

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



OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
Companhia Aberta de Capital Autorizado
07.957.093/0001-96 – NIRE 33.3.0027845-1
Praia do Flamengo n.º 154, 7º andar, 22.210-030, Rio de Janeiro - RJ
4.945.382 Ações Ordinárias
Valor da Distribuição: R\$4.979.999.674,00
Código ISIN das Ações: BROGXPACNOR3

Código de negociação no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo S.A. - BVSP: OGXP3

No contexto da presente Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$583,00 e R\$1.131,00, ressalvado, no entanto, que o Preço por Ação poderá ser fixado acima ou abaixo desta faixa indicativa.

A OGX Petróleo e Gás Participações S.A. ("OGX" ou "Companhia") está realizando uma oferta que compreende a distribuição pública primária de 4.945.382 ações ordinárias de emissão da OGX, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames ("Ações" ou "Ações Ordinárias"), a ser realizada no Brasil, com esforços de venda no exterior ("Oferta"), conforme deliberações do Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 26 de maio de 2008.

As Ações serão ofertadas no Brasil mediante a coordenação do Banco UBS Pactual S.A. ("UBS Pactual" ou "Coordenador Líder"), que será a instituição líder para os fins da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n.º 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), em conjunto com o Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Credit Suisse") e o Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA"), e em conjunto com o Coordenador Líder e o Credit Suisse, os "Coordenadores da Oferta", com a participação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários e determinadas corretoras ("Coordenadores Contratados" e "Corretoras", respectivamente, e, em conjunto com os Coordenadores da Oferta e o Coordenador, "Instituições Participantes da Oferta"), em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, exclusivamente para investidores institucionais qualificados brasileiros ("Investidores Qualificados Brasileiros"), e, ainda, no exterior, mediante esforços de venda a serem realizados pelo UBS Securities LLC, Credit Suisse Securities (USA), Itaú USA Securities Inc. e BMO Nesbitt Burns Inc. ("Agentes de Colocação Internacional"), exclusivamente junto a investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América ("EUA"), conforme definidos na Regra 144A do *Securities Act of 1933* dos Estados Unidos da América ("Securities Act"), editada pela *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América ("SEC"), conforme alterado; e a investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos na Regulamento S do *Securities Act* e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor (em conjunto, "Investidores Qualificados Estrangeiros"), em todos os casos com base nas isenções de registro do *Securities Act*, desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000, conforme alterada, e da Instrução CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000, conforme alterada, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei n.º 4.131, de 27 de setembro de 1962, conforme alterada, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC. O preço por Ação será fixado após a finalização do procedimento de coleta de intenções de investimento, a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta.

	Preço (R\$)	Comissões (R\$) ⁽¹⁾	Recursos Líquidos (R\$) ⁽²⁾
Por Ação	1.007,00	40,28	966,72
Total	4.979.999.674,00	199.199.986,96	4.780.799.687,04

⁽¹⁾ Sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

⁽²⁾ Sem dedução das despesas estimadas da Oferta e tributos aplicáveis.

A quantidade total de Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais) poderá ser acrescida de até 741.807 Ações, equivalente a até 15% das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Suplementares"), conforme opção para subscrição de tais Ações outorgada pela Companhia ao Credit Suisse, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta ("Opção de Ações Suplementares"). O Credit Suisse terá o direito exclusivo, contado da data de assinatura do contrato de distribuição e por um período de 30 dias contados a partir do primeiro dia útil (inclusive) após a publicação do anúncio de início da Oferta, de exercer a Opção de Ações Suplementares após a notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das Ações no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo entre outros Coordenadores da Oferta.

Sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, a quantidade de Ações inicialmente ofertadas poderá, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser aumentada em até 989.076 Ações, que correspondem a até 20% do total das Ações inicialmente ofertadas ("Ações Adicionais"), em conformidade com o artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400 ("Opção de Ações Adicionais"). Não foi 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 o Brasil.

Registro da Oferta na CVM: CVM/SRE/REM/2008/[•], em [•] de [•] de 2008.

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

Este Prospecto Preliminar não deve, em nenhuma circunstância, ser considerado uma recomendação de subscrição das Ações. Ao decidir por adquirir as Ações, potenciais investidores deverão realizar sua própria análise e avaliação da condição financeira da Companhia, de suas atividades e dos riscos decorrentes do investimento nas Ações. Os investidores devem ler a seção "Fatores de Risco", da página 68 a 84 deste Prospecto, para ciência de certos fatores de risco que devem ser considerados com relação à aquisição das Ações.



"A(o) presente oferta pública/programa foi elaborada(o) de acordo com as disposições do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, o qual se encontra registrado no 4º Ofício de Registro de Títulos e Documentos da Comarca de São Paulo, Estado de São Paulo, sob o nº 5032012, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública/programa, aos padrões mínimos de informação contidos no código, não cabendo à ANBID 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".

Coordenadores Globais e Joint Bookrunners



Coordenadores Contratados



A data deste Prospecto Preliminar é 27 de maio de 2008.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO

DEFINIÇÕES.....	3
GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS.....	12
SUMÁRIO DA COMPANHIA.....	15
VISÃO GERAL	15
OS NOSSOS BLOCOS EXPLORATÓRIOS	16
Bacia de Campos.....	16
Bacia de Santos	17
Bacia do Espírito Santo.....	18
Bacia do Pará-Maranhão	18
Cronograma de Operações	19
OPORTUNIDADE DE MERCADO NO BRASIL	20
OS NOSSOS SEIS PILARES.....	20
NOSSA ESTRATÉGIA	23
ESTRUTURA REGULATÓRIA BRASILEIRA	25
HISTÓRICO.....	25
FATORES DE RISCO	25
ESTRUTURA SOCIETÁRIA	26
INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA	26
SUMÁRIO DA OFