão disponíveis. Na maioria das áreas, a qualidade dos dados sísmicos oferece grande confiabilidade no mapeamento. Porém, ainda há incertezas quando a exatidão das interpretações estruturais uma vez que não há dados disponíveis de poços para calibrar com exatidão os dados sísmicos.

Do mesmo modo, os parâmetros de porosidade e saturação da água obtidos pela QGEP a partir dos perfis foram facilmente confirmados nos dados fornecidos. A GCA também validou as estimativas dos Fatores do Volume da Formação quando havia dados disponíveis. Quando não havia dados disponíveis para os Fatores do Volume da Formação, a GCA aceitou as estimativas da QGEP, porque pareciam razoáveis.

Metodologia de Estimativa de Recursos

A estimativa dos Volumes Recuperáveis foi fundamentada no método de estimativa volumétrica:

$$EUR = A*H*\Phi*Sh*(1/FVF)*RF$$

Onde:

EUR Recuperação Estimada Total de hidrocarbonetos.

A Área de acumulação obtida de mapas estruturais até a profundidade definida, variando por caso baseada na ocorrência inferior conhecida de hidrocarbonetos, contato hidrocarboneto/água, ou ponto de derramamento estrutural.

H Espessura Líquida Média derivada como valor médio a partir dos mapas de retorno líquido. Quando os mapas de retorno líquido não estavam disponíveis, este valor foi derivado dos mapas estruturais e do valor líquido bruto resultante dos perfis do poço que perfuraram o reservatório correspondente.

Φ Porosidade Média; derivada como valor médio a partir das informações disponíveis sobre o perfil.

Sw Média da saturação de hidrocarbonetos derivada como valor médio a partir das informações disponíveis sobre o perfil.

FVF Fator de Volume da Formação calculado com base na profundidade do reservatório e nas propriedades esperadas dos hidrocarbonetos.

RF Fator de Recuperação estimado com base nas características do reservatório.

As EURs para petróleo e gás foram obtidas através de cálculo probabilístico com o uso das simulações de Monte Carlo. Os parâmetros de entrada foram determinados para os casos baixo, mais provável e alto, sendo informados os percentís P90, P50, and P10, respectivamente, em distribuições triangulares. Em poucas exceções, as áreas baixa e alta foram informadas na distribuição triangular como mínimo e máximo, principalmente nas acumulações em que a extensão da área estava restrita aos limites do bloco e não aos limites das estruturas geológicas mapeadas (salientado, quando aplicável, na tabela de parâmetros de entrada dos prospectos relevantes).

Nas simulações de Monte Carlo foi assumido que alguns parâmetros eram dependentes para a eliminação de cenários infundados, como apresentado abaixo:

Variável Independente	Variável Dependente	Coeficiente de Correlação
H	*Φ*	0,5
H	*RF*	0,5
Φ	*Sh*	0,7

Probabilidade de Sucesso Geológico

Além das estimativas volumétricas dos recursos prospectivos da QGEP na margem brasileira, a QGEP também solicitou que a GCA fornecesse uma estimativa da Probabilidade Geológica de Sucesso (GCOS - *Geological Chance of Success*) de cada prospecto.

A atribuição da GCOS a um prospecto é feita rotineiramente no setor, como uma das etapas para avaliar se um prospecto deve ser perfurado ou não. Apesar de haver procedimentos sistemáticos para a estimativa da GCOS, o processo continua dependendo essencialmente de opinião. A estimativa da GCOS é um agregado de probabilidades individuais que contribui para o sucesso geológico em função de:

- Trapa e Vedação;
- Presença e qualidade do reservatório;
- Origem e Migração;
- Período Geológico.

Em virtude da presença de muitos outros campos de petróleo e gás perto dos blocos exploratórios da QGEP, e de alguns poços nos quais é possível observar a existência de formações de reservatórios em potencial, pode-se dizer, em geral, que os riscos associados à geração e à migração de hidrocarbonetos e à presença de reservatórios são relativamente pequenos. No entanto, devido à complexa configuração estrutural e estratigráfica de muitas metas identificadas, e também do papel da presença de sal, e da inexistência de um componente chave para a eficácia dos trajetos de migração, é preciso calcular cuidadosamente a estimativa de GCOS para cada prospecto.

RECURSOS CONTINGENTES

Bacia de Camamu – Bloco BM-CAL-5

Recursos Contingentes de Copaíba

A acumulação de Copaíba foi perfurada pelo poço 1-BRSA-637D-BAS. A meta é um canal turbidítico lacustre do Cretáceo Inferior, de natureza estratigráfica. O poço testou 1000-2000 Bbl/dia. É necessária avaliação complementar antes de serem feitas perfurações adicionais. As áreas das extensões baixa e alta estão limitadas pela vizinhança imediata da penetração do poço. O mapeamento da amplitude sísmica indica que essa estrutura em canal pode estender-se para o norte. No entanto, dados adicionais são necessários para uma avaliação complementar do potencial adicional.

Campo de Copaíba – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Area (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	4,6	17	18	70	1,115
Mais Provável	7,7	19	21	80	
Alto	11,5	22	24	90	

Recursos Contingentes de Jequitibá

A acumulação de Jequitibá foi perfurada pelo poço 1-BAS-144 e encontrou o topo da Formação Sergi produtora de gás em arenito jurássico (seção pré-rifte) nos intervalos A, B, C, D e topo do E. O Contato Gás/Água (GWC – *Gas/Water Contact*) foi identificado poucos metros abaixo do topo do arenito do Sergi. Os dados sísmicos mostram que o reservatório está compartimentalizado em três blocos principais de falha. O poço perfurou o bloco estruturalmente mais alto da falha. As médias de porosidade e saturação de hidrocarbonetos foram derivadas do perfil do poço. A extensão da área para o caso mais baixo inclui apenas o bloco da falha que foi perfurado, enquanto o caso alto inclui os três blocos até o GWC.

Campo de Jequitibá – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Area (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	1,2*	30	10	70	290
Mais Provável	4,5	45	13	75	295
Alto	9,0**	60	18	80	300

*Entrada mínima na distribuição triangular
**Entrada máxima na distribuição triangular

Bacia de Santos – Bloco BM-S-12

Neste bloco, o poço 1–SCS-13 foi perfurado em 2008. O objetivo principal do poço era a sequência aptiana microbiolítica do pré-sal. Os objetivos secundários do poço incluíam os carbonatos e arenitos albianos e os arenitos rasos do Oligoceno. O poço encontrou 3 metros de intervalo econômico na profundidade de cerca de 2.600 m nos arenitos do Oligoceno, havendo presença de gás no *mud log*. Este reservatório é o equivalente dos reservatórios que produzem gás nos campos adjacentes de Tiro, Sidon e Piracucá.

O poço foi perfurado a mais de 5.000 m, onde houve um *kick* de gás. Problemas mecânicos adicionais levaram ao abandono do poço sem que o objetivo principal fosse alcançado.

Com base nos perfis observados neste poço, a GCA considera que o poço 1-SCS-13, descobridor de gás no reservatório do Oligoceno, pode ser avaliado para desenvolvimento pelo operador. Portanto, os volumes associados a esta acumulação podem ser considerados recursos contingentes.

Santos 01 – Extensão Areal dos Recursos Descobertos

Verticalmente, o poço encontrou apenas 3 m de areia saturada com gás natural. Abaixo desses 3 m há cerca de 3 m de folhelho no topo de um pacote muito fino de areia, 1 m, que parece estar saturada com água. Por isso, o GWC foi inferido em algum local entre as duas areias. Não há pressões adicionais nem outros dados que confirmem o GWC naquele nível. Porém, para o fim de atribuição de recursos contingentes, a GCA considerou a profundidade em subsuperfície de -2.625 m como a profundidade conhecida da água e limite do reservatório.

No que concerne a extensão da área, a GCA considera uma estimativa baixa de 3 km^2 representada por fortes amplitudes sísmicas observadas ao redor do poço. A área de estimativa mais elevada está baseada no mapa estrutural até o nível HKW de -2625 na vizinhança do poço, conforme mapeado pela Petrobras.

Santos 01 Recursos Descobertos – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Area (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	5	4	27	60	210
Alto	12	6	30	65	220

Os estudos de amplitude sísmica da Petrobras e da QGEP mostram que até as amplitudes mais promissoras podem ser mapeadas regionalmente, no mesmo intervalo. A GCA considerou essa interpretação; no entanto, em virtude da fina espessura das areias encontradas no poço e das descontinuidades observadas no mapa de amplitude, concluiu-se que quaisquer áreas afastadas das associadas ao poço 1-SCS-13 ainda podem ser consideradas Recursos Prospectivos porque não há evidências fortes de GWC no poço. Esses recursos serão discutidos posteriormente, neste relatório.

RECURSOS PROSPECTIVOS

Bacia de Camamu – Bloco BM-CAL-12 – Prospecto CAM-01

Os reservatórios objetivos deste prospecto são turbiditos marinhos do Cretáceo Superior. Este reservatório foi observado nos poços próximos ao bloco. O Bas-126, perfurado ao norte do bloco, tem mais de 250 m de reservatório de boa qualidade, e o poço Bas-102, perfurado ao sul do bloco, tem mais de 100 m de reservatório de boa qualidade. A GCA considera que o mapa estrutural fornecido pela Petrobras é razoável e verificou os parâmetros de entrada usados pela QGEP na estimativa volumétrica para este prospecto, como segue:

Prospecto CAM-01 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	12*	20	16	65	1,100
Mais Provável	30	40	21	70	1,200
Alto	80**	60	25	75	1,300

*Entrada mínima na distribuição triangular
**Entrada máxima na distribuição triangular

Segundo os estudos geoquímicos da área, espera-se que o petróleo seja o hidrocarboneto predominante, caso esteja presente. A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 31%.

Bacia do Jequitinhonha

Bloco BM-J-2: Prospectos JEQ-01 e JEQ-02

Os reservatórios alvo deste *play* estrutural do pré-sal são carbonatos e siliciclásticos fraturados do Albiano ao Terciário. A trapa é um alto estrutural do pré-sal, sendo esperado que seja similar às estruturas produtoras encontradas na Bacia de Campos.

Nesta configuração, foram identificados dois prospectos próximos um do outro. Os dados sísmicos nestas profundidades são precários e apesar do alto estrutural poder ser observado na base do sal, a resolução dos dados abaixo do sal oferece pouca confiabilidade no mapeamento da estrutura. A QGEP usou o mapeamento da base do sal para identificar a melhor expressão de cada prospecto. Com base em estudos geoquímicos regionais, é esperado que os reservatórios de hidrocarbonetos desta área sejam de gás.

A GCA considerou razoável a análise da QGEP, verificou os parâmetros de entrada usados nas estimativas volumétricas e avaliou a Probabilidade Geológica de Sucesso de cada prospecto, encontrando 29% para JEQ-01 e 24% para JEQ-02.

Prospecto JEQ-01 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	Bg (v/v)
Baixo	12	60	10	60	250
Mais Provável	25	75	12	70	270
Alto	41	90	15	80	285

Prospecto JEQ-02 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	Bg (v/v)
Baixo	7	60	10	60	285
Mais Provável	15	75	12	70	297
Alto	24	90	15	80	310

Bacia de Santos

Recursos Prospectivos: BM-S-12 – Santos-01

Conforme discutido anteriormente, a GCA verificou que uma parte deste prospecto fora descoberta através do poço 1-SCS-13. Com base no mapa de amplitude da Petrobras/QGEP, há indicações de que o reservatório encontrado através do poço 1-SCS-13 possa fazer parte de um sistema de canais de extensão regional, observado neste mapa como as amplitudes mais brilhantes.

Porém, essas amplitudes não são contínuas, sendo possível identificar descontinuidades laterais distintas, tal como mapeado pela Petrobras/QGEP. Com base no mapa da Petrobras/QGEP, a GCA avaliou este *play* como tendo 4 prospectos adicionais aos recursos contingentes assinalados na área do poço 1-SCS-13.

Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

Prospecto Santos-01-UCR-01

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	7	3	25	55	190
Mais Provável	23	6	27	60	210
Alto	57	14	30	65	220

Prospecto Santos-01-UCR-02

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	7	6	27	60	210
Alto	11	14	30	65	220

Prospecto Santos-01-UCR-03

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	7	3	25	55	190
Mais Provável	14	6	27	60	210
Alto	33*	14	30	65	220

* Limitado dentro do bloco; 25 km^2 adicionais para o caso alto estão fora do bloco

Prospecto Santos-01-UCR-04

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	5	6	27	60	210
Alto	7	14	30	65	220

A GCA estima que todos esses prospectos apresentem 30% de Probabilidade de Sucesso Geológico.

BM-S-12 - Santos-02

O reservatório para este projeto é de arenitos do Albiano Superior, com distribuição regional na margem brasileira. Este reservatório foi perfurado através do poço 1-SCS-13, antes dos problemas técnicos do poço. Em 5.032 m MD, os *mud loggers* observaram óleo nas peneiras de lama. Pouco depois, houve problemas na locação do poço, incluindo um *kick* de gás. Em uma das tentativas para controlar o poço, os engenheiros de perfuração trocaram a lama à base de água por lama à base de óleo. Portanto, todas as amostras abaixo desse

intervalo estão contaminadas e são inconclusivas. Segundo os estudos geoquímicos da área, a presença de óleo nestes reservatórios é mais provável do que a presença de gás.

Após o poço, a Petrobras realizou um estudo no prospecto Santos-02, que incluiu análise de AVO em uma tentativa de identificar Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI – *Direct Hydrocarbon Indicators*). Neste reservatório, o AVO não foi conclusivo. A GCA analisou todas as entradas e observou que o mapa da Petrobras/QGEP, para o caso baixo, era otimista. A GCA estima que o mapa da Petrobras/QGEP, para o caso baixo, representa melhor o caso mais provável. Para o caso baixo, a GCA acredita que a área deve ficar restrita a leste da falha para o oeste do poço 1-SCS-13. Nos demais parâmetros, a GCA concorda com a QGEP.

Prospecto Santos-02 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local, Limitados ao Contorno do Bloco

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	30*	12	10	50	1,500
Mais Provável	153**	20	12	60	1,650
Alto	346***	44	14	70	2,100

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 91 km^2

**Do mapa P90 da Petrobras: área limitada ao contorno do bloco

***Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao perímetro do bloco; na interpretação da Petrobras a área máxima se estende a 655 km^2

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 39%.

BM-S-12 - Santos-03

As rochas reservatório deste prospecto são dolomitas sacaroidais albianas. Em geral, a configuração da trapa é estratigráfica e a presença e possibilidade de carga nesses reservatórios é incerta. Porém, os dados sísmicos deste bloco são de boa qualidade e revelam um evento que pode ser facilmente rastreado e mapeado. A GCA considera que a análise e a interpretação da QGEP são razoáveis.

Prospecto Santos-03 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	40	15	7	55	1,400
Mais Provável	60	25	9	60	1,600
Alto	125	35	12	65	1,800

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 19%.

BM-S-12 - Santos-04

O objetivo deste prospecto são os reservatórios microbiais aptianos.

O bloco está localizado na extremidade do *ring-fence* do pré-sal; porém, segundo a análise da QGEP, é provável que haja *pods* de geração na área deste bloco. No caso das falhas principais, elas podem facilitar a migração na seqüência pré-sal. Estudos geoquímicos regionais sugerem que nesta profundidade de 6.400 m, é mais provável que os microbiolitos aptianos contenham mais gás do que óleo. Estruturalmente, há dois altos estruturais paralelos

na base do sal, nas quais pode haver melhor desenvolvimento dos reservatórios microbiais.

A GCA verificou os parâmetros de entrada usados pela QGEP e os considerou bastante bons, dando prosseguimento à estimativa volumétrica com os seguintes parâmetros de entrada:

Prospecto Santos-04 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	56	30	9	60	400
Mais Provável	110	50	10	70	430
Alto	189	70	12	80	500

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 40%.

BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77 – Santos-05, Santos-06 e Santos-07

Estes três prospectos são plays estratigráficos cujos objetivos são reservatórios arenosos do Cretáceo Superior. A distribuição dessas areias é regional, e apesar do poço mais próximo que encontrou esse tipo de areia ser o poço Chev-01, a cerca de 50 km ao NE, é possível que os prospectos estejam localizados em um *trend* regional de arenitos do Cretáceo Superior. Campos como os de Mexilhão e Merluza apresentam reservatórios e trapas estratigráficos similares. Os estudos geoquímicos regionais sugerem que o hidrocarboneto predominante nos prospectos Santos-05 e Santos-06 seja óleo, e que no prospecto Santos-07 seja gás. As três acumulações relacionadas a esses prospectos foram mapeadas além dos limites do bloco, nas distribuições probabilísticas. Porém, as áreas medidas ficaram restritas aos limites do bloco. A estimativa GCOS varia para cada prospecto, com base no posicionamento do prospecto na bacia.

Prospecto Santos-05 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	27	20	9	60	1,500
Mais Provável	80	30	11	65	1,600
Alto	179	75	15	75	1,700

Prospecto Santos-06 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	7*	25	10	60	1,500
Mais Provável	20	30	11	65	1,600
Alto	42**	45	13	75	1,700

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 14 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao contorno do bloco; a acumulação potencial pode estender-se além do limite do bloco (15 km^2 a mais para a área do caso alto, com base no mapeamento da QGEP)

A GCA estimou uma Probabilidade de Sucesso Geológico similar para os prospectos

Santos-05 e Santos-06, de 18%.

Prospecto Santos-07 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	15*	30	10	65	280
Mais Provável	25	35	13	70	290
Alto	60**	75	16	75	300

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 22 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 11%.

BM-S-76 e BM-S-77 - Santos-08

O objetivo deste prospecto são os arenitos oligocênicos em um *play* estratigráfico. Esses arenitos produzem óleo nos campos Tiro e Sidon, a não mais de 20 km dos blocos. Apesar da acumulação se estender muito além dos limites do bloco, a área volumétrica estimada foi limitada ao limite dos bloco.

A GCA considera que os parâmetros de entrada da QGEP, para este prospecto, são satisfatórios.

Prospecto Santos-08 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	10*	10	17	60	1,100
Mais Provável	30	15	20	70	1,200
Alto	56*	22	25	80	1,300

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 20 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco; pode haver potencial adicional fora dos blocos nos quais a QGEP participa

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 23%.

BM-S-77 - Santos-09

Este prospecto foi mapeado como um pequeno fechamento em três direções, alongado, limitado ao norte por um *trend* de falhas na direção leste-oeste. Nesta estrutura geológica alongada e muito pequena, o mapeamento pode ser muito sensível a pequenas variações de velocidade. A trapa depende muito da falha selante ao norte. Os reservatórios alvo são os arenitos santonianos. A área da acumulação se estende além do bloco para oeste. Com base na análise da QGEP a entrada da estimativa volumétrica é a que segue:

Prospecto Santos-09 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	4*	20	20	60	1,100
Mais Provável	7	30	22	65	1,200
Alto	11**	45	25	75	1,300

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 5,5 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco; a acumulação em potencial pode estender-se além do limite do bloco (6 km^2 a mais para a área do caso mais alto, com base no

mapeamento da QGEP)

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 20%.

Demonstrativo dos Recursos Contingentes de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009 Propriedades na Região Offshore do Brasil

Bruto e Líquido – Interesses da QGEP

Category	Field	Oil / Condensate				Natural Gas			
		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		Gross (100%) Field		Net to QGOG's	
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)
1C									
	North Camarao	---	---	---	---	57	1.6	15	0.4
	Copaíba	18.2	2,897	4.1	652	12	0.3	3	0.1
	Jequitibá	0.6	102	0.2	28	72	2.0	20	0.6
	Santos #1	0.0	7	0.0	2	9	0.3	3	0.1
2C									
	North Camarao	6.3	1,003	1.4	226	53	1.5	12	0.3
	Copaíba	37.8	6,015	8.5	1,353	25	0.7	6	0.2
	Jequitibá	1.5	235	0.4	65	166	4.7	46	1.3
	Santos #1	0.1	19	0.0	6	23	0.7	7	0.2
3C									
	North Camarao	9.3	1,482	2.1	333	61	1.7	14	0.4
	Copaíba	71.2	11,317	16.0	2,546	48	1.4	11	0.3
	Jequitibá	3.0	472	0.8	130	334	9.4	92	2.6
	Santos #1	0.3	41	0.1	12	51	1.4	15	0.4

Demonstrativo dos Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009 Propriedades na Região Offshore do Brasil

Bruto e Líquido – Interesses da QGEP

Estimate	Prospect	Oil / Condensate				Natural Gas				Risk Factor
		Gross (100%) Field Volumes		Net to QGOG's Interest Volumes		Gross (100%) Field Volumes		Net to QGOG's Interest Volumes		
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%
Low (P90 Probabilistic Estimate)										
	CAM 01	130.5	20,751	26.1	4,150	73	2	15	0	31%
	JEQ #1	3.1	490	3.1	490	433	12	433	12	29%
	JEQ #2	2.4	387	2.4	387	273	8	273	8	24%
	Santos #1 UCR1	0.2	29	0.1	9	35	1	11	0	30%
	Santos #1 UCR2	0.1	8	0.0	3	10	0	3	0	30%
	Santos #1 UCR3	0.1	20	0.0	6	25	1	8	0	30%
	Santos #1 UCR4	0.0	7	0.0	2	9	0	3	0	30%
	Santos #2	80.4	12,781	24.1	3,834	83	2	25	1	39%
	Santos #3	36.4	5,789	10.9	1,737	37	1	11	0	19%
	Santos #4	18.7	2,979	5.6	894	1578	45	473	13	40%
	Santos #5	64.0	10,181	12.8	2,036	54	2	11	0	18%
	Santos #6	28.2	4,477	5.6	895	24	1	5	0	18%
	Santos #7	3.8	604	0.8	121	427	12	85	2	11%
	Santos #8	38.6	6,134	7.7	1,227	22	1	4	0	23%
	Santos #9	17.2	2,738	3.4	548	13	0	3	0	20%
Best (P50 Probabilistic Estimate)										
	CAM 01	303.8	48,294	60.8	9,659	171	4.8	34	1.0	31%
	JEQ #1	7.6	1,208	7.6	1,208	1,067	30.2	1,067	30.2	29%
	JEQ #2	6.1	965	6.1	965	681	19.3	681	19.3	24%
	Santos #1 UCR1	0.8	134	0.3	40	165	4.7	50	1.4	30%
	Santos #1 UCR2	0.2	31	0.1	9	39	1.1	12	0.3	30%
	Santos #1 UCR3	0.5	82	0.2	25	101	2.9	30	0.9	30%
	Santos #1 UCR4	0.1	23	0.0	7	29	0.8	9	0.2	30%
	Santos #2	282.6	44,928	84.8	13,478	290	8.2	87	2.5	39%
	Santos #3	106.7	16,961	32.0	5,088	110	3.1	33	0.9	19%
	Santos #4	52.4	8,338	15.7	2,501	4,416	125.1	1,325	37.5	40%
	Santos #5	311.9	49,594	62.4	9,919	263	7.4	53	1.5	18%
	Santos #6	60.5	9,613	12.1	1,923	51	1.4	10	0.3	18%
	Santos #7	8.7	1,385	1.7	277	978	27.7	196	5.5	11%
	Santos #8	98.8	15,708	19.8	3,142	55	1.6	11	0.3	23%
	Santos #9	42.6	6,767	8.5	1,353	31	0.9	6	0.2	20%
High (P10 Probabilistic Estimate)										
	CAM 01	644.6	102,479	128.9	20,496	362	10.2	72	2.0	31%
	JEQ #1	15.3	2,432	15.3	2,432	2,147	60.8	2,147	60.8	29%
	JEQ #2	12.4	1,968	12.4	1,968	1,390	39.4	1,390	39.4	24%
	Santos #1 UCR1	2.6	414	0.8	124	511	14.5	153	4.3	30%
	Santos #1 UCR2	0.5	85	0.2	26	105	3.0	32	0.9	30%
	Santos #1 UCR3	1.5	240	0.5	72	297	8.4	89	2.5	30%
	Santos #1 UCR4	0.4	58	0.1	17	72	2.0	22	0.6	30%
	Santos #2	795.6	126,486	238.7	37,946	818	23.1	245	6.9	39%
	Santos #3	260.7	41,445	78.2	12,434	268	7.6	80	2.3	19%
	Santos #4	116.0	18,444	34.8	5,533	9,769	276.7	2,931	83.0	40%
	Santos #5	1,037.6	164,966	207.5	32,993	874	24.7	175	4.9	18%
	Santos #6	124.9	19,859	25.0	3,972	105	3.0	21	0.6	18%
	Santos #7	19.1	3,041	3.8	608	2,148	60.8	430	12.2	11%
	Santos #8	220.2	35,009	44.0	7,002	124	3.5	25	0.7	23%
	Santos #9	95.1	15,119	19.0	3,024	69	2.0	14	0.4	20%

Demonstrativo dos Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2010 Propriedades na Região Offshore do Brasil

Bruto e Líquido – Interesses da QGEP

Estimate	Prospect	Oil / Condensate				Natural Gas				Risk Factor
		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%
Mean Values										
	CAM 01	353.2	56,156	70.6	11,231	198	6	40	1	31%
	JEQ #1	8.5	1,351	8.5	1,351	1193	34	1193	34	29%
	JEQ #2	6.9	1,091	6.9	1,091	770	22	770	22	24%
	Santos #1 UCR1	1.2	185	0.3	55	228	6	69	2	30%
	Santos #1 UCR2	0.3	40	0.1	12	50	1	15	0	30%
	Santos #1 UCR3	0.7	110	0.2	33	137	4	41	1	30%
	Santos #1 UCR4	0.2	29	0.1	9	36	1	11	0	30%
	Santos #2	376.6	59,877	113.0	17,963	387	11	116	3	39%
	Santos #3	132.2	21,010	39.6	6,303	136	4	41	1	19%
	Santos #4	61.5	9,784	18.5	2,935	5182	147	1555	44	40%
	Santos #5	455.1	72,346	91.0	14,469	383	11	77	2	18%
	Santos #6	70.1	11,151	14.0	2,230	59	2	12	0	18%
	Santos #7	10.3	1,646	2.1	329	1162	33	232	7	11%
	Santos #8	116.7	18,558	23.3	3,712	66	2	13	0	23%
	Santos #9	50.2	7,983	10.0	1597	37	1	7	0	20%

APPENDIX II:

Cashflows
As of December 31, 2009

3C Contingent Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Camarao Norte Discovery

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70											
2014				88.00	6.62	96.80											
2015				90.20	6.79	99.22									45		(45)
2016		34	29	92.46	6.96	101.70		8	19	27	2		4			3	18
2017		137	118	94.77	7.13	104.24		34	77	112	8		7			14	82
2018		137	118	97.14	7.31	106.85		35	79	114	9		7			14	84
2019		137	118	99.56	7.49	109.52		36	81	117	9		8			14	86
2020		137	118	102.05	7.68	112.26		37	83	120	9		8			15	89
2021		119	103	104.60	7.87	115.06		33	74	107	8		8			13	78
2022		80	69	107.22	8.07	117.94		23	51	74	6		7			9	53
2023		50	43	109.90	8.27	120.89		14	32	47	4		7			5	31
2024		23	20	112.65	8.48	123.91		7	16	23	2		6			2	13
2025		7	6	115.46	8.69	127.01		2	5	7	1		3			1	3
2026				118.35	8.91	130.19								4			(4)
2027				121.31	9.13	133.44											
2028				124.34	9.36	136.78											
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total		860	740					231	517	748	56		63	4	45	89	491

GCA Auditor: RW Approved: DKM

3C Contingent Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Copaiba Discovery

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									179		(179)
2014				88.00	6.62	96.80									183		(183)
2015				90.20	6.79	99.22									188		(188)
2016				92.46	6.96	101.70									192		(192)
2017	1,217			94.77	7.13	104.24	725			725	73		30			184	438
2018	2,433			97.14	7.31	106.85	1,487			1,487	149		62			379	896
2019	1,895			99.56	7.49	109.52	1,187			1,187	119		95			289	684
2020	1,480			102.05	7.68	112.26	950			950	95		66			235	554
2021	1,149			104.60	7.87	115.06	756			756	76		54			188	439
2022	895			107.22	8.07	117.94	604			604	60		89			135	320
2023	697			109.90	8.27	120.89	482			482	48		57			113	264
2024	544			112.65	8.48	123.91	386			386	39		46			90	211
2025	423			115.46	8.69	127.01	307			307	31		84			56	137
2026	329			118.35	8.91	130.19	245			245	25		49			51	121
2027	256			121.31	9.13	133.44	196			196	20		50			37	89
2028				124.34	9.36	136.78								62			(62)
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total	11,319						7,324			7,324	732		682	62	741	1,757	3,349

GCA Auditor: RW Approved: DKM

3C Contingent Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Jequitiba Discovery

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									124		(124)
2013				87.00	6.46	95.70									127		(127)
2014				88.00	6.62	96.80									130		(130)
2015		365	18	90.20	6.79	99.22		87	11	99	10		37		133	11	(92)
2016		732	37	92.46	6.96	101.70		180	23	203	20		76			23	84
2017		730	37	94.77	7.13	104.24		184	24	208	21		78			24	86
2018		730	37	97.14	7.31	106.85		188	25	213	21		80			24	87
2019		730	37	99.56	7.49	109.52		193	25	218	22		82			25	89
2020		623	31	102.05	7.68	112.26		169	22	191	19		75			21	75
2021		513	26	104.60	7.87	115.06		143	19	161	16		63			18	64
2022		513	26	107.22	8.07	117.94		146	19	165	17		64			19	65
2023		513	26	109.90	8.27	120.89		150	20	169	17		66			20	67
2024		515	26	112.65	8.48	123.91		154	20	174	17		68			21	68
2025		437	22	115.46	8.69	127.01		134	17	152	15		63			17	57
2026		361	18	118.35	8.91	130.19		113	15	128	13		52			15	48
2027		361	18	121.31	9.13	133.44		116	15	131	13		54			15	49
2028		362	18	124.34	9.36	136.78		120	16	135	14		55			16	51
2029		361	18	127.45	9.59	140.20		122	16	138	14		56			16	52
2030		307	15	130.64	9.83	143.70		107	14	121	12		52			13	43
2031		254	13	133.90	10.08	147.29		90	12	102	10		44			12	36
2032		254	13	137.25	10.33	150.97		93	12	105	10		45			12	37
2033		254	13	140.68	10.59	154.75		95	12	107	11		46			12	38
2034		254	13	144.20	10.85	158.62		97	13	110	11		47			13	39
2035		216	11	147.80	11.12	162.58		85	11	96	10		44			10	32
2036				151.50	11.40	166.65								54			(54)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total		9,384	469					2,767	360	3,127	313		1,247	54	513	358	642

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Jequitinhonha 1

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									62		(62)
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									363		(363)
2014				88.00	6.62	96.80									372		(372)
2015		1,460	58	90.20	6.79	99.22		350	36	386	39		13		382	97	(144)
2016		2,928	117	92.46	6.96	101.70		719	75	794	79	7	27			197	484
2017		2,920	117	94.77	7.13	104.24		735	77	812	81	26	27			196	482
2018		2,920	117	97.14	7.31	106.85		754	78	832	83	44	28			196	482
2019		2,920	117	99.56	7.49	109.52		773	80	853	85	45	29			201	493
2020		2,928	117	102.05	7.68	112.26		794	83	877	88	47	29			208	505
2021		2,207	88	104.60	7.87	115.06		613	64	677	68	29	30			161	390
2022		1,493	60	107.22	8.07	117.94		425	44	470	47	11	25			114	273
2023		1,493	60	109.90	8.27	120.89		436	45	482	48	11	25			117	279
2024		1,497	60	112.65	8.48	123.91		448	47	495	49	12	26			121	287
2025		1,493	60	115.46	8.69	127.01		458	48	506	51	12	27			124	293
2026		1,493	60	118.35	8.91	130.19		470	49	519	52	11	87			108	262
2027		1,128	45	121.31	9.13	133.44		364	38	402	40		28			100	234
2028		766	31	124.34	9.36	136.78		253	26	279	28		23			69	160
2029		764	31	127.45	9.59	140.20		259	27	286	29		23			70	163
2030		764	31	130.64	9.83	143.70		265	28	293	29		24			72	167
2031		764	31	133.90	10.08	147.29		272	28	300	30		25			74	171
2032		766	31	137.25	10.33	150.97		279	29	308	31		94			53	130
2033		577	23	140.68	10.59	154.75		216	22	238	24		26			57	131
2034		436	17	144.20	10.85	158.62		167	17	185	18		21			44	101
2035		436	17	147.80	11.12	162.58		171	18	189	19		22			45	103
2036		437	17	151.50	11.40	166.65		176	18	194	19		22			47	106
2037		436	17	155.29	11.69	170.81		180	19	199	20		23			48	108
2038		436	17	159.17	11.98	175.08		184	19	204	20		23			49	111
2039		436	17	163.15	12.28	179.46		189	20	209	21		24			51	113
2040				167	13	184								127			(127)
Total		33,899	1,355					9,952	1,036	10,987	1,099	255	750	127	1,179	2,620	4,958

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Jequitinhonha 2

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									67		(67)
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									115		(115)
2014				88.00	6.62	96.80									118		(118)
2015		913	46	90.20	6.79	99.22		219	29	247	25		6		121	68	28
2016		1,830	92	92.46	6.96	101.70		450	59	508	51		11			140	306
2017		1,825	91	94.77	7.13	104.24		460	60	519	52		12			143	313
2018		1,825	91	97.14	7.31	106.85		471	61	532	53	20	12			140	307
2019		1,825	91	99.56	7.49	109.52		483	63	546	55	21	12			144	314
2020		1,830	92	102.05	7.68	112.26		496	65	561	56	21	13			148	323
2021		1,403	70	104.60	7.87	115.06		390	51	441	44	10	13			118	256
2022		981	49	107.22	8.07	117.94		279	36	316	32		11			87	187
2023		981	49	109.90	8.27	120.89		286	37	324	32		11			89	192
2024		983	49	112.65	8.48	123.91		294	38	333	33		11			92	197
2025		981	49	115.46	8.69	127.01		301	39	340	34		11			94	201
2026		981	49	118.35	8.91	130.19		308	40	349	35		12			96	206
2027		754	38	121.31	9.13	133.44		243	32	275	27		12			75	160
2028		529	26	124.34	9.36	136.78		175	23	197	20		10			54	114
2029		527	26	127.45	9.59	140.20		179	23	202	20		10			55	117
2030		527	26	130.64	9.83	143.70		183	24	207	21		10			56	120
2031		527	26	133.90	10.08	147.29		188	24	212	21		78			35	78
2032		529	26	137.25	10.33	150.97		193	25	218	22		11			60	126
2033		405	20	140.68	10.59	154.75		151	20	171	17		11			46	97
2034		283	14	144.20	10.85	158.62		109	14	123	12		9			33	69
2035		283	14	147.80	11.12	162.58		111	14	126	13		9			33	70
2036		284	14	151.50	11.40	166.65		114	15	129	13		10			34	72
2037		283	14	155.29	11.69	170.81		117	15	132	13		10			35	74
2038		283	14	159.17	11.98	175.08		120	16	135	14		10			36	76
2039		283	14	163.15	12.28	179.46		123	16	139	14		10			37	78
2040				167	13	184								40			(40)
Total		21,854	1,094					6,442	839	7,282	728	73	333	40	420	1,947	3,740

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Camamu 1

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									51		(51)
2012				85.00	6.30	93.50									47		(47)
2013				87.00	6.46	95.70									990		(990)
2014				88.00	6.62	96.80									1,015		(1,015)
2015				90.20	6.79	99.22									1,040		(1,040)
2016				92.46	6.96	101.70									1,066		(1,066)
2017	4,681	468		94.77	7.13	104.24	2,790	118		2,908	291		88			740	1,788
2018	9,362	936		97.14	7.31	106.85	5,720	242		5,961	596	613	181			1,316	3,256
2019	7,709	771		99.56	7.49	109.52	4,828	204		5,032	503	524	173			1,106	2,725
2020	6,366	637		102.05	7.68	112.26	4,086	173		4,259	426	482	218			903	2,230
2021	5,228	523		104.60	7.87	115.06	3,440	145		3,585	359	322	162			799	1,943
2022	4,305	431		107.22	8.07	117.94	2,903	123		3,026	303	210	187			681	1,645
2023	3,545	355		109.90	8.27	120.89	2,451	104		2,554	255	134	130			601	1,433
2024	2,928	293		112.65	8.48	123.91	2,074	88		2,162	216	82	185			496	1,183
2025	2,404	240		115.46	8.69	127.01	1,746	74		1,820	182	56	106			441	1,036
2026	1,980	198		118.35	8.91	130.19	1,474	62		1,536	154	29	164			354	836
2027	1,630	163		121.31	9.13	133.44	1,244	53		1,297	130		104			320	743
2028	1,346	135		124.34	9.36	136.78	1,053	44		1,097	110		166			245	577
2029	1,106	111		127.45	9.59	140.20	886	37		924	92		85			225	521
2030	910	91		130.64	9.83	143.70	748	32		780	78		151			164	387
2031	750	75		133.90	10.08	147.29	632	27		658	66		86			153	353
2032	619	62		137.25	10.33	150.97	534	23		557	56		156			102	244
2033	508	51		140.68	10.59	154.75	450	19		469	47		71			106	244
2034	419	42		144.20	10.85	158.62	380	16		396	40		144			61	151
2035	345	34		147.80	11.12	162.58	321	14		334	33		73			69	159
2036				151.50	11.40	166.65								419			(419)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total	56,142	5,614					37,761	1,595		39,356	3,936	2,452	2,631	419	4,210	8,883	16,825

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 1

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									53		(53)
2013				87.00	6.46	95.70									60		(60)
2014				88.00	6.62	96.80									62		(62)
2015				90.20	6.79	99.22									63		(63)
2016				92.46	6.96	101.70									65		(65)
2017		803	23	94.77	7.13	104.24		202	15	217	22		59			41	96
2018		1,606	46	97.14	7.31	106.85		415	31	445	45	33	121			72	174
2019		1,606	46	99.56	7.49	109.52		425	31	456	46	35	124			74	178
2020		1,610	46	102.05	7.68	112.26		437	32	469	47	40	127			75	180
2021		1,258	36	104.60	7.87	115.06		350	26	376	38	25	102			63	148
2022		911	26	107.22	8.07	117.94		259	19	279	28	15	76			48	113
2023		911	26	109.90	8.27	120.89		266	20	286	29	11	78			51	118
2024		913	26	112.65	8.48	123.91		273	20	294	29	9	80			53	123
2025		713	20	115.46	8.69	127.01		219	16	235	24	5	64			43	99
2026		516	15	118.35	8.91	130.19		162	12	174	17	3	47			33	74
2027		516	15	121.31	9.13	133.44		166	12	179	18		49			34	78
2028		518	15	124.34	9.36	136.78		171	13	184	18		50			35	80
2029		405	12	127.45	9.59	140.20		137	10	147	15		40			28	64
2030		293	8	130.64	9.83	143.70		102	8	109	11		30			21	47
2031		293	8	133.90	10.08	147.29		104	8	112	11		64			10	26
2032		294	8	137.25	10.33	150.97		107	8	115	12		31			22	50
2033		229	7	140.68	10.59	154.75		86	6	92	9		25			18	40
2034		166	5	144.20	10.85	158.62		64	5	68	7		19			13	30
2035		166	5	147.80	11.12	162.58		65	5	70	7		19			14	30
2036		166	5	151.50	11.40	166.65		67	5	72	7		20			14	31
2037		130	4	155.29	11.69	170.81		54	4	58	6		16			11	25
2038				159.17	11.98	175.08								27			(27)
2039				163.15	12.28	179.46											
Total		14,023	399					4,131	306	4,437	444	176	1,238	27	302	774	1,476

The Santos 1 Cashflow includes the 3C Contingent Resources and the Pmean Prospective Resources. 3C Resources are not enough to be developed by themselves.

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 2

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part. + P&D Tax	Operating Expense	Aband Cost	Capital Expenditures	Income Tax Social Contr.	After Tax Net Cash Flow
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total							
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									82		(82)
2012				85.00	6.30	93.50									158		(158)
2013				87.00	6.46	95.70									1,220		(1,220)
2014				88.00	6.62	96.80									1,250		(1,250)
2015				90.20	6.79	99.22									1,281		(1,281)
2016				92.46	6.96	101.70									1,314		(1,314)
2017	5,120	937		94.77	7.13	104.24	3,052	236		3,288	329	49	120			794	1,995
2018	10,239	1,874		97.14	7.31	106.85	6,256	484		6,740	674	847	246			1,383	3,590
2019	8,377	1,533		99.56	7.49	109.52	5,246	406		5,652	565	700	226			1,163	2,998
2020	6,873	1,258		102.05	7.68	112.26	4,412	341		4,753	475	624	210			964	2,480
2021	5,608	1,026		104.60	7.87	115.06	3,690	285		3,975	397	419	196			838	2,124
2022	4,588	840		107.22	8.07	117.94	3,094	239		3,333	333	261	210			722	1,807
2023	3,754	687		109.90	8.27	120.89	2,595	201		2,795	280	177	154			630	1,555
2024	3,079	564		112.65	8.48	123.91	2,182	169		2,351	235	100	196			526	1,293
2025	2,513	460		115.46	8.69	127.01	1,825	141		1,966	197	69	141			455	1,105
2026	2,056	376		118.35	8.91	130.19	1,530	118		1,649	165	39	189			365	890
2027	1,682	308		121.31	9.13	133.44	1,283	99		1,383	138	19	134			321	771
2028	1,380	253		124.34	9.36	136.78	1,079	83		1,163	116		187			251	609
2029	1,126	206		127.45	9.59	140.20	903	70		972	97		109			227	540
2030	921	169		130.64	9.83	143.70	757	59		815	82		165			166	403
2031	754	138		133.90	10.08	147.29	635	49		684	68		107			150	358
2032	618	113		137.25	10.33	150.97	534	41		575	58		167			100	250
2033	504	92		140.68	10.59	154.75	446	35		481	48		88			102	243
2034	413	76		144.20	10.85	158.62	374	29		403	40		152			59	152
2035	338	62		147.80	11.12	162.58	314	24		338	34		89			63	152
2036				151.50	11.40	166.65								517			(517)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total	59,941	10,969					40,207	3,109		43,315	4,332	3,303	3,085	517	5,305	9,279	17,495

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 3

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part. + P&D Tax	Operating Expense	Aband Cost	Capital Expenditures	Income Tax Social Contr.	After Tax Net Cash Flow
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total							
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									89		(89)
2013				87.00	6.46	95.70									447		(447)
2014				88.00	6.62	96.80									458		(458)
2015				90.20	6.79	99.22									469		(469)
2016				92.46	6.96	101.70									481		(481)
2017	2,170	397		94.77	7.13	104.24	1,294	100		1,394	139		70			334	850
2018	4,340	794		97.14	7.31	106.85	2,652	205		2,857	286	56	143			670	1,702
2019	3,390	620		99.56	7.49	109.52	2,123	164		2,287	229	56	133			529	1,341
2020	2,656	486		102.05	7.68	112.26	1,705	132		1,837	184	67	126			413	1,047
2021	2,069	379		104.60	7.87	115.06	1,361	105		1,466	147	35	155			319	811
2022	1,616	296		107.22	8.07	117.94	1,090	84		1,174	117	13	98			271	675
2023	1,262	231		109.90	8.27	120.89	873	67		940	94		95			216	535
2024	989	181		112.65	8.48	123.91	701	54		755	75		134			154	391
2025	770	141		115.46	8.69	127.01	559	43		603	60		76			134	332
2026	602	110		118.35	8.91	130.19	448	35		483	48		75			103	256
2027	470	86		121.31	9.13	133.44	359	28		386	39		122			62	164
2028	368	67		124.34	9.36	136.78	288	22		310	31		61			63	155
2029	287	52		127.45	9.59	140.20	230	18		248	25		61			46	116
2030				130.64	9.83	143.70								163			(163)
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total	20,990	3,841					13,682	1,058		14,739	1,474	226	1,352	163	1,944	3,313	6,267

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 4

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									103		(103)
2012				85.00	6.30	93.50									189		(189)
2013				87.00	6.46	95.70									1,145		(1,145)
2014				88.00	6.62	96.80									1,173		(1,173)
2015				90.20	6.79	99.22									1,203		(1,203)
2016				92.46	6.96	101.70									1,233		(1,233)
2017		5,475	365	94.77	7.13	104.24		1,379	239	1,618	162	21	74			399	962
2018		10,950	730	97.14	7.31	106.85		2,827	490	3,317	332	402	152			699	1,732
2019		10,950	730	99.56	7.49	109.52		2,897	503	3,400	340	516	156			684	1,704
2020		10,980	732	102.05	7.68	112.26		2,978	517	3,494	349	640	160			669	1,676
2021		10,950	730	104.60	7.87	115.06		3,044	528	3,572	357	655	164			687	1,709
2022		10,950	730	107.22	8.07	117.94		3,120	541	3,661	366	674	168			706	1,747
2023		10,950	730	109.90	8.27	120.89		3,198	555	3,753	375	693	172			726	1,786
2024		10,980	732	112.65	8.48	123.91		3,287	570	3,857	386	700	240			732	1,799
2025		7,842	523	115.46	8.69	127.01		2,406	418	2,824	282	387	181			579	1,394
2026		4,734	316	118.35	8.91	130.19		1,489	258	1,747	175	128	148			385	911
2027		4,734	316	121.31	9.13	133.44		1,526	265	1,791	179	132	152			396	932
2028		4,747	316	124.34	9.36	136.78		1,569	272	1,841	184	129	226			387	914
2029		4,734	316	127.45	9.59	140.20		1,603	278	1,882	188	139	160			419	975
2030		4,734	316	130.64	9.83	143.70		1,643	285	1,929	193	143	164			430	998
2031		4,734	316	133.90	10.08	147.29		1,684	292	1,977	198	147	168			442	1,022
2032		4,747	316	137.25	10.33	150.97		1,731	300	2,032	203	144	250			432	1,002
2033		3,390	226	140.68	10.59	154.75		1,267	220	1,487	149	63	176			334	765
2034		2,047	136	144.20	10.85	158.62		784	136	920	92	17	145			203	464
2035		2,047	136	147.80	11.12	162.58		804	139	943	94	17	148			209	475
2036		2,052	137	151.50	11.40	166.65		826	143	970	97	15	238			187	433
2037		2,047	136	155.29	11.69	170.81		845	147	991	99	18	156			220	498
2038		2,047	136	159.17	11.98	175.08		866	150	1,016	102	19	160			226	510
2039		2,047	136	163.15	12.28	179.46		887	154	1,041	104	19	164			233	522
2040		2,052	137	167.23	12.59	183.95		912	158	1,070	107	20	168			240	536
2041		1,466	98	171.41	12.90	188.55		668	116	783	78		172			164	369
2042		885	59	175.69	13.22	193.26		413	72	485	48		176			78	182
2043		885	59	180.08	13.55	198.09		423	73	497	50		181			80	186
2044		887	59	184.59	13.89	203.04		435	76	511	51		185			83	192
2045		885	59	189.20	14.24	208.12		445	77	522	52		190			85	195
2046		885	59	193.93	14.60	213.32		456	79	535	54		195			87	200
2047				198.78	14.96	218.66								636			(636)
Total		146,810	9,785					46,412	8,054	54,466	5,447	5,838	5,188	636	5,045	11,202	21,110

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 5

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									82		(82)
2012				85.00	6.30	93.50									158		(158)
2013				87.00	6.46	95.70									1,438		(1,438)
2014				88.00	6.62	96.80									1,474		(1,474)
2015				90.20	6.79	99.22									1,511		(1,511)
2016				92.46	6.96	101.70									1,549		(1,549)
2017	3,990	599		94.77	7.13	104.24	2,378	151		2,529	253	57	93			607	1,520
2018	7,980	1,197		97.14	7.31	106.85	4,876	309		5,185	518	588	190			1,089	2,799
2019	7,125	1,069		99.56	7.49	109.52	4,462	283		4,745	474	594	229			964	2,483
2020	6,379	957		102.05	7.68	112.26	4,095	259		4,354	435	605	181			879	2,254
2021	5,680	852		104.60	7.87	115.06	3,737	237		3,974	397	487	223			809	2,058
2022	5,071	761		107.22	8.07	117.94	3,420	217		3,637	364	409	174			767	1,924
2023	4,528	679		109.90	8.27	120.89	3,130	198		3,328	333	323	219			702	1,751
2024	4,054	608		112.65	8.48	123.91	2,872	182		3,054	305	267	146			676	1,660
2025	3,609	541		115.46	8.69	127.01	2,621	166		2,787	279	215	194			609	1,491
2026	3,223	483		118.35	8.91	130.19	2,399	152		2,551	255	179	142			578	1,398
2027	2,877	432		121.31	9.13	133.44	2,195	139		2,335	233	136	194			518	1,253
2028	2,576	386		124.34	9.36	136.78	2,015	128		2,142	214	107	140			496	1,185
2029	2,294	344		127.45	9.59	140.20	1,839	117		1,955	196	87	195			436	1,042
2030	2,048	307		130.64	9.83	143.70	1,683	107		1,789	179	77	117			422	995
2031	1,828	274		133.90	10.08	147.29	1,540	98		1,638	164	60	175			368	871
2032	1,637	246		137.25	10.33	150.97	1,413	90		1,503	150	50	116			355	830
2033	1,457	219		140.68	10.59	154.75	1,290	82		1,371	137	35	178			305	716
2034	1,301	195		144.20	10.85	158.62	1,180	75		1,255	126	26	117			297	689
2035	1,162	174		147.80	11.12	162.58	1,080	68		1,149	115	15	182			251	586
2036	1,040	156		151.50	11.40	166.65	991	63		1,054	105		98			259	592
2037	926	139		155.29	11.69	170.81	905	57		962	96		167			211	488
2038	827	124		159.17	11.98	175.08	828	52		880	88		99			212	482
2039	827	124		163.15	12.28	179.46	849	54		902	90		102			217	493
2040				167	13	184								672			(672)
Total	72,439	10,866					51,797	3,283		55,080	5,508	4,319	3,669	672	6,212	12,026	22,673

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 6

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part. + P&D Tax	Operating Expense	Aband Cost	Capital Expenditures	Income Tax Social Contr.	After Tax Net Cash Flow
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total							
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									84		(84)
2013				87.00	6.46	95.70									314		(314)
2014				88.00	6.62	96.80									322		(322)
2015				90.20	6.79	99.22									330		(330)
2016				92.46	6.96	101.70									338		(338)
2017	927	139		94.77	7.13	104.24	553	35		588	59		40			127	362
2018	1,854	278		97.14	7.31	106.85	1,133	72		1,204	120		82			262	740
2019	1,614	242		99.56	7.49	109.52	1,011	64		1,075	107		125			218	624
2020	1,409	211		102.05	7.68	112.26	904	57		961	96	22	81			200	563
2021	1,223	183		104.60	7.87	115.06	805	51		856	86	13	81			178	498
2022	1,064	160		107.22	8.07	117.94	718	45		763	76	6	81			159	441
2023	927	139		109.90	8.27	120.89	641	41		681	68		67			146	399
2024	809	121		112.65	8.48	123.91	573	36		609	61		117			112	319
2025	702	105		115.46	8.69	127.01	510	32		542	54		68			113	307
2026	611	92		118.35	8.91	130.19	455	29		484	48		68			99	268
2027				121.31	9.13	133.44								106			(106)
2028				124.34	9.36	136.78											
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total	11,139	1,671					7,301	463		7,764	776	40	812	106	1,388	1,614	3,027

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 7

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									95		(95)
2013				87.00	6.46	95.70									223		(223)
2014				88.00	6.62	96.80									229		(229)
2015				90.20	6.79	99.22									234		(234)
2016				92.46	6.96	101.70									240		(240)
2017		1,460	73	94.77	7.13	104.24		368	48	416	42		142			64	169
2018		2,920	146	97.14	7.31	106.85		754	98	852	85	5	290			130	342
2019		2,920	146	99.56	7.49	109.52		773	101	873	87	17	298			129	342
2020		2,928	146	102.05	7.68	112.26		794	103	897	90	30	306			130	343
2021		2,466	123	104.60	7.87	115.06		686	89	775	77	21	276			110	290
2022		2,013	101	107.22	8.07	117.94		573	75	648	65	14	245			89	235
2023		2,013	101	109.90	8.27	120.89		588	77	664	66	15	251			92	240
2024		2,018	101	112.65	8.48	123.91		604	79	683	68	15	258			95	247
2025		1,700	85	115.46	8.69	127.01		522	68	589	59	10	236			79	206
2026		1,387	69	118.35	8.91	130.19		436	57	493	49	6	196			68	175
2027		1,387	69	121.31	9.13	133.44		447	58	505	51	6	201			70	179
2028		1,391	70	124.34	9.36	136.78		460	60	519	52	6	206			72	183
2029		1,172	59	127.45	9.59	140.20		397	52	448	45	1	246			41	116
2030		956	48	130.64	9.83	143.70		332	43	375	38		173			46	119
2031		956	48	133.90	10.08	147.29		340	44	385	38		177			47	122
2032		959	48	137.25	10.33	150.97		350	46	395	40		182			49	125
2033		808	40	140.68	10.59	154.75		302	39	341	34		231			17	58
2034		659	33	144.20	10.85	158.62		253	33	285	29		141			33	84
2035		659	33	147.80	11.12	162.58		259	34	293	29		144			34	86
2036		661	33	151.50	11.40	166.65		266	35	301	30		148			35	88
2037		557	28	155.29	11.69	170.81		230	30	260	26		139			26	68
2038		454	23	159.17	11.98	175.08		192	25	217	22		130			17	48
2039		454	23	163.15	12.28	179.46		197	26	223	22		133			18	49
2040				167	13	184								104			(104)
Total		32,897	1,645					10,120	1,318	11,438	1,144	146	4,746	104	1,021	1,490	2,787

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 8

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part. + P&D Tax	Operating Expense	Aband Cost	Capital Expenditures	Income Tax Social Contr.	After Tax Net Cash Flow
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total							
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									74		(74)
2013				87.00	6.46	95.70									310		(310)
2014				88.00	6.62	96.80									318		(318)
2015				90.20	6.79	99.22									326		(326)
2016				92.46	6.96	101.70									334		(334)
2017	1,756	176		94.77	7.13	104.24	1,047	44		1,091	109		44			275	663
2018	3,512	351		97.14	7.31	106.85	2,145	91		2,236	224	53	91			547	1,321
2019	2,817	282		99.56	7.49	109.52	1,764	75		1,839	184	61	88			442	1,064
2020	2,266	227		102.05	7.68	112.26	1,455	61		1,516	152	68	86			355	856
2021	1,813	181		104.60	7.87	115.06	1,193	50		1,243	124	45	70			296	708
2022	1,455	145		107.22	8.07	117.94	981	41		1,023	102	26	69			244	581
2023	1,167	117		109.90	8.27	120.89	807	34		841	84	9	96			192	459
2024	939	94		112.65	8.48	123.91	665	28		693	69		56			170	398
2025	751	75		115.46	8.69	127.01	546	23		569	57		56			136	320
2026	603	60		118.35	8.91	130.19	449	19		468	47		86			99	236
2027	484	48		121.31	9.13	133.44	369	16		385	38		56			86	203
2028	389	39		124.34	9.36	136.78	304	13		317	32		46			72	168
2029	311	31		127.45	9.59	140.20	249	11		260	26		78			45	110
2030	250	25		130.64	9.83	143.70	205	9		214	21		47			43	102
2031				133.90	10.08	147.29								116			(116)
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total	18,512	1,851					12,180	515		12,694	1,269	262	970	116	1,362	3,003	5,712

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Prospect Santos 9

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20											
2012				85.00	6.30	93.50									79		(79)
2013				87.00	6.46	95.70									249		(249)
2014				88.00	6.62	96.80									255		(255)
2015				90.20	6.79	99.22									262		(262)
2016				92.46	6.96	101.70									268		(268)
2017	644	84		94.77	7.13	104.24	384	21		405	40		31			83	251
2018	1,288	167		97.14	7.31	106.85	787	43		830	83		63			171	512
2019	1,116	145		99.56	7.49	109.52	699	38		737	74		63			151	449
2020	969	126		102.05	7.68	112.26	622	34		656	66		63			133	394
2021	837	109		104.60	7.87	115.06	551	30		581	58		109			101	313
2022	725	94		107.22	8.07	117.94	489	27		516	52		64			102	299
2023	628	82		109.90	8.27	120.89	434	24		458	46		53			92	267
2024	546	71		112.65	8.48	123.91	387	21		408	41		53			81	233
2025	471	61		115.46	8.69	127.01	342	19		361	36		104			53	168
2026	408	53		118.35	8.91	130.19	304	17		321	32		54			60	174
2027	354	46		121.31	9.13	133.44	270	15		285	28		45			55	156
2028				124.34	9.36	136.78								87			(87)
2029				127.45	9.59	140.20											
2030				130.64	9.83	143.70											
2031				133.90	10.08	147.29											
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
Total	7,986	1,038					5,269	289		5,558	556		701	87	1,114	1,084	2,017

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Upside Case. Oil Bearing Prospect Jequitinhonha 1

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									56		(56)
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									407		(407)
2014				88.00	6.62	96.80									417		(417)
2015	2,888	231		90.20	6.79	99.22	1,638	55		1,694	169		59		428	453	585
2016	4,741	379		92.46	6.96	101.70	2,757	93		2,850	285	116	121			717	1,612
2017	3,871	310		94.77	7.13	104.24	2,308	78		2,386	239	114	124			588	1,321
2018	3,170	254		97.14	7.31	106.85	1,937	65		2,002	200	111	163			469	1,058
2019	2,595	208		99.56	7.49	109.52	1,625	55		1,680	168	77	130			403	903
2020	2,130	170		102.05	7.68	112.26	1,368	46		1,414	141	51	133			336	752
2021	1,739	139		104.60	7.87	115.06	1,144	39		1,183	118	27	176			266	597
2022	1,424	114		107.22	8.07	117.94	960	32		993	99	10	112			240	532
2023	1,166	93		109.90	8.27	120.89	806	27		833	83		115			198	438
2024	957	77		112.65	8.48	123.91	678	23		701	70		160			145	326
2025	782	63		115.46	8.69	127.01	568	19		587	59		96			134	297
2026	640	51		118.35	8.91	130.19	476	16		492	49		99			107	237
2027	524	42		121.31	9.13	133.44	400	14		413	41		101			84	187
2028	430	34		124.34	9.36	136.78	336	11		348	35		104			64	145
2029	351	28		127.45	9.59	140.20	282	10		291	29		106			47	108
2030	288	23		130.64	9.83	143.70	236	8		244	24		109			33	78
2031	235	19		133.90	10.08	147.29	198	7		205	20		112			21	52
2032	193	15		137.25	10.33	150.97	167	6		172	17		114			11	30
2033				140.68	10.59	154.75								120			(120)
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
2040				167	13	184											
Total	28,125	2,250					17,885	604		18,489	1,849	506	2,132	120	1,308	4,316	8,258

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Upside Case. Oil Bearing Prospect Jequitinhonha 2

Year	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part. + P&D Tax	Operating Expense	Aband Cost	Capital Expenditures	Income Tax Social Contr.	After Tax Net Cash Flow
	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total							
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									67		(67)
2012				85.00	6.30	93.50											
2013				87.00	6.46	95.70									199		(199)
2014				88.00	6.62	96.80									204		(204)
2015	1,935	155		90.20	6.79	99.22	1,098	37		1,135	113		43		209	306	464
2016	3,083	247		92.46	6.96	101.70	1,793	61		1,853	185	26	88			485	1,069
2017	2,443	195		94.77	7.13	104.24	1,456	49		1,505	151	36	90			384	845
2018	1,941	155		97.14	7.31	106.85	1,186	40		1,226	123	44	117			293	649
2019	1,542	123		99.56	7.49	109.52	966	33		998	100	23	94			244	537
2020	1,229	98		102.05	7.68	112.26	789	27		815	82	6	97			197	434
2021	973	78		104.60	7.87	115.06	640	22		662	66		126			146	324
2022	773	62		107.22	8.07	117.94	522	18		539	54		81			126	277
2023	615	49		109.90	8.27	120.89	425	14		439	44		83			97	214
2024	490	39		112.65	8.48	123.91	347	12		359	36		86			74	163
2025	388	31		115.46	8.69	127.01	282	10		291	29		88			54	121
2026	308	25		118.35	8.91	130.19	229	8		237	24		90			38	86
2027	245	20		121.31	9.13	133.44	187	6		193	19		92			24	57
2028	195	16		124.34	9.36	136.78	153	5		158	16		94			13	34
2029	155	12		127.45	9.59	140.20	124	4		128	13		97			4	14
2030	123	10		130.64	9.83	143.70	101	3		104	10		99				(5)
2031				133.90	10.08	147.29								56			(56)
2032				137.25	10.33	150.97											
2033				140.68	10.59	154.75											
2034				144.20	10.85	158.62											
2035				147.80	11.12	162.58											
2036				151.50	11.40	166.65											
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
2040				167	13	184											
Total	16,436	1,315					10,296	348		10,644	1,064	135	1,464	56	679	2,486	4,760

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Upside Case. Oil Bearing Prospect Santos 4

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									103		(103)
2012				85.00	6.30	93.50									189		(189)
2013				87.00	6.46	95.70									1,103		(1,103)
2014				88.00	6.62	96.80									1,130		(1,130)
2015				90.20	6.79	99.22									1,159		(1,159)
2016				92.46	6.96	101.70									1,188		(1,188)
2017	5,089	407		94.77	7.13	104.24	3,034	103		3,136	314	45	109			785	1,883
2018	10,178	814		97.14	7.31	106.85	6,219	210		6,429	643	817	223			1,369	3,376
2019	10,178	814		99.56	7.49	109.52	6,374	215		6,590	659	1,027	285			1,326	3,292
2020	8,306	664		102.05	7.68	112.26	5,332	180		5,512	551	846	235			1,120	2,760
2021	6,741	539		104.60	7.87	115.06	4,436	150		4,585	459	541	240			976	2,369
2022	5,486	439		107.22	8.07	117.94	3,700	125		3,825	383	321	307			826	1,989
2023	4,465	357		109.90	8.27	120.89	3,086	104		3,191	319	197	253			716	1,705
2024	3,644	291		112.65	8.48	123.91	2,582	87		2,669	267	107	259			605	1,431
2025	2,957	237		115.46	8.69	127.01	2,148	73		2,220	222	61	330			475	1,131
2026	2,407	193		118.35	8.91	130.19	1,792	61		1,852	185	29	218			425	995
2027	1,959	157		121.31	9.13	133.44	1,495	51		1,545	155		223			350	818
2028	1,598	128		124.34	9.36	136.78	1,250	42		1,292	129		299			256	609
2029	1,297	104		127.45	9.59	140.20	1,040	35		1,075	108		234			218	515
2030	1,056	84		130.64	9.83	143.70	868	29		897	90		240			167	400
2031	859	69		133.90	10.08	147.29	724	24		748	75		322			99	253
2032	701	56		137.25	10.33	150.97	605	20		626	63		202			106	255
2033	569	46		140.68	10.59	154.75	504	17		521	52		161			91	216
2034	463	37		144.20	10.85	158.62	420	14		434	43		129			78	184
2035	377	30		147.80	11.12	162.58	350	12		362	36		103			67	156
2036	308	25		151.50	11.40	166.65	293	10		303	30		83			57	133
2037	250	20		155.29	11.69	170.81	244	8		252	25		66			49	112
2038	203	16		159.17	11.98	175.08	203	7		210	21		53			41	95
2039				163.15	12.28	179.46								503			(503)
2040				167.23	12.59	183.95											
2041				171.41	12.90	188.55											
2042				175.69	13.22	193.26											
2043				180.08	13.55	198.09											
2044				184.59	13.89	203.04											
2045				189.20	14.24	208.12											
2046				193.93	14.60	213.32											
2047				198.78	14.96	218.66											
Total	69,092	5,527					46,697	1,578		48,275	4,827	3,992	4,574	503	4,871	10,204	19,304

GCA Auditor: RW Approved: DKM

Mean Estimated Prospective Resources as of December 31, 2009
Gross Field Resources - Base Case Price Scenario
Upside Case. Oil Bearing Prospect. Santos 2 and Santos 4 Integrated Development

	Production Profile			Prices			Revenue				Royalty	Special Part.	Operating	Aband	Capital	Income Tax	After Tax
Year	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Oil	Gas	Condensate	Total		+ P&D Tax	Expense	Cost	Expenditures	Social Contr.	Net Cash Flow
	Mm^3	MMm^3	Mm^3	US$/Bbl	US$/MMBtu	US$/Bbl	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM	US$MM
2010				80.00	6.00	88.00											
2011				82.00	6.15	90.20									103		(103)
2012				85.00	6.30	93.50									189		(189)
2013				87.00	6.46	95.70									2,323		(2,323)
2014				88.00	6.62	96.80									2,381		(2,381)
2015				90.20	6.79	99.22									2,440		(2,440)
2016				92.46	6.96	101.70									2,501		(2,501)
2017	10,209	1,344		94.77	7.13	104.24	6,085	338		6,424	642	94	229			1,586	3,872
2018	20,417	2,688		97.14	7.31	106.85	12,475	694		13,169	1,317	1,664	469			2,765	6,953
2019	18,556	2,347		99.56	7.49	109.52	11,621	621		12,242	1,224	1,727	511			2,497	6,282
2020	15,179	1,922		102.05	7.68	112.26	9,743	521		10,265	1,026	1,470	444			2,091	5,233
2021	12,349	1,565		104.60	7.87	115.06	8,125	435		8,560	856	960	437			1,820	4,488
2022	10,074	1,278		107.22	8.07	117.94	6,794	364		7,158	716	582	517			1,552	3,792
2023	8,219	1,044		109.90	8.27	120.89	5,681	305		5,986	599	374	406			1,350	3,257
2024	6,723	855		112.65	8.48	123.91	4,764	256		5,020	502	207	455			1,134	2,722
2025	5,470	696		115.46	8.69	127.01	3,973	214		4,186	419	129	472			933	2,234
2026	4,462	569		118.35	8.91	130.19	3,322	179		3,501	350	69	406			792	1,883
2027	3,641	464		121.31	9.13	133.44	2,778	150		2,928	293	19	357			672	1,587
2028	2,978	380		124.34	9.36	136.78	2,329	126		2,455	245		485			508	1,216
2029	2,423	310		127.45	9.59	140.20	1,943	105		2,047	205		343			446	1,054
2030	1,977	253		130.64	9.83	143.70	1,624	88		1,712	171		405			334	802
2031	1,613	207		133.90	10.08	147.29	1,358	74		1,432	143		429			250	610
2032	1,319	169		137.25	10.33	150.97	1,139	62		1,201	120		369			207	504
2033	1,074	138		140.68	10.59	154.75	950	52		1,001	100		249			193	459
2034	876	113		144.20	10.85	158.62	794	43		838	84		281			138	335
2035	715	92		147.80	11.12	162.58	664	36		700	70		192			130	308
2036				151.50	11.40	166.65							83	517			(599)
2037				155.29	11.69	170.81											
2038				159.17	11.98	175.08											
2039				163.15	12.28	179.46											
2040				167.23	12.59	183.95											
2041				171.41	12.90	188.55											
2042				175.69	13.22	193.26											
2043				180.08	13.55	198.09											
2044				184.59	13.89	203.04											
2045				189.20	14.24	208.12											
2046				193.93	14.60	213.32											
2047				198.78	14.96	218.66											
Total	128,273	16,436					86,163	4,662		90,825	9,082	7,295	7,540	517	9,936	19,398	37,056

GCA Auditor: RW Approved: DKM

APÊNDICE III:

DEFINIÇÕES DE RESERVAS E RECURSOS

SISTEMA DE GESTÃO DOS RECURSOS DO PETRÓLEO

(PRMS)
SPE-WPC-AAPG-SPEE
March 2007

Society of Petroleum Engineers (Sociedade de Engenheiros de Petróleo), World Petroleum Council (Conselho Mundial do Petróleo), American Association of Petroleum Geologists (Associação Americana de Geólogos de Petróleo) e Society of Petroleum Evaluation Engineers (Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo)

Sistema de Gestão dos Recursos do Petróleo

Definições e Diretrizes ([1])

Março de 2007

Preâmbulo

Os recursos do petróleo são as quantidades estimadas de hidrocarbonetos que ocorrem de forma natural na ou dentro da crosta terrestre. A avaliação dos recursos estima as quantidades totais em acumulações de petróleo conhecidas e a serem descobertas; a avaliação dos recursos enfoca as quantidades que apresentam possibilidade de serem recuperadas e comercializadas através de projetos comerciais. Um sistema de gestão dos recursos do petróleo fornece uma abordagem consistente para a estimativa das quantidades de petróleo, avaliação de projetos de desenvolvimento, e apresentação dos resultados em uma estrutura abrangente de classificação.

Os esforços internacionais de padronização da definição de recursos de petróleo e de como os estimar tiveram início nos anos de 1930. A orientação inicial enfocava as Reservas Provadas. Dando continuidade ao trabalho iniciado pela Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE – Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo), a SPE publicou, em 1987, as definições de todas as categorias de Reservas. No mesmo ano, o World Petroleum Council (WPC – Conselho Mundial do Petróleo, conhecido na época como World Petroleum Congress ou Congresso Mundial do Petróleo), trabalhando de forma independente, publicou definições muito semelhantes para as Reservas. Em 1997, as duas organizações publicaram conjuntamente uma série única de definições de Reservas que poderiam ser usadas em todo o mundo. No ano 2000, a American Association of Petroleum Geologists (AAPG – Associação Americana de Geólogos de Petróleo), a SPE e a WPC desenvolveram em conjunto um sistema de classificação para todos os recursos de petróleo. Ele foi complementado por documentos adicionais de apoio: as diretrizes complementares de avaliação da aplicação (2001) e um glossário com os termos usados nas definições de Recursos (2005). A SPE também publicou padrões para a estimativa e auditoria das informações sobre as reservas (revisados em 2007).

Atualmente, essas definições e o sistema de classificação correlacionado são de uso comum no meio internacional, na indústria de petróleo. Eles fornecem uma medida de comparação, restringindo a natureza subjetiva da estimativa dos recursos. Entretanto, as tecnologias empregadas na exploração, desenvolvimento, produção e processamento do petróleo continuam evoluindo e melhorando. O Comitê de Reservas de Petróleo e Gás da SPE trabalha estreitamente com outras organizações na manutenção das definições, emitindo revisões periódicas para que estejam sempre atualizadas face à evolução das tecnologias e mudança nas oportunidades comerciais.

O documento PRMS da SPE consolida, desenvolve e substitui as orientações previamente contidas nas Definições das Reservas de Petróleo de 1997, nas publicações das Definições e Classificação dos Recursos do Petróleo do ano 2000 e nas “Diretrizes para a Avaliação de Reservas e Recursos de Petróleo”, de 2001; o último documento continua sendo uma fonte valiosa de informações mais detalhadas.

Essas definições e diretrizes foram elaboradas para fornecer uma referência comum à indústria internacional do petróleo, incluindo as agências nacionais fiscalizadoras e as normativas e de divulgação de informações, e também para apoiar os requisitos dos projetos de petróleo e da gestão de portfólios. Têm por objetivo aumentar a clareza das comunicações globais referentes aos recursos de petróleo. Espera-se que os PRMS da SPE sejam complementados por programas educativos e manuais sobre as aplicações, que tratem da implementação em uma ampla gama de cenários técnicos e/ou comerciais.

Fica entendido que estas definições e diretrizes admitem flexibilidade para que os usuários e as agências possam adequar as aplicações as suas necessidades específicas; porém, todas as modificações das orientações aqui contidas devem ser identificadas claramente. As definições e diretrizes contidas neste documento não podem ser

[1] Estas Definições e Diretrizes foram extraídas do documento *Petroleum Resources Management System* (Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo) (“SPE PRMS”), de Society of Petroleum Engineers / World Petroleum Council / American Association of Petroleum Geologists / Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPE/WPC/AAPG/SPEE), aprovado em março de 2007.

consideradas como alterações da interpretação nem da aplicação de nenhuma exigência existente de apresentação de informes normativos.

O texto completo das Definições e Diretrizes de PRMS da SPE pode ser encontrado em:
www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

RESERVAS

As reservas são as quantidades de petróleo que se antecipa serem comercialmente recuperáveis através da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.

As reservas precisam atender quatro critérios: ser descobertas, recuperáveis, comerciais e continuar fundamentadas no(s) projeto(s) de desenvolvimento implementado(s). As reservas são subdivididas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas em função do status de desenvolvimento e produção. Para ser incluído na categoria Reservas, um projeto tem de estar suficientemente definido para que seja estabelecida a viabilidade comercial do mesmo. Precisa haver uma expectativa plausível de que todas as aprovações necessárias, internas e externas, serão obtidas, além de evidências da intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento em um intervalo de tempo plausível. O intervalo de tempo plausível para o começo do desenvolvimento depende de circunstâncias específicas e varia em função do âmbito do projeto. Apesar do referencial de excelência recomendado ser 5 anos, um intervalo de tempo maior pode ser adotado, por exemplo, quando o desenvolvimento de projetos econômicos for adiado por opção do produtor em função de motivos relacionados ao mercado, entre outros, ou para atender objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada. Para que haja a inclusão na categoria Reservas, tem de haver confiança elevada na produtibilidade comercial do reservatório, conforme respaldado pelos atuais testes de produção ou formação. Em alguns casos, as Reservas podem ser especificadas em função da análise do testemunho e/ou perfil do poço, que indica se o reservatório em questão contém hidrocarbonetos e se é análogo a reservatórios na mesma área, que produzem ou demonstraram capacidade de produzir, nos testes de formação.

Em Produção

Atualmente, o projeto em desenvolvimento está produzindo e vendendo petróleo ao mercado.

O critério principal é o projeto receber receita das vendas, e não necessariamente o projeto de desenvolvimento aprovado estar concluído. Neste ponto pode-se dizer que a "probabilidade de comercialização" é 100%. O "portão de decisão" é a decisão de começar a produção comercial a partir do projeto.

Aprovado para Desenvolvimento

É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.

Neste ponto é necessário haver certeza de que o projeto de desenvolvimento irá em frente. O projeto não pode estar sujeito a nenhuma contingência, tais como aprovações normativas ou contratos de venda. A previsão com dispêndio de capital deve ser incluída no orçamento aprovado da entidade fiscalizadora, no ano corrente ou do ano seguinte. O "portão de decisão" do projeto é a decisão de começar a investir capital na construção de instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.

Justificado para Desenvolvimento

A implementação do projeto de desenvolvimento é justificada em função de uma previsão de condições de comercialização plausíveis no momento da divulgação das informações, e de haver expectativas plausíveis de que todos os contratos/aprovações necessários serão obtidos.

Para alcançar este nível de maturidade do projeto, e portanto ter reservas associadas a ele, o projeto de desenvolvimento tem de ser comercialmente viável no momento da divulgação das informações, com base nas

hipóteses da entidade fiscalizadora quando aos preços futuros, custo, etc. ("previsões do caso") e nas circunstâncias específicas do projeto. A evidência da intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de um intervalo de tempo plausível será suficiente para demonstrar a comercialidade. Deve haver um plano de desenvolvimento suficientemente detalhado para comportar a avaliação da comercialidade, além de uma expectativa plausível de que serão obtidas todas as aprovações normativas e contratos de vendas necessários antes da implementação do projeto. Fora tais aprovações/contratos, não deve haver nenhuma contingência conhecida que possa impedir a continuidade do desenvolvimento em um intervalo de tempo plausível (veja a classe Reservas). O "portão de decisão" do projeto é a decisão da entidade fiscalizadora e dos sócios, se houver, de que o projeto atingiu um nível de maturidade técnica e comercial suficiente para justificar a continuidade, com o desenvolvimento, a partir deste momento.

Reservas Provadas

As Reservas Provadas são as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.

Se forem usados métodos determinísticos, o termo certeza plausível pretende expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 90% de probabilidade de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou superem as expectativas. A área do reservatório considerado Provado inclui:

(1) a área delineada por perfuração e definida por contatos com o fluído, se houver, e

(2) as porções adjacentes, não perfuradas, do reservatório que podem ser consideradas, dentro do plausível, contínuas ao reservatório e comercialmente produtivas com base em dados disponíveis de geociências e engenharia.

Na ausência de dados ou de contatos com o fluído, as quantidades Provadas em um reservatório são limitadas pela ocorrência inferior conhecida de hidrocarbonetos (LKH – *lowest known hydrocarbon*) como pode ser observado na penetração do poço, salvo quando indicado de outra forma por dados definitivos de geociências, engenharia ou desempenho. Essas informações definitivas podem incluir a análise do gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos isolados podem não ser suficientes para definir os contatos com o fluído para as reservas Provadas (veja "2001 Supplemental Guidelines" – "Diretrizes Complementares de 2001", Capítulo 8). As Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provadas desde que as locações estejam em áreas não perfuradas do reservatório e que possam ser consideradas, com grau plausível de certeza, como comercialmente produtivas. As interpretações dos dados disponíveis de geociências e engenharia indicam, com certeza plausível, que a formação alvo é lateralmente contínua a locações Provadas perfuradas. Nas Reservas Provadas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deve ser definida com base em uma gama de possibilidades fundamentadas por análogos e sólidas avaliações de engenharia, que levem em consideração as características da área Provada e do programa de desenvolvimento aplicado.

Reservas Prováveis

As Reservas Prováveis são as Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Provadas, porém com certeza maior de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.

É igualmente provável que as quantidades remanescentes efetivas, recuperáveis, serão maiores do que ou menores do que a soma do Provado estimado adicionada às Reservas Prováveis (2P). Neste contexto, quando são usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 50% de chance de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou superem a estimativa 2P. As Reservas Prováveis podem ser especificadas em áreas de um reservatório adjacentes à Provada, em que haja menor certeza quanto aos dados de controle ou as interpretações dos dados disponíveis. A continuidade do reservatório interpretado pode não atender o critério de certeza plausível. As estimativas Prováveis também incluem as recuperações incrementais associadas à eficiência de recuperação do projeto, além da presumida para as Provadas.

Reservas Possíveis

As Reservas Possíveis são as reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis

As quantidades totais essencialmente recuperadas pelo projeto apresentam probabilidade baixa de ultrapassarem a soma das Provadas, somadas às Prováveis somadas às Possíveis (3P), o que equivale ao cenário da estimativa mais alta. Se forem usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 10% de chance de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou excedam as estimativas 3P. As Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacentes à Provável, em que haja menor certeza progressiva quanto aos dados de controle e as interpretações dos dados disponíveis. Frequentemente, isso pode ocorrer em áreas nas quais os dados de geociências e engenharia não definem com clareza os limites da área e do reservatório vertical de produção comercial em relação ao reservatório definido pelo projeto. As estimativas Possíveis também incluem as quantidades incrementais associadas à eficiência de recuperação do projeto além da presumida para as Prováveis.

Reservas Prováveis e Possíveis

(Veja acima os critérios separados para as Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.)

As estimativas 2P e 3P podem estar fundamentadas em interpretações comerciais e técnicas alternativas plausíveis, dentro do reservatório e/ou dependentes do projeto, que sejam claramente documentadas, incluindo comparações com os resultados de projetos similares que tiveram êxito. Nas acumulações convencionais, as Reservas Prováveis e/ou Possíveis podem ser definidas quando dados de geociências e engenharia identificam porções diretamente adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação, que pode estar separado de áreas Provadas por falhas menores ou por outras descontinuidades geológicas, e que não foram penetradas por um furo, mas que sejam interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). As Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser definidas em áreas que sejam estruturalmente mais elevadas do que a área Provada. As Reservas Possíveis (e em alguns casos, as Prováveis) podem ser definidas em áreas que sejam estruturalmente mais baixas do que a área Provada adjacente ou 2P. Deve-se ter cautela na definição de Reservas em reservatórios adjacentes isolados por falhas importantes, potencialmente selantes, até que este reservatório seja penetrado e avaliado como comercialmente produtivo. Nesses casos, a justificativa para a definição das Reservas deve ser documentada claramente. As reservas não devem ser definidas em áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida como um reservatório não produtivo (isto é: ausência de um reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos dos testes); referidas áreas podem conter Recursos Prospectivos. Nas acumulações convencionais em que a perfuração tenha definido uma elevação superior conhecida de petróleo (HKO – *highest known oil*) e onde haja probabilidade de existência de gás de capeamento, as Reservas Provadas de petróleo devem ser definidas apenas nas partes estruturalmente mais elevadas do reservatório, se houver um certeza plausível de que tais partes estejam inicialmente acima da pressão de bolha, com base em análises documentadas de engenharia. As partes do reservatório que não atenderem a essa certeza podem ser definidas como Prováveis e Possíveis para petróleo e/ou gás com base nas interpretações do gradiente de pressão e nas propriedades do fluido do reservatório.

Reservas Desenvolvidas

As Reservas Desenvolvidas são as quantidades que se espera que sejam recuperadas de poços e instalações existentes.

As reservas são consideradas desenvolvidas apenas depois que o equipamento necessário foi instalado, ou quando os custos para tal instalação forem relativamente pequenos em comparação com o custo de um poço. Quando as instalações necessárias ficam indisponíveis, pode ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas podem ser subclassificadas como Produtoras ou Não Produtoras.

Reservas Produtoras Desenvolvidas

É esperado que as Reservas Produtoras Desenvolvidas sejam recuperadas em intervalos de completação que estejam abertos e produzindo no momento da estimativa.

As reservas com recuperação melhorada são consideradas em produção apenas depois do projeto de recuperação melhorada estar em operação.

Reservas Não Produtoras Desenvolvidas

As Reservas Não Produtoras Desenvolvidas incluem as Reservas fechadas e atrás da coluna

É esperado que as Reservas Fechadas sejam recuperadas em:

(1) intervalos de completação que estejam abertos no momento em que for realizada a estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir,

(2) poços fechados para as condições de mercado ou conexões de dutos, ou

(3) poços incapazes de produzir por motivos mecânicos.

É esperado que as Reservas Atrás da Coluna sejam recuperadas de zonas em poços existentes que precisem de trabalho adicional de completação para recompletação futura antes do início da produção. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com despesas relativamente pequenas em comparação com o custo de perfuração de um poço novo.

Reservas Não Desenvolvidas

As Reservas Não Desenvolvidas são as quantidades que se espera que sejam recuperadas através de investimentos futuros:

(1) em poços novos, em áreas úteis não perfuradas, em acumulações conhecidas,

(2) em aprofundamentos de poços existentes para um reservatório diferente (porém conhecido),

(3) em poços de infill que aumentarão a recuperação, ou

(4) quando são necessários gastos relativamente grandes (por exemplo, em comparação com o custo de perfuração de um poço novo) para:

(a) recompletar um poço existente ou

(b) instalar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primária ou melhorada.

RECURSOS CONTINGENTES

São as quantidades estimadas de petróleo, que a partir de uma determinada data, apresentam o potencial de serem recuperadas em acumulações conhecidas, com a aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que atualmente não são consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.

Os Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não haja, no momento, mercados viáveis, ou aqueles nos quais a recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou nos quais a avaliação da acumulação é insuficiente para a avaliação clara da comercialidade. As Reservas Contingentes são subdivididas em conformidade com o nível de certeza relacionado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas em função do status econômico.

Desenvolvimento Pendente

É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.

É considerado que o projeto tenha potencial razoável para um eventual desenvolvimento comercial, se a aquisição adicional de dados (ex.: perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estão em andamento com o objetivo de confirmar se o projeto é comercialmente viável e para fornecer o embasamento à seleção de um plano de desenvolvimento adequado. As contingências críticas foram identificadas, sendo esperado, dentro do plausível, que sejam solucionadas em um intervalo de tempo aceitável. Observe que resultados desapontadores de avaliações/estimativas podem levar à reclassificação do projeto como “Suspenso” ou “Não viável”. O “portão de decisão” do projeto é a decisão de empreender novas aquisições de dados e/ou estudos projetados para levar o projeto a um nível de maturidade técnica e comercial em que possa ser tomada a decisão de continuar com o desenvolvimento e produção.

Desenvolvimento Não Esclarecido ou Suspenso

Uma acumulação descoberta cujas atividades do projeto estão suspensas e/ou em que a justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.

O projeto é visto como apresentando potencial para eventual desenvolvimento comercial, porém as atividades adicionais de avaliação/estimativa estão suspensas aguardando a resolução de contingências significativas externas ao projeto, ou atividades adicionais, substanciais, de avaliação/estimativa são necessárias para esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de tal forma que deixe de haver uma expectativa plausível de que uma contingência crítica possa ser solucionada em um futuro previsível, por exemplo, pode acarretar a reclassificação do projeto como Não Viável". O "portão de decisão" do projeto é a decisão de fazer avaliações adicionais projetadas para esclarecer o potencial para o eventual desenvolvimento comercial ou para suspender temporariamente o retardar o início de atividades adicionais até que contingências externas sejam solucionadas.

Desenvolvimento Não Viável

Uma acumulação descoberta para a qual, no momento, não há planos de desenvolvimento nem para a aquisição de dados adicionais, em função do potencial limitado de produção.

O projeto não é visto como apresentando potencial para um desenvolvimento comercial eventual no momento da elaboração do relatório, porém as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas para que a oportunidade em potencial seja reconhecida caso haja uma mudança importante na tecnologia ou nas condições comerciais. O "portão de decisão" do projeto é a decisão de não fazer nenhuma aquisição adicional de dados, nem estudos sobre o projeto em um futuro próximo.

RECURSOS PROSPECTIVOS

Quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis, em acumulações não descobertas.

As acumulações potenciais são avaliadas em função da probabilidade de serem descobertas e, presumindo-se uma descoberta, as quantidades estimadas que seriam recuperáveis através de projetos de desenvolvimento definidos. É reconhecido que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos detalhados e dependerão muito mais de desenvolvimentos análogos nas fases iniciais da exploração.

Prospecto

Um projeto relacionado a uma acumulação potencial, suficientemente bem definido para representar uma meta viável de perfuração.

As atividades do projeto enfocam a avaliação da probabilidade da descoberta e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa de quantidades recuperáveis em potencial, em um programa de desenvolvimento em potencial.

Lead

Um projeto relacionado a uma acumulação potencial atualmente mal definida, que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação para que possa ser classificado como prospecto.

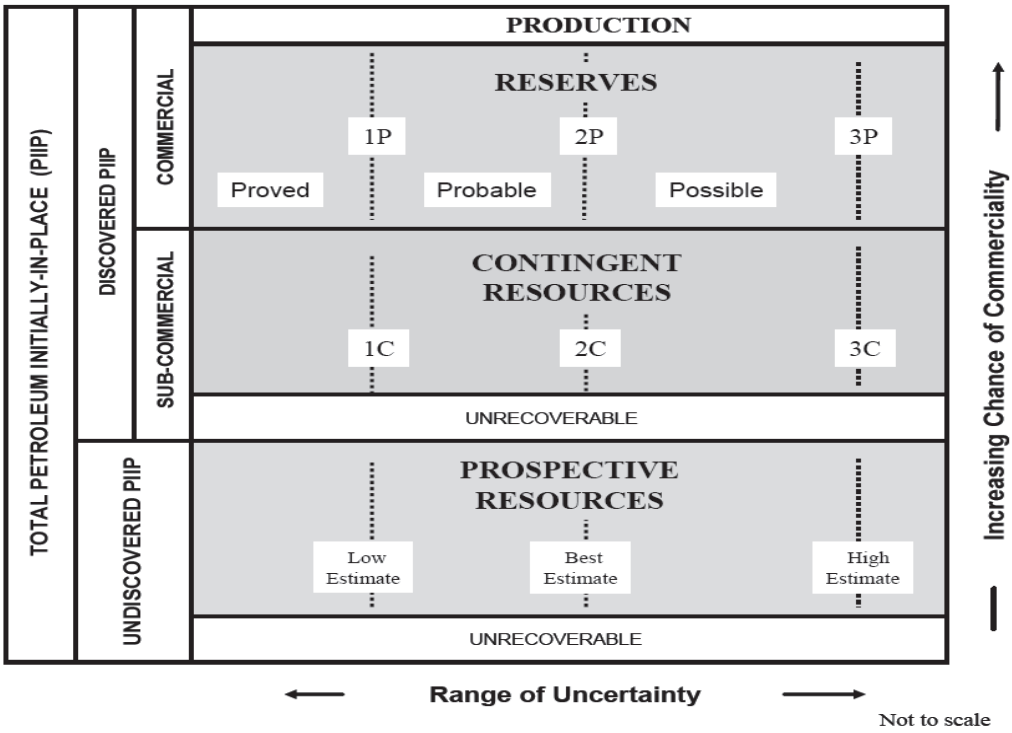
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de avaliações adicionais projetadas para confirmar se o lead pode ou não amadurecer e tornar-se um prospecto. Tal avaliação inclui a avaliação da probabilidade da descoberta e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa de recuperação em potencial em cenários de desenvolvimento viáveis.

Play

Um projeto com uma tendência esperada de prospectos potenciais que, no entanto, requer mais aquisição de dados e/ou avaliação para que possam ser definidos prospectos e leads específicos.

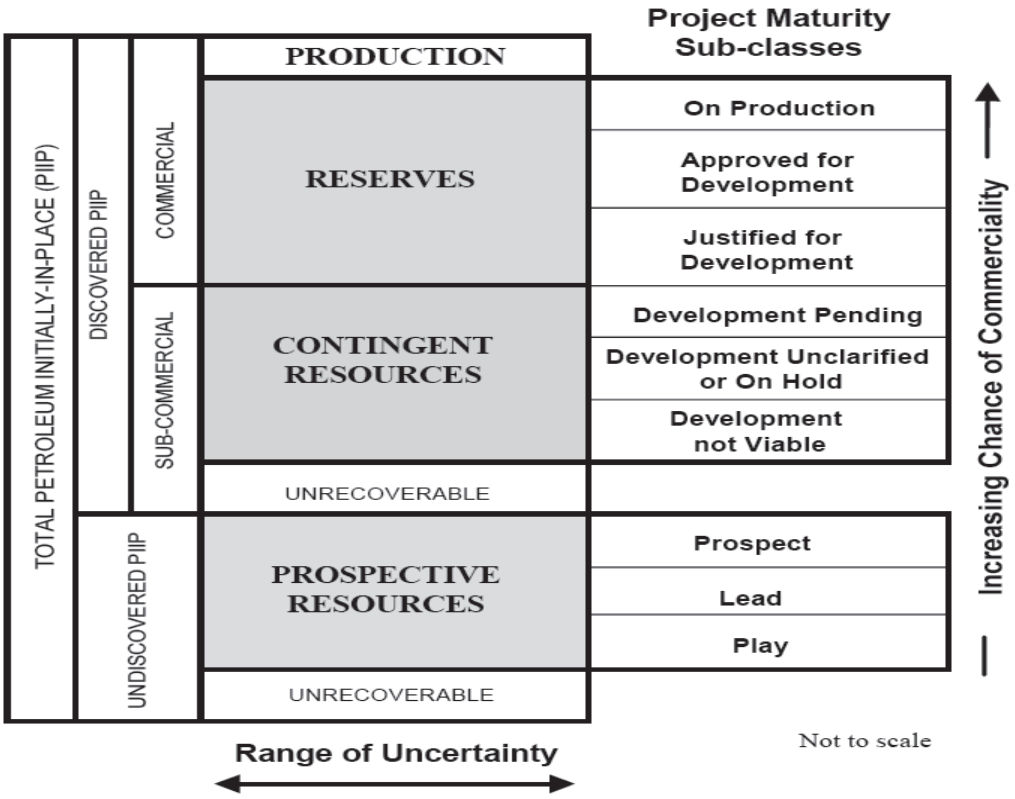
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de mais avaliações projetadas para a definição de leads ou prospectos específicos para análises mais detalhadas da possibilidade de descobrimento dos mesmos e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa do potencial de recuperação em cenários de desenvolvimento hipotéticos.

CLASSIFICAÇÃO DOS RECURSOS



TERMO EM INGLÊS	TERMO EM PORTUGUÊS
Production	Produção
Reserves	Reservas
Proved	Provado
Probable	Provável
Possible	Possível
Contingent Resources	Recursos Contingentes
Unrecoverable	Irrecuperável
Prospective Resources	Recursos Prospectivos
Low Estimate	Estimativa Baixa
Best Estimate	Melhor Estimativa
High Estimate	Estimativa Alta
Total petroleum initially in place (PIIP)	Petróleo total inicialmente no local (PIIP)
Increasing chance of commerciality	Probabilidade crescente de comercialização
Range of uncertainty	Faixa de incerteza
Not to scale	Não está em escala

MATURIDADE DO PROJETO



TERMO EM INGLÊS	TERMO EM PORTUGUÊS
Total petroleum initially in place (PIIP)	Petróleo total inicialmente no local (PIIP)
Discovered PIIP	PIIP Descoberto
Commercial	Comercial
Sub-commercial	Subcomercial
Undiscovered PIIP	PIIP Não Descoberto
Production	Produção
Reserves	Reservas
Contingent Reserves	Reservas Contingentes
Unrecoverable	Irrecuperável
Prospective Resources	Recursos Prospectivos
Unrecoverable	Irrecuperável
Project maturity sub-classes	Subclasses de maturidade do projeto
On production	Em produção
Approved for development	Aprovado para desenvolvimento
Justified for development	Justificado para desenvolvimento
Development pending	Desenvolvimento pendente
Development unclarified or on hold	Desenvolvimento não esclarecido ou suspenso
Development not viable	Desenvolvimento não viável
Prospect	Prospecto
Lead	Lead
Play	Play
Range of uncertainty	Faixa de incerteza
Not to scale	Não está em escala
Increasing chance of Commerciality	Probabilidade crescente de Comercialização

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Relatório de Recursos e Reservas de hidrocarbonetos para determinadas propriedades no Brasil em 31 de dezembro de 2009, elaborado pela GCA, datado de 5 de outubro de 2010

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Digital copy

RELATÓRIO DE RECURSOS E RESERVAS DE HIDROCARBONETOS PARA DETERMINADAS PROPRIEDADES NO BRASIL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009

Elaborado para

Queiroz Galvão Exploração e Produção

5 de outubro de 2010

Gaffney, Cline & Associates Inc.
Technical and Management Advisers to the Petroleum Industry Internationally Since 1962

Four Oaks Place
1360 Post Oak Boulevard, Suite 2500
Houston, Texas 77056

Telephone: (713) 850-9955
Facsimile: (713) 850-9966
Email: gcah@gaffney-cline.com

CG/RW/C1843.00/LT1918 5 de Outubro de 2010

Sr. Lincoln R. Guardado
Diretor de Exploração
Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.
Av. Presidente Antônio Carlos 51/5o andar
20029-010 Rio de Janeiro, RJ, Brasil

RELATÓRIO DE RECURSOS E RESERVAS DE HIDROCARBONETOS PARA DETERMINADAS PROPRIEDADES NO BRASIL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009

Prezado Sr. Guardado:

Este relatório de recursos e reservas foi elaborado por Gaffney, Cline & Associates (GCA) a pedido de Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP), não operadora e com 30% de participação no Bloco de Exploração BM-S-12 na região *offshore* do Brasil, operadora e com 100% de participação no Bloco de Exploração BM-J-2 na região *offshore* do Brasil e não operadora, porém, com participação nos campos de Manati e Camarão, no Bloco BCAM-40, e nos Blocos de Exploração BM-CAL-5, BM-CAL-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77 na região *offshore* do Brasil. Os campos, prospectos e participações da QGEP nesses blocos estão sintetizados na tabela abaixo.

Bloco	Bacia	Interesse da QGEP	Campo / Prospecto	Categoria dos Recursos	Fluido
BCAM-40	Camamu	45%	Manati	Reservas	Gás
BCAM-40	Camamu	45%	Camarão Norte	Contingen-tes	Gás - Óleo
BM-CAL-5	Camamu	22.50%	Copaíba	Contingen-te	Óleo
BM-CAL-5	Camamu	27.50%	Jequitibá	Contingen-te	Gás
BM-CAL-12	Camamu	20%	CAM-1	Prospectivo	Óleo
BM-J-2	Jequitinhonha	100%	JEQ-1	Prospectivo	Gás
BM-J-2	Jequitinhonha	100%	JEQ-2	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1	Contingen-te	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR1	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR2	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR3	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 1 UCR4	Prospectivo	Gás
BM-S-12	Santos	30%	Santos 2	Prospectivo	Óleo
BM-S-12	Santos	30%	Santos 3	Prospectivo	Óleo
BM-S-12	Santos	30%	Santos 4	Prospectivo	Gás
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 5	Prospectivo	Óleo
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 6	Prospectivo	Óleo
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 7	Prospectivo	Gás
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 8	Prospectivo	Óleo
BM-S-75/76/77	Santos	20%	Santos 9	Prospectivo	Óleo

A GCA realizou uma avaliação de auditoria independente em 31 de dezembro de 2009, sobre os recursos e reservas de hidrocarbonetos dessas áreas. Com base nas informações técnicas e outras disponibilizadas a nós sobre essas unidades, fornecermos neste documento os relatórios apresentados nas tabelas abaixo.

Relatório de Reservas de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009
Campo Manati, Brasil
Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção

Categoria	Condensado				Gás Natural			
	Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP	
	(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)
1P	1,9	299	0,8	135	636	18,0	286	8,1
2P	2,6	410	1,1	185	873	24,7	392	11,1
3P	3,0	466	1,3	210	992	28,1	445	12,6

O contrato existente com a Petrobras, de venda de gás, é para a entrega de no máximo 23 Bcm de um total remanescente de 18 Bcm após a subtração da produção cumulativa em 31

de dezembro de 2009. Esse volume foi, posteriormente, classificado como Provado. Se o contrato de vendas de gás tivesse sido alterado ou se novos contratos de vendas estivessem em vigor, o volume estimado de Reservas Provadas (1P) poderia ter aumentado até o máximo de 21,3 Bcm para 100% do campo bruto (9,6 Bcm líquido para QGEP).

Os volumes estimados do condensado que será recuperado durante a separação do campo são informados como milhões de barris em estoque e milhares de pés cúbicos. Os volumes de gás natural representam as vendas esperadas de gás e são informados em bilhões (10^9) de pés cúbicos e bilhões (10^9) de metros cúbicos (nas condições padrão de 14,7 psia e 68º Fahrenheit). Os volumes foram reduzidos para uso como combustível nos campos. O Artigo 47 da Lei Brasileira do Petróleo afirma que "... os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional...", por isso os *royalties* recebem o tratamento de deduções no caixa e não de reduções de volumes. Os volumes de gás estão fundamentados em contratos de gás, firmes e existentes, e na expectativa razoável de que tais contratos de venda de gás serão renovados em termos similares, no futuro.

A Bacia de Camamu/Almada está localizada na região *offshore* do Estado da Bahia, no nordeste do Brasil. A concessão, que cobre aproximadamente 935 km^2, foi adjudicada a Petrobras em 1998. Em 1999, a Petrobras apresentou uma oportunidade de *farm-in* para participação na concessão. Nesta área, há dois campos que foram avaliados, nos quais a QGEP tem 45% de participação, ambos no Bloco BCAM-40, Manati e Camarão Norte (antigo BAS-131). Os dois encontram-se em águas rasas, a aproximadamente 20-50 metros de profundidade e a 10-20 km da costa.

O Campo de Manati é um campo de gás seco cuja produção teve início em 2007, a partir da descoberta na Formação Sergi. Atualmente, há um contrato de vendas com uma razão de 6 milhões de metros cúbicos por dia e volume total de vendas de 23 bilhões de metros cúbicos. Para produzir os volumes das reservas será necessário fornecer compressão. Para manter o índice no patamar do volume de vendas, durante o maior tempo possível, para os volumes maiores nas categorias 2P e 3P, será necessário o uso de compressão em 2013. Como as reservas provadas são limitadas pelo contrato atual, é necessária uma compressão menor, que não será necessária até 2015.

O Campo de Camarão Norte, no Bloco BCAM-40, está no processo de unitização em função de seu prolongamento para o bloco contíguo BM-CAL-04, ao sul, no qual a operadora El Paso detém 100% de interesses. O Campo de Camarão Norte é prospectivo a partir da Formação Sergi, apresentando uma capa de gás e uma zona de óleo muito pequena. Óleo foi descoberto e testado na Formação Morro do Barro. Estão sendo avaliados diversos projetos de desenvolvimento do campo para depois da conclusão da unitização. Os projetos para Camarão Norte incluem explorar o gás da Formação Sergi no caso 1C e desenvolver, tanto o óleo quanto o gás, nesta formação, no caso 2C. O caso 3C inclui a Formação Morro do Barro. A Formação Sergi será desenvolvida com perfuração horizontal, um poço no caso 1C e 3 poços no caso 2C. No caso 3C, foram incluídos 3 poços verticais adicionais para a Formação Morro do Barro. De qualquer forma, é possível exportar gás através das instalações de Manati.

O histórico de produção durante 2009, acoplado à simulação e ao modelo geológico do campo, constituem o embasamento da metodologia aplicada no caso do Campo de Manati, enquanto os cálculos volumétricos de OGIP e o trabalho de simulação para a estimativa dos fatores de recuperação do gás foram usados na avaliação dos recursos contingentes de Camarão Norte. A

avaliação de Camarão Norte está fundamentada no fator geral de unitização de 45,17%, conforme determinado pelas estimativas volumétricas de OGIP.

Este levantamento de auditoria está fundamentado em estimativas de recursos e reservas e em outras informações fornecidas pela QGEP à GCA em 30 de abril de 2010, que incluíram os testes, procedimentos e ajustes considerados necessários. Todas as dúvidas que surgiram durante o curso do processo de auditoria foram solucionadas ao nosso contento.

Os testes econômico e de comercialidade para os volumes das Reservas em 31 de dezembro de 2009 estavam fundamentados no preço de venda do gás definido em contrato. Esse valor corresponde a US$ 7,74/Mcf após a conversão de Reais para Dólares dos Estados Unidos, com o cálculo dos impostos locais por dentro (21,25%) e a redução em função do conteúdo de nitrogênio de 5,8%. Do preço do gás a partir de 2010 foram realizadas com uma inflação de 2% ao ano. O cenário futuro do preço do condensado foi fundamentado no cenário futuro da GCA do preço do *Brent* cru acrescido de US$8,00/bbl, conforme definido no contrato de venda.

Cenário de Preços para as Estimativas das Reservas do Campo Manati

Ano	Cenário GCA para Óleo Brent US$/Bbl	Condensado US$/Bbl	Gás US$/MMBtu
2010	80,94	88,94	7,74
2011	85,76	93,76	7,89
2012	88,02	96,02	8.05
2013	87,21	95,21	8.21
2014	86,59	94,59	8.38
2015	88,33	96,33	8.54
Posteriormente	+2% / ano	+2% / ano	+2% / ano

Os fluxos de caixa foram incluídos no Anexo II.

Relatório de Recursos Contingentes de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009
Propriedades na Região *Offshore* do Brasil
Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção

Categoria	Campo	Óleo / Condensado				Gás Natural				QGEP
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Participação
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%
1C										
	Camarão Norte	---	---	---	---	57	1,6	15	0,4	45,0%
	Copaíba	18,2	2.897	4,1	652	12	0,3	3	0,1	22,5%
	Jequitibá	0,6	102	0,2	28	72	2,0	20	0,6	27,5%
	Santos N° 1	0,0	7	0,0	2	9	0,3	3	0,1	30,0%
2C										
	Camarão Norte	6,3	1.003	1,4	226	53	1,5	12	0,3	45,0%
	Copaíba	37,8	6.015	8,5	1,353	25	0,7	6	0,2	22,5%
	Jequitibá	1,5	235	0,4	65	166	4,7	46	1,3	27,5%
	Santos N° 1	0,1	19	0,0	6	23	0,7	7	0,2	30,0%
3C										
	Camarão Norte	9,3	1.482	2,1	333	61	1,7	14	0,4	45,0%
	Copaíba	71,2	11.317	16,0	2.546	48	1,4	11	0,3	22,5%
	Jequitibá	3,0	472	0,8	130	334	9,4	92	2,6	27,5%
	Santos N° 1	0,3	41	0,1	12	51	1,4	15	0,4	30,0%

Relatório de Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009
Propriedades na Região *Offshore* do Brasil
Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção

Estimativa	Prospecto	Óleo / Condensado				Gás Natural				Geologia Probabilidade de Sucesso	QGEP Participação
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP			
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%	%
Baixa (Estimativa probabilística P90)											
	CAM 01	130,5	20.751	26,1	4.150	73	2,1	15	0,4	31%	20%
	JEQ N° 1	3,1	490	3,1	490	433	12,3	433	12,3	29%	100%
	JEQ N° 2	2,4	387	2,4	387	273	7,7	273	7,7	24%	100%
	Santos N° 1 UCR1	0,2	29	0,1	9	35	1,0	11	0,3	30%	30%
	Santos N° 1 UCR2	0,1	8	0,0	3	10	0,3	3	0,1	30%	30%
	Santos N° 1 UCR3	0,1	20	0,0	6	25	0,7	8	0,2	30%	30%
	Santos N° 1 UCR4	0,0	7	0,0	2	9	0,3	3	0,1	30%	30%
	Santos N° 2	80,4	12.781	24,1	3.834	83	2,3	25	0,7	39%	30%
	Santos N° 3	36,4	5.789	10,9	1.737	37	1,1	11	0,3	19%	30%
	Santos N° 4	18,7	2.979	5,6	894	1578	44,7	473	13,4	40%	30%
	Santos N° 5	64,0	10.181	12,8	2.036	54	1,5	11	0,3	18%	20%
	Santos N° 6	28,2	4.477	5,6	895	24	0,7	5	0,1	18%	20%
	Santos N° 7	3,8	604	0,8	121	427	12,1	85	2,4	11%	20%
	Santos N° 8	38,6	6.134	7,7	1.227	22	0,6	4	0,1	23%	20%
	Santos N° 9	17,2	2.738	3,4	548	13	0,4	3	0,1	20%	20%

Relatório de Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009
Propriedades na Região *Offshore* do Brasil
Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção

Estimativa	Prospecto	Óleo / Condensado				Gás Natural				Geologia	QGEP
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Probabilidade de Sucesso	Participação
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%	%
Melhor (Estimativa probabilística P50)											
	CAM 01	303,8	48.294	60,8	9.659	171	4,8	34	1,0	31%	20%
	JEQ N° 1	7,6	1.208	7,6	1.208	1.067	30,2	1.067	30,2	29%	100%
	JEQ N° 2	6,1	965	6,1	965	681	19,3	681	19,3	24%	100%
	Santos N° 1 UCR1	0,8	134	0,3	40	165	4,7	50	1,4	30%	30%
	Santos N° 1 UCR2	0,2	31	0,1	9	39	1,1	12	0,3	30%	30%
	Santos N° 1 UCR3	0,5	82	0,2	25	101	2,9	30	0,9	30%	30%
	Santos N° 1 UCR4	0,1	23	0,0	7	29	0,8	9	0,2	30%	30%
	Santos N° 2	282,6	44.928	84,8	13.478	290	8,2	87	2,5	39%	30%
	Santos N° 3	106,7	16.961	32,0	5.088	110	3,1	33	0,9	19%	30%
	Santos N° 4	52,4	8.338	15,7	2.501	4.416	125,1	1.325	37,5	40%	30%
	Santos N° 5	311,9	49.594	62,4	9.919	263	7,4	53	1,5	18%	20%
	Santos N° 6	60,5	9.613	12,1	1.923	51	1,4	10	0,3	18%	20%
	Santos N° 7	8,7	1.385	1,7	277	978	27,7	196	5,5	11%	20%
	Santos N° 8	98,8	15.708	19,8	3.142	55	1,6	11	0,3	23%	20%
	Santos N° 9	42,6	6.767	8,5	1.353	31	0,9	6	0,2	20%	20%
Elevada (Estimativa probabilística P10)											
	CAM 01	644,6	102.479	128,9	20.496	362	10,2	72	2,0	31%	20%
	JEQ N° 1	15,3	2.432	15,3	2.432	2.147	60,8	2.147	60,8	29%	100%
	JEQ N° 2	12,4	1.968	12,4	1.968	1.390	39,4	1.390	39,4	24%	100%
	Santos N° 1 UCR1	2,6	414	0,8	124	511	14,5	153	4,3	30%	30%
	Santos N° 1 UCR2	0,5	85	0,2	26	105	3,0	32	0,9	30%	30%
	Santos N° 1 UCR3	1,5	240	0,5	72	297	8,4	89	2,5	30%	30%
	Santos N° 1 UCR4	0,4	58	0,1	17	72	2,0	22	0,6	30%	30%
	Santos N° 2	795,6	126.486	238,7	37.946	818	23,1	245	6,9	39%	30%
	Santos N° 3	260,7	41.445	78,2	12.434	268	7,6	80	2,3	19%	30%
	Santos N° 4	116,0	18.444	34,8	5.533	9.769	276,7	2.931	83,0	40%	30%
	Santos N° 5	1.037,6	164.966	207,5	32.993	874	24,7	175	4,9	18%	20%
	Santos N° 6	124,9	19.859	25,0	3.972	105	3,0	21	0,6	18%	20%
	Santos N° 7	19,1	3.041	3,8	608	2.148	60,8	430	12,2	11%	20%
	Santos N° 8	220,2	35.009	44,0	7.002	124	3,5	25	0,7	23%	20%
	Santos N° 9	95,1	15.119	19,0	3.024	69	2,0	14	0,4	20%	20%

Relatório de Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009
Propriedades na Região *Offshore* do Brasil
Bruto e Líquido – Interesses da Queiroz Galvão Exploração e Produção

Estimativa	Prospecto	Óleo / Condensado				Gás Natural				Geologia Probabilidade de Sucesso	QGEP Participação
		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP		Volumes do Campo - Bruto (100%)		Líquido – Volumes de Interesses da QGEP			
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%	%
Média dos valores											
	CAM 01	353,2	56156	70,6	11231	198	5,6	40	1,1	31%	20%
	JEQ N° 1	8,5	1351	8,5	1351	1193	33,8	1193	33,8	29%	100%
	JEQ N° 2	6,9	1091	6,9	1091	770	21,8	770	21,8	24%	100%
	Santos N° 1 UCR1	1,2	185	0,3	55	228	6,5	69	1,9	30%	30%
	Santos N° 1 UCR2	0,3	40	0,1	12	50	1,4	15	0,4	30%	30%
	Santos N° 1 UCR3	0,7	110	0,2	33	137	3,9	41	1,2	30%	30%
	Santos N° 1 UCR4	0,2	29	0,1	9	36	1,0	11	0,3	30%	30%
	Santos N° 2	376,6	59877	113,0	17963	387	11,0	116	3,3	39%	30%
	Santos N° 3	132,2	21010	39,6	6303	136	3,8	41	1,2	19%	30%
	Santos N° 4	61,5	9784	18,5	2935	5182	146,8	1555	44,0	40%	30%
	Santos N° 5	455,1	72346	91,0	14469	383	10,9	77	2,2	18%	20%
	Santos N° 6	70,1	11151	14,0	2230	59	1,7	12	0,3	18%	20%
	Santos N° 7	10,3	1646	2,1	329	1162	32,9	232	6,6	11%	20%
	Santos N° 8	116,7	18558	23,3	3712	66	1,9	13	0,4	23%	20%
	Santos N° 9	50,2	7983	10,0	1597	37	1,0	7	0,2	20%	20%

Uma descrição detalhada da estimativa de volume para cada campo e prospecto classificado como Recursos Prospectivos e Contingentes é apresentada no Anexo I.

O custo futuro de capital foi derivado das previsões do programa de desenvolvimento elaborado pela QGEP para os campos. Os dados do histórico das despesas operacionais recentes foram usados como base para as projeções do custo operacional. A GCA identificou que a QGEP projetou investimentos de capital e despesas operacionais suficientes para a produção econômica dos volumes projetados. Os fluxos de caixa foram incluídos no Anexo II.

O parecer da GCA é que as estimativas dos volumes de gás e hidrocarbonetos líquidos recuperáveis, remanescentes em 31 de dezembro de 2009 são, de forma agregada, razoáveis e foram elaboradas em conformidade com as definições dos recursos do *Petroleum Resources Management System* (PRMS – Sistema de gestão de Recursos de Petróleo) aprovado por Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e Society of Petroleum Evaluation Engineers, em março de 2007, incluído no Anexo III.

Esta avaliação foi realizada no contexto do entendimento da GCA quanto aos direitos de propriedade do petróleo da QGEP, conforme apresentado pela gestão da QGEP. A GCA não está em posição de certificar títulos de propriedade, relações de interesse financeiro nem ônus/gravames dos mesmos para nenhuma parte das propriedades e interesses avaliados.

Há muitas incertezas inerentes à estimativa de reservas e recursos, e na projeção da produção, despesas de desenvolvimento, despesas operacionais e fluxos de caixa futuros. A avaliação de recursos e engenharia das reservas de petróleo e gás têm de ser vistas como um processo subjetivo de estimativa de acumulações em subsuperfície de petróleo e gás que não podem ser mensuradas de forma exata.

As estimativas das reservas ou recursos de petróleo e gás elaboradas por terceiros talvez sejam muito diferentes das contidas neste relatório. A exatidão da estimativa de qualquer Reserva ou Recurso é função da qualidade dos dados disponíveis e da interpretação geológica e de engenharia.

Os resultados da perfuração, teste e produção, posteriores a elaboração das estimativas podem justificar revisões, sendo que algumas ou todas podem ser significativas. Da mesma forma, as estimativas de Recursos e Reservas são, em geral, diferentes das quantidades de petróleo e gás recuperadas de fato, sendo que o prazo e o custo desses volumes recuperados pode ser diferente do previsto.

Neste trabalho, a GCA atuou como auditora/avaliadora independente de Reservas e Recursos. Os executivos e funcionários da empresa não têm interesses diretos nem indiretos nas unidades de propriedade avaliadas. Os honorários da GCA não estavam, de nenhuma maneira, relacionados às estimativas relatadas de reservas ou recursos.

Por fim, solicitamos que seja observado que a GCA se reserva o direito de aprovar previamente o uso e o contexto de uso de quaisquer resultados, declarações ou opiniões expressas neste relatório.

Tal aprovação incluirá, mas não estará limitada a, declarações ou referências em documentos de natureza pública ou parcialmente pública, como contratos de empréstimo, prospectos, declarações sobre reservas, comunicados à imprensa, etc.

Este relatório foi preparado para a QGEP e não deve ser usado para fins que não sejam aqueles para os quais foi planejado.

Atenciosamente,

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, INC.

César Guzzetti
Gerente Regional do Cone Sul

Apênsados

Apêndice	I	Discussão Técnica
	II:	*Cashflows*
	III:	*Definições de Reservas e Recursos. Sistema de Gestaão dos Recursos de Petroóleo*

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

APÊNDICES

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

APÊNDICE I:

Discussão Técnica

DISCUSSÃO TÉCNICA

A QGEP está interessada em determinados blocos localizados nas bacias de Camamu, Jequitinhonha e Santos, no litoral sul do Atlântico brasileiro.

A **Bacia de Camamu** está localizada na porção sul da costa do Estado da Bahia, e se estende à planície costeira, cobrindo uma área de 16.500 km^2. Ela está limitada ao norte pelas bacias de Jacuípe e do Recôncavo transversalmente às zonas de transferência de Itapoã e Barra, respectivamente. O Alto de Itacaré separa as bacias de Almada e Camamu. Alguns poços descobridores de petróleo e gás foram perfurados na Bacia de Camamu pela Petrobras e por terceiros, dos quais dois estão localizados na região *onshore* (Morro do Barro/gás e Jiribatuba/petróleo), e outros dois *offshore* (1-BAS-64/petróleo e 1-BAS-97/gás).

Na Bacia de Camamu, a QGEP tem interesses nos campos de Manati e Camarão Norte, e também em dois blocos de exploração: BM-CAL-5 e BM-CAL-12. No Bloco BM-CAL-5 foram perfurados dois poços de descobrimento que estão sendo avaliados, no momento.

A **Bacia do Jequitinhonha** está situada na porção nordeste da margem leste brasileira, na costa meridional da Bahia, diante da foz do Rio Jequitinhonha. O Alto de Olivença define a fronteira norte com a Bacia de Camamu-Almada, e o banco vulcânico de Royal Charlotte marca a fronteira meridional com a Bacia de Cumuraxitiba. Ela ocupa uma área de 10.000 km^2, dos quais 9.500 km^2 estão situados na região *offshore* (7.000 km^2 em uma lâmina d'água de 1.000 m e 2.500 km^2 entre 1.000 e 2.000 m). A perfuração de 33 poços de exploração na bacia, pela Petrobras e por terceiros, resultou uma descoberta na área do poço 1-BAS-37.

Na Bacia do Jequitinhonha, a QGEP possui interesses no Bloco BM-J-2, no qual foram identificados dois prospectos.

A **Bacia de Santos** é uma das maiores bacias sedimentares do Brasil. Está situada na porção sudeste da margem continental brasileira, na região *offshore* dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A fronteira meridional com a bacia de Pelotas é o Alto de Florianópolis, e a fronteira setentrional com a Bacia de Campos é o Alto de Cabo Frio. A bacia cobre uma área total de 352.260 km^2, com isóbata de até 3.000 m, sendo a mais extensa das bacias costeiras brasileiras. As atividades de exploração na Bacia de Santos tiveram início na década de 1960. Houve poucas descobertas que incluem o campo de gás de Merluza e os campos de petróleo de Caravela e Coral, até que nos últimos anos houve uma sequência de descobertas importantes: esse ciclo de descobertas teve início com Lagosta, Mexilhão, Tambaú e Uruguá, e teve continuidade com as gigantescas descobertas de Tupi, Carioca, Caramba, Parati, Guará, Bem-te-vi, Júpiter e Lara, no pré-sal. Atualmente, a Bacia de Santos é considerada a mais importante da região offshore do Brasil.

A QGEP possui interesses em quatro blocos da Bacia de Santos: BM-S-12, BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77. O poço 1-SCS-13 foi perfurado no Bloco BM-S-12, em 2008. O objetivo principal do poço eram os reservatórios de microbiolitos do pré-sal, e os objetivos secundários eram os reservatórios do Albiano e do Oligoceno. O poço foi abandonado devido aos *kicks* de gás e aos problemas mecânicos subsequentes durante a perfuração da parte superior dos arenitos do Albiano Superior. O objetivo principal do pré-sal nunca foi alcançado.

Geologia Regional do Petróleo

A formação da bacia do Atlântico Sul teve início durante o Período Jurássico, quando começou a separação no Oceano Atlântico. Folhelhos e leques aluviais vermelhos preencheram a bacia rifte, formando a rocha geradora para este sistema petrolífero. Concomitantemente ao período *sag*, foi depositada uma sequência evaporítica durante o período geológico Aptiano. A distribuição dos depósitos do sal Aptiano na área do Atlântico Sul desempenhou um papel importante na retenção dos hidrocarbonetos oriundos das sucessões sin-rifte. O Oceano Atlântico se abriu, e teve início a fase da deriva com a sedimentação na plataforma continental de extensos pacotes de carbonatos marinhos com uma fauna restrita, provavelmente, controlada por salinidades elevadas e leques deltaicos clásticos. Mais além, no *offshore*, margas e folhelhos foram depositados no talude continental. O nível do mar continuou a subir e foi depositada uma sucessão de areias e folhelhos. No Cenomaniano, ocorreu um evento anóxico e houve a deposição de folhelhos negros com níveis elevados de matéria orgânica total. Esses folhelhos negros estão mais desenvolvidos na margem africana do que na margem brasileira. Durante essa sequência transgressiva marinha aberta foram depositados arenitos turbidíticos cenomanianos ao longo de grande parte da margem brasileira que, ao nível local, podem ser reservatórios de alta qualidade (comuns na Bacia de Campos). Do período Campaniano ao Santoniano, as condições oxidantes foram comuns. O início da progradação varia ao longo da margem, do período Turoniano, na Bacia de Santos, ao Eoceno, na Bacia de Sergipe-Alagoas, ao norte da Bacia de Camamu. Grandes leques turbidíticosforam depositados, do Albiano ao início do Mioceno, nas bacias meridionais, durante períodos com nível do mar baixo e em épocas de movimentos tectônicos.

Origem e Migração

Em geral, as rochas geradoras estão presentes ao longo de grande parte da margem atlântica brasileira; elas começaram a gerar hidrocarbonetos no Cretáceo Superior-Terciário. Os folhelhos lacustres do pré-sal são considerados a fonte mais importante das bacias brasileiras do Atlântico Sul. Rochas geradoras adicionais são encontradas em folhelos marinhos abertos do Cretáceo Médio-Superior.

O movimento do sal, ou halocinese, desempenhou um papel muito importante na determinação das direções da migração. Os espessos evaporitos aptianos criaram um selo perfeito para os hidrocarbonetos gerados no pré-sal, mas também podem ocasionar problemas na migração deles a partir das rochas geradoras do pré-sal para os reservatórios do pós-sal. Devido à halocinese, ocorreram janelas e afinamentos ao longo do selo regional de sal que permitiram a migração para os reservatórios pós-sal, diretamente ou através de fraturas e falhas, que são comuns em camadas finas de sal em virtude da dissolução e da retirada mecânica do sal. Falhas de crescimento também se desenvolveram acima do sal devido a movimentos gravitacionais, e o petróleo pode ter migrado para cima e para dentro dos reservatórios do pós-sal através dessas falhas.

Além de criar rotas de migração, o movimento do sal alterou as localizações dos depósitos, o que aprimorou a qualidade do reservatório dentro e ao redor das estruturas de crescimento do sal, incluindo a distribuição de turbiditos e, em outros locais, forneceu relevos estruturais que contribuíram para a captura de hidrocarbonetos.

Reservatórios

Na margem brasileira, os hidrocarbonetos são encontrados em diversos reservatórios, do embasamento fraturado aos turbiditos do Mioceno, em uma sucessão de sedimentos

clásticos ricos em areia, carbonatos e folhelhos. Os espessos depósitos de folhelhos entre os clásticos e os carbonatos criam um bom selo superior para esses reservatórios.

Os reservatórios do pré-sal são formados por diversos depósitos, dependendo da fase do rifte e do ambiente deposicional. Os depocentros iniciais foram preenchidos por clásticos continentais grossos que ocasionalmente continham sedimentos vulcânicos intercalados. Movimentos adicionais criaram *horsts* e *grabens*, geralmente paralelos à costa. A erosão dos *horsts* forneceu sequências espessas de sedimentos fluvio-clásticos que foram depositados em *grabens* contíguos. Houve o desenvolvimento de rochas geradoras locais, assim como o desenvolvimento de reservatórios de importância regional secundária. Por outro lado, carbonatos foram depositados ao redor de folhelhos lacustres que podem fornecer reservatórios bons.

Depois da deposição dos evaporitos aptianos, a continuação do aprofundamento do Atlântico Sul resultou na deposição dos depósitos dos carbonatos albianos, seguidos por sequências de folhelhos e arenitos. Essa tendência continuou no Cretáceo Superior e no Terciário, enquanto o movimento do sal acarretou uma configuração estrutural complexa dos sedimentos. No Oligoceno, a regressão marinha levou ao desenvolvimento de canais erosivos que, subsequentemente, foram preenchidos por turbiditos e areias canalizadas marinhos ligados à última fase da deriva.

Estimativa dos Recursos Contingentes e Prospectivos

A Petrobras perfurou três poços em dois dos blocos que a QGEP tem interesse: dois deles estão situados no Bloco BM-CAL-5, um em Copaíba e outro na acumulação de Jequitibá, na Bacia de Camamu. O terceiro poço foi perfurado no bloco BM-S-12, na Bacia de Santos. Esses três poços demonstraram a existência de hidrocarbonetos nas zonas perfuradas, determinando uma descoberta e a base para a avaliação do desenvolvimento. Como os operadores não estabeleceram planos específicos para o desenvolvimento dessas descobertas, os volumes recuperáveis estimados são classificados pela GCA como Recursos Contingentes.

A QGEP também identificou mais um prospecto na Bacia de Camamu, o Cam-01, no Bloco BM-CAL-12, e outras 9 oportunidades na Bacia de Santos.

Dados Disponíveis

A QGEP forneceu à GCA dados e informações sobre todos os prospectos, incluindo:

- Várias seções sísmicas de dados sísmicos 3D com interpretação estrutural e estratigráfica da QGEP.
- Mapas estruturais em profundidade dos horizontes importantes relacionados a cada *play*.
- Mapas de isópacas para os vários *plays*.
- Perfis compostos do poço e parâmetros petrofísicos derivados.
- Estudos e análises sobre a maturação da matriz e o tempo geológico relevante para os *plays*.
- Relatórios adicionais e análises auxiliares usados na estimativa de parâmetros adicionais tais como Fator de Volume da Formação, Fatores de Recuperação e Relações Petróleo – Gás, quando disponíveis.

Análise Crítica dos Dados

A GCA revisou os dados fornecidos e as interpretações da QGEP e concluiu que, em geral, eram razoáveis. Na maioria dos casos, os dados sísmicos foram muito bons, o suficiente para respaldar as interpretações dadas. Os mapas estruturais e de isópacas recebidos, correlacionam os topos dos poços onde estes estão disponíveis. Na maioria das áreas, a qualidade dos dados sísmicos oferece grande confiabilidade no mapeamento. Porém, ainda há incertezas quando a exatidão das interpretações estruturais uma vez que não há dados disponíveis de poços para calibrar com exatidão os dados sísmicos.

Do mesmo modo, os parâmetros de porosidade e saturação da água obtidos pela QGEP a partir dos perfis foram facilmente confirmados nos dados fornecidos. A GCA também validou as estimativas dos Fatores do Volume da Formação quando havia dados disponíveis. Quando não havia dados disponíveis para os Fatores do Volume da Formação, a GCA aceitou as estimativas da QGEP, porque pareciam razoáveis.

Metodologia de Estimativa de Recursos

A estimativa dos Volumes Recuperáveis foi fundamentada no método de estimativa volumétrica:

$$EUR = A*H*\Phi*Sh*(1/FVF)*RF$$

Onde:

EUR Recuperação Estimada Total de hidrocarbonetos.

A Área de acumulação obtida de mapas estruturais até a profundidade definida, variando por caso baseada na ocorrência inferior conhecida de hidrocarbonetos, contato hidrocarboneto/água, ou ponto de derramamento estrutural.

H Espessura Líquida Média derivada como valor médio a partir dos mapas de retorno líquido. Quando os mapas de retorno líquido não estavam disponíveis, este valor foi derivado dos mapas estruturais e do valor líquido bruto resultante dos perfis do poço que perfuraram o reservatório correspondente.

Φ Porosidade Média; derivada como valor médio a partir das informações disponíveis sobre o perfil.

Sw Média da saturação de hidrocarbonetos derivada como valor médio a partir das informações disponíveis sobre o perfil.

FVF Fator de Volume da Formação calculado com base na profundidade do reservatório e nas propriedades esperadas dos hidrocarbonetos.

RF Fator de Recuperação estimado com base nas características do reservatório.

As EURs para petróleo e gás foram obtidas através de cálculo probabilístico com o uso das simulações de Monte Carlo. Os parâmetros de entrada foram determinados para os casos baixo, mais provável e alto, sendo informados os percentís P90, P50, and P10, respectivamente, em distribuições triangulares. Em poucas exceções, as áreas baixa e alta foram informadas na distribuição triangular como mínimo e máximo, principalmente nas acumulações em que a extensão da área estava restrita aos limites do bloco e não aos limites das estruturas geológicas mapeadas (salientado, quando aplicável, na tabela de parâmetros de entrada dos prospectos relevantes).

Nas simulações de Monte Carlo foi assumido que alguns parâmetros eram dependentes para a eliminação de cenários infundados, como apresentado abaixo:

Variável Independente	Variável Dependente	Coeficiente de Correlação
H	*Φ*	0,5
H	*RF*	0,5
Φ	*Sh*	0,7

Probabilidade de Sucesso Geológico

Além das estimativas volumétricas dos recursos prospectivos da QGEP na margem brasileira, a QGEP também solicitou que a GCA fornecesse uma estimativa da Probabilidade Geológica de Sucesso (GCOS - *Geological Chance of Success*) de cada prospecto.

A atribuição da GCOS a um prospecto é feita rotineiramente no setor, como uma das etapas para avaliar se um prospecto deve ser perfurado ou não. Apesar de haver procedimentos sistemáticos para a estimativa da GCOS, o processo continua dependendo essencialmente de opinião. A estimativa da GCOS é um agregado de probabilidades individuais que contribui para o sucesso geológico em função de:

- Trapa e Vedação;
- Presença e qualidade do reservatório;
- Origem e Migração;
- Período Geológico.

Em virtude da presença de muitos outros campos de petróleo e gás perto dos blocos exploratórios da QGEP, e de alguns poços nos quais é possível observar a existência de formações de reservatórios em potencial, pode-se dizer, em geral, que os riscos associados à geração e à migração de hidrocarbonetos e à presença de reservatórios são relativamente pequenos. No entanto, devido à complexa configuração estrutural e estratigráfica de muitas metas identificadas, e também do papel da presença de sal, e da inexistência de um componente chave para a eficácia dos trajetos de migração, é preciso calcular cuidadosamente a estimativa de GCOS para cada prospecto.

RECURSOS CONTINGENTES

Bacia de Camamu – Bloco BM-CAL-5

Recursos Contingentes de Copaíba

A acumulação de Copaíba foi perfurada pelo poço 1-BRSA-637D-BAS. A meta é um canal turbidítico lacustre do Cretáceo Inferior, de natureza estratigráfica. O poço testou 1000-2000 Bbl/dia. É necessária avaliação complementar antes de serem feitas perfurações adicionais. As áreas das extensões baixa e alta estão limitadas pela vizinhança imediata da penetração do poço. O mapeamento da amplitude sísmica indica que essa estrutura em canal pode estender-se para o norte. No entanto, dados adicionais são necessários para uma avaliação complementar do potencial adicional.

Campo de Copaíba – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Area (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	4,6	17	18	70	1,115
Mais Provável	7,7	19	21	80	
Alto	11,5	22	24	90	

Recursos Contingentes de Jequitibá

A acumulação de Jequitibá foi perfurada pelo poço 1-BAS-144 e encontrou o topo da Formação Sergi produtora de gás em arenito jurássico (seção pré-rifte) nos intervalos A, B, C, D e topo do E. O Contato Gás/Água (GWC – *Gas/Water Contact*) foi identificado poucos metros abaixo do topo do arenito do Sergi. Os dados sísmicos mostram que o reservatório está compartimentalizado em três blocos principais de falha. O poço perfurou o bloco estruturalmente mais alto da falha. As médias de porosidade e saturação de hidrocarbonetos foram derivadas do perfil do poço. A extensão da área para o caso mais baixo inclui apenas o bloco da falha que foi perfurado, enquanto o caso alto inclui os três blocos até o GWC.

Campo de Jequitibá – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Area (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	1,2*	30	10	70	290
Mais Provável	4,5	45	13	75	295
Alto	9,0**	60	18	80	300

*Entrada mínima na distribuição triangular
**Entrada máxima na distribuição triangular

Bacia de Santos – Bloco BM-S-12

Neste bloco, o poço 1–SCS-13 foi perfurado em 2008. O objetivo principal do poço era a sequência aptiana microbiolítica do pré-sal. Os objetivos secundários do poço incluíam os carbonatos e arenitos albianos e os arenitos rasos do Oligoceno. O poço encontrou 3 metros de intervalo econômico na profundidade de cerca de 2.600 m nos arenitos do Oligoceno, havendo presença de gás no *mud log*. Este reservatório é o equivalente dos reservatórios que produzem gás nos campos adjacentes de Tiro, Sidon e Piracucá.

O poço foi perfurado a mais de 5.000 m, onde houve um *kick* de gás. Problemas mecânicos adicionais levaram ao abandono do poço sem que o objetivo principal fosse alcançado.

Com base nos perfis observados neste poço, a GCA considera que o poço 1-SCS-13, descobridor de gás no reservatório do Oligoceno, pode ser avaliado para desenvolvimento pelo operador. Portanto, os volumes associados a esta acumulação podem ser considerados recursos contingentes.

Santos 01 – Extensão Areal dos Recursos Descobertos

Verticalmente, o poço encontrou apenas 3 m de areia saturada com gás natural. Abaixo desses 3 m há cerca de 3 m de folhelho no topo de um pacote muito fino de areia, 1 m, que parece estar saturada com água. Por isso, o GWC foi inferido em algum local entre as duas areias. Não há pressões adicionais nem outros dados que confirmem o GWC naquele nível. Porém, para o fim de atribuição de recursos contingentes, a GCA considerou a profundidade em subsuperfície de -2.625 m como a profundidade conhecida da água e limite do reservatório.

No que concerne a extensão da área, a GCA considera uma estimativa baixa de 3 km^2 representada por fortes amplitudes sísmicas observadas ao redor do poço. A área de estimativa mais elevada está baseada no mapa estrutural até o nível HKW de -2625 na vizinhança do poço, conforme mapeado pela Petrobras.

Santos 01 Recursos Descobertos – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Area (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	5	4	27	60	210
Alto	12	6	30	65	220

Os estudos de amplitude sísmica da Petrobras e da QGEP mostram que até as amplitudes mais promissoras podem ser mapeadas regionalmente, no mesmo intervalo. A GCA considerou essa interpretação; no entanto, em virtude da fina espessura das areias encontradas no poço e das descontinuidades observadas no mapa de amplitude, concluiu-se que quaisquer áreas afastadas das associadas ao poço 1-SCS-13 ainda podem ser consideradas Recursos Prospectivos porque não há evidências fortes de GWC no poço. Esses recursos serão discutidos posteriormente, neste relatório.

RECURSOS PROSPECTIVOS

Bacia de Camamu – Bloco BM-CAL-12 – Prospecto CAM-01

Os reservatórios objetivos deste prospecto são turbiditos marinhos do Cretáceo Superior. Este reservatório foi observado nos poços próximos ao bloco. O Bas-126, perfurado ao norte do bloco, tem mais de 250 m de reservatório de boa qualidade, e o poço Bas-102, perfurado ao sul do bloco, tem mais de 100 m de reservatório de boa qualidade. A GCA considera que o mapa estrutural fornecido pela Petrobras é razoável e verificou os parâmetros de entrada usados pela QGEP na estimativa volumétrica para este prospecto, como segue:

Prospecto CAM-01 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	12*	20	16	65	1,100
Mais Provável	30	40	21	70	1,200
Alto	80**	60	25	75	1,300

*Entrada mínima na distribuição triangular
**Entrada máxima na distribuição triangular

Segundo os estudos geoquímicos da área, espera-se que o petróleo seja o hidrocarboneto predominante, caso esteja presente. A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 31%.

Bacia do Jequitinhonha

Bloco BM-J-2: Prospectos JEQ-01 e JEQ-02

Os reservatórios alvo deste *play* estrutural do pré-sal são carbonatos e siliciclásticos fraturados do Albiano ao Terciário. A trapa é um alto estrutural do pré-sal, sendo esperado que seja similar às estruturas produtoras encontradas na Bacia de Campos.

Nesta configuração, foram identificados dois prospectos próximos um do outro. Os dados sísmicos nestas profundidades são precários e apesar do alto estrutural poder ser observado na base do sal, a resolução dos dados abaixo do sal oferece pouca confiabilidade no mapeamento da estrutura. A QGEP usou o mapeamento da base do sal para identificar a melhor expressão de cada prospecto. Com base em estudos geoquímicos regionais, é esperado que os reservatórios de hidrocarbonetos desta área sejam de gás.

A GCA considerou razoável a análise da QGEP, verificou os parâmetros de entrada usados nas estimativas volumétricas e avaliou a Probabilidade Geológica de Sucesso de cada prospecto, encontrando 29% para JEQ-01 e 24% para JEQ-02.

Prospecto JEQ-01 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	Bg (v/v)
Baixo	12	60	10	60	250
Mais Provável	25	75	12	70	270
Alto	41	90	15	80	285

Prospecto JEQ-02 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	Bg (v/v)
Baixo	7	60	10	60	285
Mais Provável	15	75	12	70	297
Alto	24	90	15	80	310

Bacia de Santos

Recursos Prospectivos: BM-S-12 – Santos-01

Conforme discutido anteriormente, a GCA verificou que uma parte deste prospecto fora descoberta através do poço 1-SCS-13. Com base no mapa de amplitude da Petrobras/QGEP, há indicações de que o reservatório encontrado através do poço 1-SCS-13 possa fazer parte de um sistema de canais de extensão regional, observado neste mapa como as amplitudes mais brilhantes.

Porém, essas amplitudes não são contínuas, sendo possível identificar descontinuidades laterais distintas, tal como mapeado pela Petrobras/QGEP. Com base no mapa da Petrobras/QGEP, a GCA avaliou este *play* como tendo 4 prospectos adicionais aos recursos contingentes assinalados na área do poço 1-SCS-13.

Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

Prospecto Santos-01-UCR-01

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	7	3	25	55	190
Mais Provável	23	6	27	60	210
Alto	57	14	30	65	220

Prospecto Santos-01-UCR-02

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	7	6	27	60	210
Alto	11	14	30	65	220

Prospecto Santos-01-UCR-03

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	7	3	25	55	190
Mais Provável	14	6	27	60	210
Alto	33*	14	30	65	220

* Limitado dentro do bloco; 25 km^2 adicionais para o caso alto estão fora do bloco

Prospecto Santos-01-UCR-04

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	3	3	25	55	190
Mais Provável	5	6	27	60	210
Alto	7	14	30	65	220

A GCA estima que todos esses prospectos apresentem 30% de Probabilidade de Sucesso Geológico.

BM-S-12 - Santos-02

O reservatório para este projeto é de arenitos do Albiano Superior, com distribuição regional na margem brasileira. Este reservatório foi perfurado através do poço 1-SCS-13, antes dos problemas técnicos do poço. Em 5.032 m MD, os *mud loggers* observaram óleo nas peneiras de lama. Pouco depois, houve problemas na locação do poço, incluindo um *kick* de gás. Em uma das tentativas para controlar o poço, os engenheiros de perfuração trocaram a lama à base de água por lama à base de óleo. Portanto, todas as amostras abaixo desse

intervalo estão contaminadas e são inconclusivas. Segundo os estudos geoquímicos da área, a presença de óleo nestes reservatórios é mais provável do que a presença de gás.

Após o poço, a Petrobras realizou um estudo no prospecto Santos-02, que incluiu análise de AVO em uma tentativa de identificar Indicadores Diretos de Hidrocarbonetos (DHI – *Direct Hydrocarbon Indicators*). Neste reservatório, o AVO não foi conclusivo. A GCA analisou todas as entradas e observou que o mapa da Petrobras/QGEP, para o caso baixo, era otimista. A GCA estima que o mapa da Petrobras/QGEP, para o caso baixo, representa melhor o caso mais provável. Para o caso baixo, a GCA acredita que a área deve ficar restrita a leste da falha para o oeste do poço 1-SCS-13. Nos demais parâmetros, a GCA concorda com a QGEP.

Prospecto Santos-02 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local, Limitados ao Contorno do Bloco

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	30*	12	10	50	1,500
Mais Provável	153**	20	12	60	1,650
Alto	346***	44	14	70	2,100

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 91 km^2

**Do mapa P90 da Petrobras: área limitada ao contorno do bloco

***Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao perímetro do bloco; na interpretação da Petrobras a área máxima se estende a 655 km^2

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 39%.

BM-S-12 - Santos-03

As rochas reservatório deste prospecto são dolomitas sacaroidais albianas. Em geral, a configuração da trapa é estratigráfica e a presença e possibilidade de carga nesses reservatórios é incerta. Porém, os dados sísmicos deste bloco são de boa qualidade e revelam um evento que pode ser facilmente rastreado e mapeado. A GCA considera que a análise e a interpretação da QGEP são razoáveis.

Prospecto Santos-03 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	40	15	7	55	1,400
Mais Provável	60	25	9	60	1,600
Alto	125	35	12	65	1,800

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 19%.

BM-S-12 - Santos-04

O objetivo deste prospecto são os reservatórios microbiais aptianos.

O bloco está localizado na extremidade do *ring-fence* do pré-sal; porém, segundo a análise da QGEP, é provável que haja *pods* de geração na área deste bloco. No caso das falhas principais, elas podem facilitar a migração na seqüência pré-sal. Estudos geoquímicos regionais sugerem que nesta profundidade de 6.400 m, é mais provável que os microbiolitos aptianos contenham mais gás do que óleo. Estruturalmente, há dois altos estruturais paralelos

na base do sal, nas quais pode haver melhor desenvolvimento dos reservatórios microbiais.

A GCA verificou os parâmetros de entrada usados pela QGEP e os considerou bastante bons, dando prosseguimento à estimativa volumétrica com os seguintes parâmetros de entrada:

Prospecto Santos-04 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	56	30	9	60	400
Mais Provável	110	50	10	70	430
Alto	189	70	12	80	500

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 40%.

BM-S-75, BM-S-76 e BM-S-77 – Santos-05, Santos-06 e Santos-07

Estes três prospectos são plays estratigráficos cujos objetivos são reservatórios arenosos do Cretáceo Superior. A distribuição dessas areias é regional, e apesar do poço mais próximo que encontrou esse tipo de areia ser o poço Chev-01, a cerca de 50 km ao NE, é possível que os prospectos estejam localizados em um *trend* regional de arenitos do Cretáceo Superior. Campos como os de Mexilhão e Merluza apresentam reservatórios e trapas estratigráficos similares. Os estudos geoquímicos regionais sugerem que o hidrocarboneto predominante nos prospectos Santos-05 e Santos-06 seja óleo, e que no prospecto Santos-07 seja gás. As três acumulações relacionadas a esses prospectos foram mapeadas além dos limites do bloco, nas distribuições probabilísticas. Porém, as áreas medidas ficaram restritas aos limites do bloco. A estimativa GCOS varia para cada prospecto, com base no posicionamento do prospecto na bacia.

Prospecto Santos-05 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	27	20	9	60	1,500
Mais Provável	80	30	11	65	1,600
Alto	179	75	15	75	1,700

Prospecto Santos-06 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	7*	25	10	60	1,500
Mais Provável	20	30	11	65	1,600
Alto	42**	45	13	75	1,700

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 14 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao contorno do bloco; a acumulação potencial pode estender-se além do limite do bloco (15 km^2 a mais para a área do caso alto, com base no mapeamento da QGEP)

A GCA estimou uma Probabilidade de Sucesso Geológico similar para os prospectos

Santos-05 e Santos-06, de 18%.

Prospecto Santos-07 – Parâmetros Originais de Entrada para Gás no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	Sg (%)	1/Bg (v/v)
Baixo	15*	30	10	65	280
Mais Provável	25	35	13	70	290
Alto	60**	75	16	75	300

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 22 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco

A GCA estimou que a Probabilidade de Sucesso Geológico para este prospecto é 11%.

BM-S-76 e BM-S-77 - Santos-08

O objetivo deste prospecto são os arenitos oligocênicos em um *play* estratigráfico. Esses arenitos produzem óleo nos campos Tiro e Sidon, a não mais de 20 km dos blocos. Apesar da acumulação se estender muito além dos limites do bloco, a área volumétrica estimada foi limitada ao limite dos bloco.

A GCA considera que os parâmetros de entrada da QGEP, para este prospecto, são satisfatórios.

Prospecto Santos-08 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	10*	10	17	60	1,100
Mais Provável	30	15	20	70	1,200
Alto	56*	22	25	80	1,300

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 20 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco; pode haver potencial adicional fora dos blocos nos quais a QGEP participa

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 23%.

BM-S-77 - Santos-09

Este prospecto foi mapeado como um pequeno fechamento em três direções, alongado, limitado ao norte por um *trend* de falhas na direção leste-oeste. Nesta estrutura geológica alongada e muito pequena, o mapeamento pode ser muito sensível a pequenas variações de velocidade. A trapa depende muito da falha selante ao norte. Os reservatórios alvo são os arenitos santonianos. A área da acumulação se estende além do bloco para oeste. Com base na análise da QGEP a entrada da estimativa volumétrica é a que segue:

Prospecto Santos-09 – Parâmetros Originais de Entrada para Óleo no Local

	Área (km^2)	H Líquido (m)	Phi (%)	So (%)	Bo (v/v)
Baixo	4*	20	20	60	1,100
Mais Provável	7	30	22	65	1,200
Alto	11**	45	25	75	1,300

*Entrada mínima na distribuição triangular; P90 projetado em 5,5 km^2

**Entrada máxima na distribuição triangular limitada ao limite do bloco; a acumulação em potencial pode estender-se além do limite do bloco (6 km^2 a mais para a área do caso mais alto, com base no

mapeamento da QGEP)

A GCA estimou que a Probabilidade Geológica de Sucesso para este prospecto é 20%.

Demonstrativo dos Recursos Contingentes de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009 Propriedades na Região Offshore do Brasil

Bruto e Líquido – Interesses da QGEP

Category	Field	Oil / Condensate				Natural Gas			
		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		Gross (100%) Field		Net to QGOG's	
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)
1C									
	North Camarao	---	---	---	---	57	1.6	15	0.4
	Copaíba	18.2	2,897	4.1	652	12	0.3	3	0.1
	Jequitibá	0.6	102	0.2	28	72	2.0	20	0.6
	Santos #1	0.0	7	0.0	2	9	0.3	3	0.1
2C									
	North Camarao	6.3	1,003	1.4	226	53	1.5	12	0.3
	Copaíba	37.8	6,015	8.5	1,353	25	0.7	6	0.2
	Jequitibá	1.5	235	0.4	65	166	4.7	46	1.3
	Santos #1	0.1	19	0.0	6	23	0.7	7	0.2
3C									
	North Camarao	9.3	1,482	2.1	333	61	1.7	14	0.4
	Copaíba	71.2	11,317	16.0	2,546	48	1.4	11	0.3
	Jequitibá	3.0	472	0.8	130	334	9.4	92	2.6
	Santos #1	0.3	41	0.1	12	51	1.4	15	0.4

Demonstrativo dos Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2009 Propriedades na Região Offshore do Brasil

Bruto e Líquido – Interesses da QGEP

Estimate	Prospect	Oil / Condensate				Natural Gas				Risk Factor
		Gross (100%) Field Volumes		Net to QGOG's Interest Volumes		Gross (100%) Field Volumes		Net to QGOG's Interest Volumes		
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%
Low (P90 Probabilistic Estimate)										
	CAM 01	130.5	20,751	26.1	4,150	73	2	15	0	31%
	JEQ #1	3.1	490	3.1	490	433	12	433	12	29%
	JEQ #2	2.4	387	2.4	387	273	8	273	8	24%
	Santos #1 UCR1	0.2	29	0.1	9	35	1	11	0	30%
	Santos #1 UCR2	0.1	8	0.0	3	10	0	3	0	30%
	Santos #1 UCR3	0.1	20	0.0	6	25	1	8	0	30%
	Santos #1 UCR4	0.0	7	0.0	2	9	0	3	0	30%
	Santos #2	80.4	12,781	24.1	3,834	83	2	25	1	39%
	Santos #3	36.4	5,789	10.9	1,737	37	1	11	0	19%
	Santos #4	18.7	2,979	5.6	894	1578	45	473	13	40%
	Santos #5	64.0	10,181	12.8	2,036	54	2	11	0	18%
	Santos #6	28.2	4,477	5.6	895	24	1	5	0	18%
	Santos #7	3.8	604	0.8	121	427	12	85	2	11%
	Santos #8	38.6	6,134	7.7	1,227	22	1	4	0	23%
	Santos #9	17.2	2,738	3.4	548	13	0	3	0	20%
Best (P50 Probabilistic Estimate)										
	CAM 01	303.8	48,294	60.8	9,659	171	4.8	34	1.0	31%
	JEQ #1	7.6	1,208	7.6	1,208	1,067	30.2	1,067	30.2	29%
	JEQ #2	6.1	965	6.1	965	681	19.3	681	19.3	24%
	Santos #1 UCR1	0.8	134	0.3	40	165	4.7	50	1.4	30%
	Santos #1 UCR2	0.2	31	0.1	9	39	1.1	12	0.3	30%
	Santos #1 UCR3	0.5	82	0.2	25	101	2.9	30	0.9	30%
	Santos #1 UCR4	0.1	23	0.0	7	29	0.8	9	0.2	30%
	Santos #2	282.6	44,928	84.8	13,478	290	8.2	87	2.5	39%
	Santos #3	106.7	16,961	32.0	5,088	110	3.1	33	0.9	19%
	Santos #4	52.4	8,338	15.7	2,501	4,416	125.1	1,325	37.5	40%
	Santos #5	311.9	49,594	62.4	9,919	263	7.4	53	1.5	18%
	Santos #6	60.5	9,613	12.1	1,923	51	1.4	10	0.3	18%
	Santos #7	8.7	1,385	1.7	277	978	27.7	196	5.5	11%
	Santos #8	98.8	15,708	19.8	3,142	55	1.6	11	0.3	23%
	Santos #9	42.6	6,767	8.5	1,353	31	0.9	6	0.2	20%
High (P10 Probabilistic Estimate)										
	CAM 01	644.6	102,479	128.9	20,496	362	10.2	72	2.0	31%
	JEQ #1	15.3	2,432	15.3	2,432	2,147	60.8	2,147	60.8	29%
	JEQ #2	12.4	1,968	12.4	1,968	1,390	39.4	1,390	39.4	24%
	Santos #1 UCR1	2.6	414	0.8	124	511	14.5	153	4.3	30%
	Santos #1 UCR2	0.5	85	0.2	26	105	3.0	32	0.9	30%
	Santos #1 UCR3	1.5	240	0.5	72	297	8.4	89	2.5	30%
	Santos #1 UCR4	0.4	58	0.1	17	72	2.0	22	0.6	30%
	Santos #2	795.6	126,486	238.7	37,946	818	23.1	245	6.9	39%
	Santos #3	260.7	41,445	78.2	12,434	268	7.6	80	2.3	19%
	Santos #4	116.0	18,444	34.8	5,533	9,769	276.7	2,931	83.0	40%
	Santos #5	1,037.6	164,966	207.5	32,993	874	24.7	175	4.9	18%
	Santos #6	124.9	19,859	25.0	3,972	105	3.0	21	0.6	18%
	Santos #7	19.1	3,041	3.8	608	2,148	60.8	430	12.2	11%
	Santos #8	220.2	35,009	44.0	7,002	124	3.5	25	0.7	23%
	Santos #9	95.1	15,119	19.0	3,024	69	2.0	14	0.4	20%

Demonstrativo dos Recursos Prospectivos de Hidrocarbonetos em 31 de Dezembro de 2010 Propriedades na Região Offshore do Brasil

Bruto e Líquido – Interesses da QGEP

Estimate	Prospect	Oil / Condensate				Natural Gas				Risk Factor
		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		Gross (100%) Field		Net to QGOG's		
		(MMBbl)	(Mm^3)	(MMBbl)	(Mm^3)	(Bcf)	(Bcm)	(Bcf)	(Bcm)	%
Mean Values										
	CAM 01	353.2	56,156	70.6	11,231	198	6	40	1	31%
	JEQ #1	8.5	1,351	8.5	1,351	1193	34	1193	34	29%
	JEQ #2	6.9	1,091	6.9	1,091	770	22	770	22	24%
	Santos #1 UCR1	1.2	185	0.3	55	228	6	69	2	30%
	Santos #1 UCR2	0.3	40	0.1	12	50	1	15	0	30%
	Santos #1 UCR3	0.7	110	0.2	33	137	4	41	1	30%
	Santos #1 UCR4	0.2	29	0.1	9	36	1	11	0	30%
	Santos #2	376.6	59,877	113.0	17,963	387	11	116	3	39%
	Santos #3	132.2	21,010	39.6	6,303	136	4	41	1	19%
	Santos #4	61.5	9,784	18.5	2,935	5182	147	1555	44	40%
	Santos #5	455.1	72,346	91.0	14,469	383	11	77	2	18%
	Santos #6	70.1	11,151	14.0	2,230	59	2	12	0	18%
	Santos #7	10.3	1,646	2.1	329	1162	33	232	7	11%
	Santos #8	116.7	18,558	23.3	3,712	66	2	13	0	23%
	Santos #9	50.2	7,983	10.0	1597	37	1	7	0	20%

APÊNDICE II:

Cashflows

Manati Field
As of December 31, 2009

Queiroz Galvão Exploração e Produção Net Interest Reserve Cashflows
as of December 31, 2009
Manati Field

Proved Developed Reserves

	Condensate	Sales Gas	Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/COFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbl	Bscf	US$/Bbl	US$/Mscf	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	2		29	159	138
2012	103	34.9	96.02	8.05	291	17	62	4	18			29	161	127
2013	100	33.8	95.21	8.21	287	17	61	10	19			27	153	110
2014	83	28.0	94.59	8.38	242	14	51	7	19			23	128	83
2015	65	21.9	96.33	8.54	194	11	41	3	19			18	101	60
2016	38	12.9	98.25	8.71	116	7	25		19			10	56	30
2017	17	5.7	100.22	8.89	52	3	11		19			3	16	8
2018											59		-59	-26
2019														
2020														
2021														
2022														
2023														
Total	611	206.8			1,745	103	371	23	148	11	59	166	863	670

Total Proved Reserves

	Condensate	Sales Gas	Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/COFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbl	Bscf	US$/Bbl	US$/Mscf	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	2		29	159	137
2012	103	34.8	96.02	8.05	290	17	62	4	18			29	160	126
2013	100	33.8	95.21	8.21	287	17	61	10	19			27	153	109
2014	83	28.0	94.59	8.38	242	14	51	7	19			23	128	83
2015	69	23.2	96.33	8.54	205	12	44	3	32			17	97	57
2016	69	23.2	98.25	8.71	209	12	44	3	33			18	99	53
2017	69	23.2	100.22	8.89	213	13	45	3	33			18	101	49
2018	53	17.8	102.22	9.07	167	10	36		34			13	75	33
2019	41	13.7	104.27	9.25	131	8	28		34			9	52	21
2020	31	10.6	106.35	9.43	103	6	22		34			6	34	13
2021	24	8.1	108.48	9.62	81	5	17		35			4	20	7
2022											64		-64	-19
2023														
Total	845	286.1			2,491	147	529	31	327	11	64	220	1,162	812

GCA Engineer:	RW	Approved:	DKM

Queiroz Galvão Exploração e Produção Net Interest Reserve Cashflows
as of December 31, 2009
Manati Field

Proved plus Probable Reserves

	Condensate	Sales Gas	Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/COFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbl	Bscf	US$/Bbl	US$/Mscf	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	2		29	159	137
2012	103	34.8	96.02	8.05	290	17	62	4	18			29	160	126
2013	103	34.8	95.21	8.21	296	17	63	10	31			26	148	106
2014	103	34.8	94.59	8.38	301	18	64	10	32			27	150	98
2015	103	34.8	96.33	8.54	307	18	65	10	33			27	153	91
2016	103	34.8	98.25	8.71	313	19	67	11	33			28	156	84
2017	103	34.8	100.22	8.89	320	19	68	11	34			29	159	78
2018	83	28.2	102.22	9.07	264	16	56	7	34			23	128	57
2019	67	22.8	104.27	9.25	218	13	46	3	35			18	102	41
2020	54	18.4	106.35	9.43	180	11	38		35			15	81	30
2021	44	14.9	108.48	9.62	148	9	32		35			11	62	21
2022	36	12.1	110.65	9.81	122	7	26		36			8	45	14
2023	29	9.8	112.86	10.01	101	6	21		37			6	31	9
2024	23	7.9	115.12	10.21	83	5	18		37			4	20	5
2025											68		-68	-15
Total	1,159	392.5			3,506	207	745	66	466	11	68	307	1,636	1,022

Proved plus Probable plus Possible Reserves

	Condensate	Sales Gas	Condensate Price	Sales Gas Price	Gross Income	Royalty	PIS/PASEP/COFINS	Special Participation +P&D Tax	Operating Expenses	Capital Expenditures	Abandonment Cost	Income Tax Social Contr.	AIT Net Cashflow	10% Discounted Cashflow
	Mbbl	Bscf	US$/Bbl	US$/Mscf	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2010	103	34.8	88.94	7.74	278	16	59		18	9		28	148	141
2011	103	34.8	93.76	7.89	284	17	60		18	24		28	136	118
2012	103	34.8	96.02	8.05	290	17	62	4	18			28	161	127
2013	103	34.8	95.21	8.21	296	17	63	10	31			26	148	106
2014	103	34.8	94.59	8.38	301	18	64	10	32			27	151	98
2015	103	34.8	96.33	8.54	307	18	65	10	33			27	154	91
2016	103	34.8	98.25	8.71	313	19	67	11	33			28	157	84
2017	103	34.8	100.22	8.89	320	19	68	11	34			28	160	78
2018	103	34.8	102.22	9.07	326	19	69	11	35			29	163	73
2019	86	29.0	104.27	9.25	277	16	59	7	35			24	135	55
2020	71	24.1	106.35	9.43	235	14	50	4	35			20	112	41
2021	59	20.0	108.48	9.62	199	12	42	2	36			16	91	31
2022	49	16.7	110.65	9.81	169	10	36		36			13	74	22
2023	41	13.9	112.86	10.01	143	8	30		37			10	57	16
2024	34	11.5	115.12	10.21	122	7	26		37			8	44	11
2025	28	9.6	117.42	10.41	103	6	22		38			6	32	7
2026	24	8.0	119.77	10.62	88	5	19		39			4	21	4
2027											80		-80	-15
Total	1,317	445.9			4,052	239	861	80	545	34	80	350	1,863	1,088

GCA Engineer:	RW	Approved:	DKM

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

APÊNDICE III:

DEFINIÇÕES DE RESERVAS E RECURSOS

SISTEMA DE GESTÃO DOS RECURSOS DO PETRÓLEO

(PRMS)
SPE-WPC-AAPG-SPEE
March 2007

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

APÊNDICE III:

DEFINIÇÕES DE RESERVAS E RECURSOS

SISTEMA DE GESTÃO DOS RECURSOS DO PETRÓLEO

(PRMS)
SPE-WPC-AAPG-SPEE
March 2007

Society of Petroleum Engineers (Sociedade de Engenheiros de Petróleo), World Petroleum Council (Conselho Mundial do Petróleo), American Association of Petroleum Geologists (Associação Americana de Geólogos de Petróleo) e Society of Petroleum Evaluation Engineers (Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo)

Sistema de Gestão dos Recursos do Petróleo

Definições e Diretrizes ([1])

Março de 2007

Preâmbulo

Os recursos do petróleo são as quantidades estimadas de hidrocarbonetos que ocorrem de forma natural na ou dentro da crosta terrestre. A avaliação dos recursos estima as quantidades totais em acumulações de petróleo conhecidas e a serem descobertas; a avaliação dos recursos enfoca as quantidades que apresentam possibilidade de serem recuperadas e comercializadas através de projetos comerciais. Um sistema de gestão dos recursos do petróleo fornece uma abordagem consistente para a estimativa das quantidades de petróleo, avaliação de projetos de desenvolvimento, e apresentação dos resultados em uma estrutura abrangente de classificação.

Os esforços internacionais de padronização da definição de recursos de petróleo e de como os estimar tiveram início nos anos de 1930. A orientação inicial enfocava as Reservas Provadas. Dando continuidade ao trabalho iniciado pela Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE – Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo), a SPE publicou, em 1987, as definições de todas as categorias de Reservas. No mesmo ano, o World Petroleum Council (WPC – Conselho Mundial do Petróleo, conhecido na época como World Petroleum Congress ou Congresso Mundial do Petróleo), trabalhando de forma independente, publicou definições muito semelhantes para as Reservas. Em 1997, as duas organizações publicaram conjuntamente uma série única de definições de Reservas que poderiam ser usadas em todo o mundo. No ano 2000, a American Association of Petroleum Geologists (AAPG – Associação Americana de Geólogos de Petróleo), a SPE e a WPC desenvolveram em conjunto um sistema de classificação para todos os recursos de petróleo. Ele foi complementado por documentos adicionais de apoio: as diretrizes complementares de avaliação da aplicação (2001) e um glossário com os termos usados nas definições de Recursos (2005). A SPE também publicou padrões para a estimativa e auditoria das informações sobre as reservas (revisados em 2007).

Atualmente, essas definições e o sistema de classificação correlacionado são de uso comum no meio internacional, na indústria de petróleo. Eles fornecem uma medida de comparação, restringindo a natureza subjetiva da estimativa dos recursos. Entretanto, as tecnologias empregadas na exploração, desenvolvimento, produção e processamento do petróleo continuam evoluindo e melhorando. O Comitê de Reservas de Petróleo e Gás da SPE trabalha estreitamente com outras organizações na manutenção das definições, emitindo revisões periódicas para que estejam sempre atualizadas face à evolução das tecnologias e mudança nas oportunidades comerciais.

O documento PRMS da SPE consolida, desenvolve e substitui as orientações previamente contidas nas Definições das Reservas de Petróleo de 1997, nas publicações das Definições e Classificação dos Recursos do Petróleo do ano 2000 e nas “Diretrizes para a Avaliação de Reservas e Recursos de Petróleo”, de 2001; o último documento continua sendo uma fonte valiosa de informações mais detalhadas.

Essas definições e diretrizes foram elaboradas para fornecer uma referência comum à indústria internacional do petróleo, incluindo as agências nacionais fiscalizadoras e as normativas e de divulgação de informações, e também para apoiar os requisitos dos projetos de petróleo e da gestão de portfólios. Têm por objetivo aumentar a clareza das comunicações globais referentes aos recursos de petróleo. Espera-se que os PRMS da SPE sejam complementados por programas educativos e manuais sobre as aplicações, que tratem da implementação em uma ampla gama de cenários técnicos e/ou comerciais.

Fica entendido que estas definições e diretrizes admitem flexibilidade para que os usuários e as agências possam adequar as aplicações as suas necessidades específicas; porém, todas as modificações das orientações aqui contidas devem ser identificadas claramente. As definições e diretrizes contidas neste documento não podem ser

[1] Estas Definições e Diretrizes foram extraídas do documento *Petroleum Resources Management System* (Sistema de Gestão de Recursos de Petróleo) (“SPE PRMS”), de Society of Petroleum Engineers / World Petroleum Council / American Association of Petroleum Geologists / Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPE/WPC/AAPG/SPEE), aprovado em março de 2007.

consideradas como alterações da interpretação nem da aplicação de nenhuma exigência existente de apresentação de informes normativos.

O texto completo das Definições e Diretrizes de PRMS da SPE pode ser encontrado em:
www.spe.org/specma/binary/files/6859916Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

RESERVAS

As reservas são as quantidades de petróleo que se antecipa serem comercialmente recuperáveis através da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.

As reservas precisam atender quatro critérios: ser descobertas, recuperáveis, comerciais e continuar fundamentadas no(s) projeto(s) de desenvolvimento implementado(s). As reservas são subdivididas em conformidade com o nível de certeza associado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas em função do status de desenvolvimento e produção. Para ser incluído na categoria Reservas, um projeto tem de estar suficientemente definido para que seja estabelecida a viabilidade comercial do mesmo. Precisa haver uma expectativa plausível de que todas as aprovações necessárias, internas e externas, serão obtidas, além de evidências da intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento em um intervalo de tempo plausível. O intervalo de tempo plausível para o começo do desenvolvimento depende de circunstâncias específicas e varia em função do âmbito do projeto. Apesar do referencial de excelência recomendado ser 5 anos, um intervalo de tempo maior pode ser adotado, por exemplo, quando o desenvolvimento de projetos econômicos for adiado por opção do produtor em função de motivos relacionados ao mercado, entre outros, ou para atender objetivos contratuais ou estratégicos. Em todos os casos, a justificativa para a classificação como Reservas deve ser claramente documentada. Para que haja a inclusão na categoria Reservas, tem de haver confiança elevada na produtibilidade comercial do reservatório, conforme respaldado pelos atuais testes de produção ou formação. Em alguns casos, as Reservas podem ser especificadas em função da análise do testemunho e/ou perfil do poço, que indica se o reservatório em questão contém hidrocarbonetos e se é análogo a reservatórios na mesma área, que produzem ou demonstraram capacidade de produzir, nos testes de formação.

Em Produção

Atualmente, o projeto em desenvolvimento está produzindo e vendendo petróleo ao mercado.

O critério principal é o projeto receber receita das vendas, e não necessariamente o projeto de desenvolvimento aprovado estar concluído. Neste ponto pode-se dizer que a "probabilidade de comercialização" é 100%. O "portão de decisão" é a decisão de começar a produção comercial a partir do projeto.

Aprovado para Desenvolvimento

É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.

Neste ponto é necessário haver certeza de que o projeto de desenvolvimento irá em frente. O projeto não pode estar sujeito a nenhuma contingência, tais como aprovações normativas ou contratos de venda. A previsão com dispêndio de capital deve ser incluída no orçamento aprovado da entidade fiscalizadora, no ano corrente ou do ano seguinte. O "portão de decisão" do projeto é a decisão de começar a investir capital na construção de instalações de produção e/ou perfuração de poços de desenvolvimento.

Justificado para Desenvolvimento

A implementação do projeto de desenvolvimento é justificada em função de uma previsão de condições de comercialização plausíveis no momento da divulgação das informações, e de haver expectativas plausíveis de que todos os contratos/aprovações necessários serão obtidos.

Para alcançar este nível de maturidade do projeto, e portanto ter reservas associadas a ele, o projeto de desenvolvimento tem de ser comercialmente viável no momento da divulgação das informações, com base nas

hipóteses da entidade fiscalizadora quando aos preços futuros, custo, etc. ("previsões do caso") e nas circunstâncias específicas do projeto. A evidência da intenção firme de dar continuidade ao desenvolvimento dentro de um intervalo de tempo plausível será suficiente para demonstrar a comercialidade. Deve haver um plano de desenvolvimento suficientemente detalhado para comportar a avaliação da comercialidade, além de uma expectativa plausível de que serão obtidas todas as aprovações normativas e contratos de vendas necessários antes da implementação do projeto. Fora tais aprovações/contratos, não deve haver nenhuma contingência conhecida que possa impedir a continuidade do desenvolvimento em um intervalo de tempo plausível (veja a classe Reservas). O "portão de decisão" do projeto é a decisão da entidade fiscalizadora e dos sócios, se houver, de que o projeto atingiu um nível de maturidade técnica e comercial suficiente para justificar a continuidade, com o desenvolvimento, a partir deste momento.

Reservas Provadas

As Reservas Provadas são as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.

Se forem usados métodos determinísticos, o termo certeza plausível pretende expressar um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Se forem usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 90% de probabilidade de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou superem as expectativas. A área do reservatório considerado Provado inclui:

(1) a área delineada por perfuração e definida por contatos com o fluído, se houver, e

(2) as porções adjacentes, não perfuradas, do reservatório que podem ser consideradas, dentro do plausível, contínuas ao reservatório e comercialmente produtivas com base em dados disponíveis de geociências e engenharia.

Na ausência de dados ou de contatos com o fluído, as quantidades Provadas em um reservatório são limitadas pela ocorrência inferior conhecida de hidrocarbonetos (LKH – *lowest known hydrocarbon*) como pode ser observado na penetração do poço, salvo quando indicado de outra forma por dados definitivos de geociências, engenharia ou desempenho. Essas informações definitivas podem incluir a análise do gradiente de pressão e indicadores sísmicos. Os dados sísmicos isolados podem não ser suficientes para definir os contatos com o fluído para as reservas Provadas (veja "2001 Supplemental Guidelines" – "Diretrizes Complementares de 2001", Capítulo 8). As Reservas em locais não desenvolvidos podem ser classificadas como Provadas desde que as locações estejam em áreas não perfuradas do reservatório e que possam ser consideradas, com grau plausível de certeza, como comercialmente produtivas. As interpretações dos dados disponíveis de geociências e engenharia indicam, com certeza plausível, que a formação alvo é lateralmente contínua a locações Provadas perfuradas. Nas Reservas Provadas, a eficiência de recuperação aplicada a esses reservatórios deve ser definida com base em uma gama de possibilidades fundamentadas por análogos e sólidas avaliações de engenharia, que levem em consideração as características da área Provada e do programa de desenvolvimento aplicado.

Reservas Prováveis

As Reservas Prováveis são as Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Provadas, porém com certeza maior de serem recuperadas do que as Reservas Possíveis.

É igualmente provável que as quantidades remanescentes efetivas, recuperáveis, serão maiores do que ou menores do que a soma do Provado estimado adicionada às Reservas Prováveis (2P). Neste contexto, quando são usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 50% de chance de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou superem a estimativa 2P. As Reservas Prováveis podem ser especificadas em áreas de um reservatório adjacentes à Provada, em que haja menor certeza quanto aos dados de controle ou as interpretações dos dados disponíveis. A continuidade do reservatório interpretado pode não atender o critério de certeza plausível. As estimativas Prováveis também incluem as recuperações incrementais associadas à eficiência de recuperação do projeto, além da presumida para as Provadas.

Reservas Possíveis

As Reservas Possíveis são as reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis

As quantidades totais essencialmente recuperadas pelo projeto apresentam probabilidade baixa de ultrapassarem a soma das Provadas, somadas às Prováveis somadas às Possíveis (3P), o que equivale ao cenário da estimativa mais alta. Se forem usados métodos probabilísticos, deve haver pelo menos 10% de chance de que as quantidades realmente recuperadas igualem ou excedam as estimativas 3P. As Reservas Prováveis podem ser atribuídas a áreas de um reservatório adjacentes à Provável, em que haja menor certeza progressiva quanto aos dados de controle e as interpretações dos dados disponíveis. Frequentemente, isso pode ocorrer em áreas nas quais os dados de geociências e engenharia não definem com clareza os limites da área e do reservatório vertical de produção comercial em relação ao reservatório definido pelo projeto. As estimativas Possíveis também incluem as quantidades incrementais associadas à eficiência de recuperação do projeto além da presumida para as Prováveis.

Reservas Prováveis e Possíveis

(Veja acima os critérios separados para as Reservas Prováveis e Reservas Possíveis.)

As estimativas 2P e 3P podem estar fundamentadas em interpretações comerciais e técnicas alternativas plausíveis, dentro do reservatório e/ou dependentes do projeto, que sejam claramente documentadas, incluindo comparações com os resultados de projetos similares que tiveram êxito. Nas acumulações convencionais, as Reservas Prováveis e/ou Possíveis podem ser definidas quando dados de geociências e engenharia identificam porções diretamente adjacentes de um reservatório dentro da mesma acumulação, que pode estar separado de áreas Provadas por falhas menores ou por outras descontinuidades geológicas, e que não foram penetradas por um furo, mas que sejam interpretadas como estando em comunicação com o reservatório conhecido (Provado). As Reservas Prováveis ou Possíveis podem ser definidas em áreas que sejam estruturalmente mais elevadas do que a área Provada. As Reservas Possíveis (e em alguns casos, as Prováveis) podem ser definidas em áreas que sejam estruturalmente mais baixas do que a área Provada adjacente ou 2P. Deve-se ter cautela na definição de Reservas em reservatórios adjacentes isolados por falhas importantes, potencialmente selantes, até que este reservatório seja penetrado e avaliado como comercialmente produtivo. Nesses casos, a justificativa para a definição das Reservas deve ser documentada claramente. As reservas não devem ser definidas em áreas claramente separadas de uma acumulação conhecida como um reservatório não produtivo (isto é: ausência de um reservatório, reservatório estruturalmente baixo ou resultados negativos dos testes); referidas áreas podem conter Recursos Prospectivos. Nas acumulações convencionais em que a perfuração tenha definido uma elevação superior conhecida de petróleo (HKO – *highest known oil*) e onde haja probabilidade de existência de gás de capeamento, as Reservas Provadas de petróleo devem ser definidas apenas nas partes estruturalmente mais elevadas do reservatório, se houver um certeza plausível de que tais partes estejam inicialmente acima da pressão de bolha, com base em análises documentadas de engenharia. As partes do reservatório que não atenderem a essa certeza podem ser definidas como Prováveis e Possíveis para petróleo e/ou gás com base nas interpretações do gradiente de pressão e nas propriedades do fluido do reservatório.

Reservas Desenvolvidas

As Reservas Desenvolvidas são as quantidades que se espera que sejam recuperadas de poços e instalações existentes.

As reservas são consideradas desenvolvidas apenas depois que o equipamento necessário foi instalado, ou quando os custos para tal instalação forem relativamente pequenos em comparação com o custo de um poço. Quando as instalações necessárias ficam indisponíveis, pode ser necessário reclassificar as Reservas Desenvolvidas como Não Desenvolvidas. As Reservas Desenvolvidas podem ser subclassificadas como Produtoras ou Não Produtoras.

Reservas Produtoras Desenvolvidas

É esperado que as Reservas Produtoras Desenvolvidas sejam recuperadas em intervalos de completação que estejam abertos e produzindo no momento da estimativa.

As reservas com recuperação melhorada são consideradas em produção apenas depois do projeto de recuperação melhorada estar em operação.

Reservas Não Produtoras Desenvolvidas

As Reservas Não Produtoras Desenvolvidas incluem as Reservas fechadas e atrás da coluna

É esperado que as Reservas Fechadas sejam recuperadas em:

(1) intervalos de completação que estejam abertos no momento em que for realizada a estimativa, mas que ainda não tenham começado a produzir,

(2) poços fechados para as condições de mercado ou conexões de dutos, ou

(3) poços incapazes de produzir por motivos mecânicos.

É esperado que as Reservas Atrás da Coluna sejam recuperadas de zonas em poços existentes que precisem de trabalho adicional de completação para recompletação futura antes do início da produção. Em todos os casos, a produção pode ser iniciada ou restaurada com despesas relativamente pequenas em comparação com o custo de perfuração de um poço novo.

Reservas Não Desenvolvidas

As Reservas Não Desenvolvidas são as quantidades que se espera que sejam recuperadas através de investimentos futuros:

(1) em poços novos, em áreas úteis não perfuradas, em acumulações conhecidas,

(2) em aprofundamentos de poços existentes para um reservatório diferente (porém conhecido),

(3) em poços de infill que aumentarão a recuperação, ou

(4) quando são necessários gastos relativamente grandes (por exemplo, em comparação com o custo de perfuração de um poço novo) para:

(a) recompletar um poço existente ou

(b) instalar instalações de produção ou transporte para projetos de recuperação primária ou melhorada.

RECURSOS CONTINGENTES

São as quantidades estimadas de petróleo, que a partir de uma determinada data, apresentam o potencial de serem recuperadas em acumulações conhecidas, com a aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que atualmente não são consideradas comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.

Os Recursos Contingentes podem incluir, por exemplo, projetos para os quais não haja, no momento, mercados viáveis, ou aqueles nos quais a recuperação comercial depende de tecnologia em desenvolvimento, ou nos quais a avaliação da acumulação é insuficiente para a avaliação clara da comercialidade. As Reservas Contingentes são subdivididas em conformidade com o nível de certeza relacionado às estimativas e podem ser subclassificadas com base na maturidade do projeto e/ou caracterizadas em função do status econômico.

Desenvolvimento Pendente

É uma acumulação descoberta, na qual as atividades do projeto estão em andamento para justificar o desenvolvimento comercial em um futuro próximo.

É considerado que o projeto tenha potencial razoável para um eventual desenvolvimento comercial, se a aquisição adicional de dados (ex.: perfuração, dados sísmicos) e/ou avaliações estão em andamento com o objetivo de confirmar se o projeto é comercialmente viável e para fornecer o embasamento à seleção de um plano de desenvolvimento adequado. As contingências críticas foram identificadas, sendo esperado, dentro do plausível, que sejam solucionadas em um intervalo de tempo aceitável. Observe que resultados desapontadores de avaliações/estimativas podem levar à reclassificação do projeto como “Suspenso” ou “Não viável”. O “portão de decisão” do projeto é a decisão de empreender novas aquisições de dados e/ou estudos projetados para levar o projeto a um nível de maturidade técnica e comercial em que possa ser tomada a decisão de continuar com o desenvolvimento e produção.

Desenvolvimento Não Esclarecido ou Suspenso

Uma acumulação descoberta cujas atividades do projeto estão suspensas e/ou em que a justificativa como um desenvolvimento comercial pode estar sujeita a um atraso significativo.

O projeto é visto como apresentando potencial para eventual desenvolvimento comercial, porém as atividades adicionais de avaliação/estimativa estão suspensas aguardando a resolução de contingências significativas externas ao projeto, ou atividades adicionais, substanciais, de avaliação/estimativa são necessárias para esclarecer o potencial para um eventual desenvolvimento comercial. O desenvolvimento pode estar sujeito a um atraso significativo. Observe que uma mudança nas circunstâncias, de tal forma que deixe de haver uma expectativa plausível de que uma contingência crítica possa ser solucionada em um futuro previsível, por exemplo, pode acarretar a reclassificação do projeto como Não Viável". O "portão de decisão" do projeto é a decisão de fazer avaliações adicionais projetadas para esclarecer o potencial para o eventual desenvolvimento comercial ou para suspender temporariamente o retardar o início de atividades adicionais até que contingências externas sejam solucionadas.

Desenvolvimento Não Viável

Uma acumulação descoberta para a qual, no momento, não há planos de desenvolvimento nem para a aquisição de dados adicionais, em função do potencial limitado de produção.

O projeto não é visto como apresentando potencial para um desenvolvimento comercial eventual no momento da elaboração do relatório, porém as quantidades teoricamente recuperáveis são registradas para que a oportunidade em potencial seja reconhecida caso haja uma mudança importante na tecnologia ou nas condições comerciais. O "portão de decisão" do projeto é a decisão de não fazer nenhuma aquisição adicional de dados, nem estudos sobre o projeto em um futuro próximo.

RECURSOS PROSPECTIVOS

Quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma determinada data, como potencialmente recuperáveis, em acumulações não descobertas.

As acumulações potenciais são avaliadas em função da probabilidade de serem descobertas e, presumindo-se uma descoberta, as quantidades estimadas que seriam recuperáveis através de projetos de desenvolvimento definidos. É reconhecido que os programas de desenvolvimento serão significativamente menos detalhados e dependerão muito mais de desenvolvimentos análogos nas fases iniciais da exploração.

Prospecto

Um projeto relacionado a uma acumulação potencial, suficientemente bem definido para representar uma meta viável de perfuração.

As atividades do projeto enfocam a avaliação da probabilidade da descoberta e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa de quantidades recuperáveis em potencial, em um programa de desenvolvimento em potencial.

Lead

Um projeto relacionado a uma acumulação potencial atualmente mal definida, que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação para que possa ser classificado como prospecto.

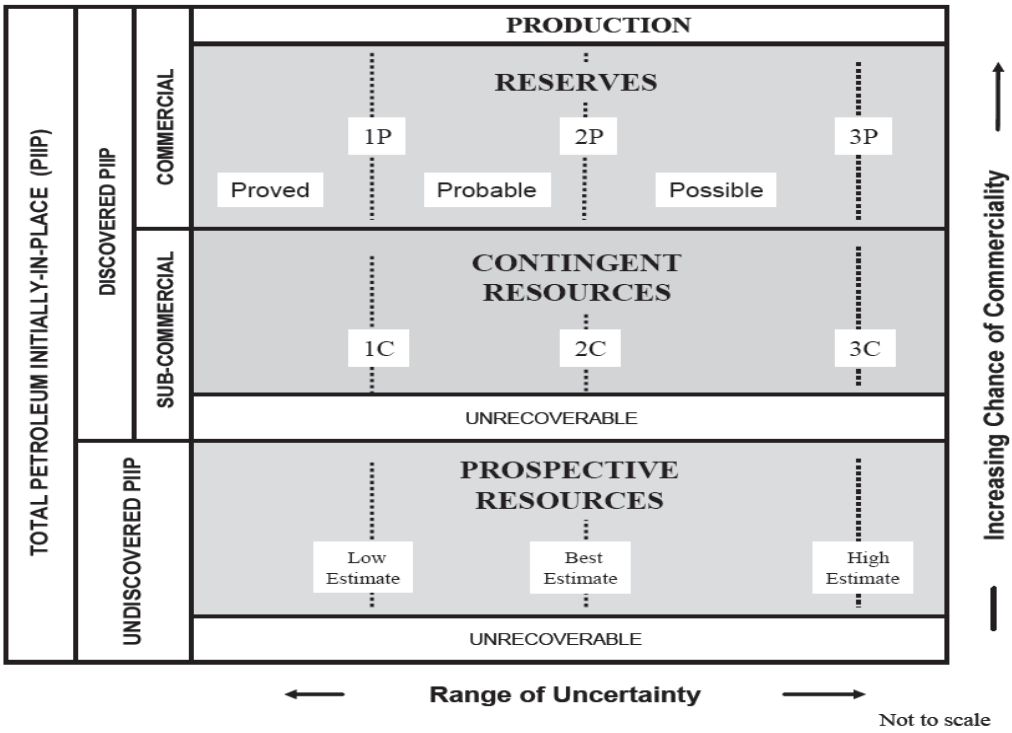
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de avaliações adicionais projetadas para confirmar se o lead pode ou não amadurecer e tornar-se um prospecto. Tal avaliação inclui a avaliação da probabilidade da descoberta e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa de recuperação em potencial em cenários de desenvolvimento viáveis.

Play

Um projeto com uma tendência esperada de prospectos potenciais que, no entanto, requer mais aquisição de dados e/ou avaliação para que possam ser definidos prospectos e leads específicos.

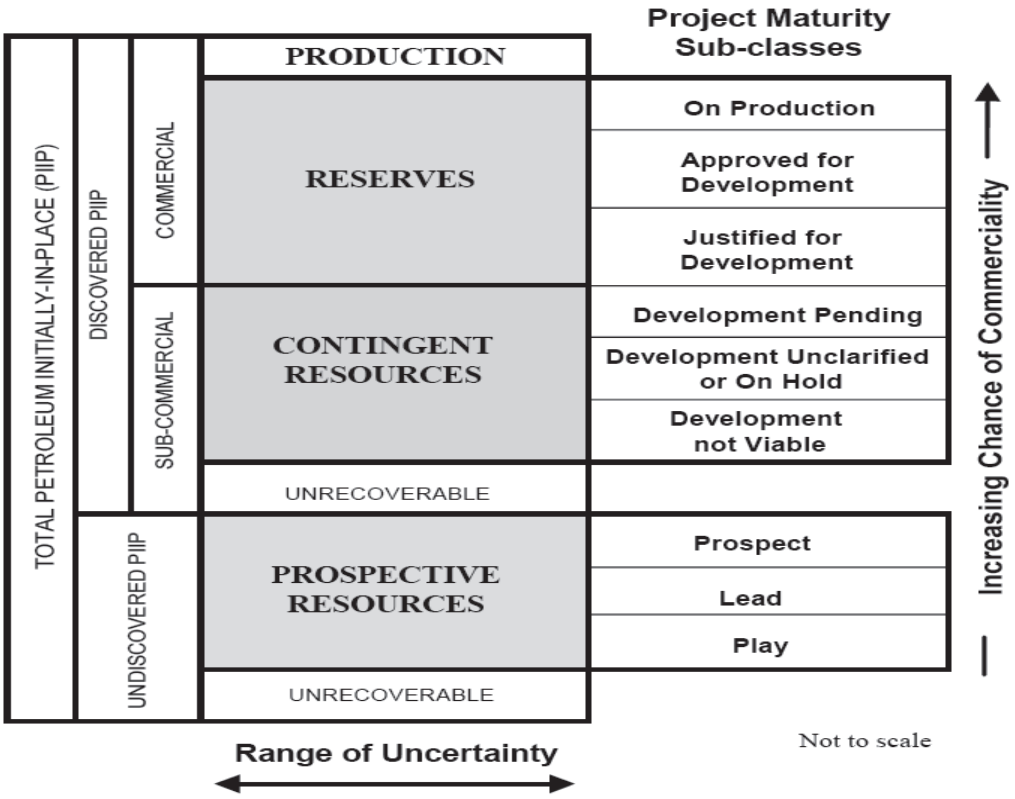
As atividades do projeto enfocam a aquisição de dados adicionais e/ou a realização de mais avaliações projetadas para a definição de leads ou prospectos específicos para análises mais detalhadas da possibilidade de descobrimento dos mesmos e, presumindo que ocorra a descoberta, a faixa do potencial de recuperação em cenários de desenvolvimento hipotéticos.

CLASSIFICAÇÃO DOS RECURSOS



TERMO EM INGLÊS	TERMO EM PORTUGUÊS
Production	Produção
Reserves	Reservas
Proved	Provado
Probable	Provável
Possible	Possível
Contingent Resources	Recursos Contingentes
Unrecoverable	Irrecuperável
Prospective Resources	Recursos Prospectivos
Low Estimate	Estimativa Baixa
Best Estimate	Melhor Estimativa
High Estimate	Estimativa Alta
Total petroleum initially in place (PIIP)	Petróleo total inicialmente no local (PIIP)
Increasing chance of commerciality	Probabilidade crescente de comercialização
Range of uncertainty	Faixa de incerteza
Not to scale	Não está em escala

MATURIDADE DO PROJETO



TERMO EM INGLÊS	TERMO EM PORTUGUÊS
Total petroleum initially in place (PIIP)	Petróleo total inicialmente no local (PIIP)
Discovered PIIP	PIIP Descoberto
Commercial	Comercial
Sub-commercial	Subcomercial
Undiscovered PIIP	PIIP Não Descoberto
Production	Produção
Reserves	Reservas
Contingent Reserves	Reservas Contingentes
Unrecoverable	Irrecuperável
Prospective Resources	Recursos Prospectivos
Unrecoverable	Irrecuperável
Project maturity sub-classes	Subclasses de maturidade do projeto
On production	Em produção
Approved for development	Aprovado para desenvolvimento
Justified for development	Justificado para desenvolvimento
Development pending	Desenvolvimento pendente
Development unclarified or on hold	Desenvolvimento não esclarecido ou suspenso
Development not viable	Desenvolvimento não viável
Prospect	Prospecto
Lead	Lead
Play	Play
Range of uncertainty	Faixa de incerteza
Not to scale	Não está em escala
Increasing chance of Commerciality	Probabilidade crescente de Comercialização

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)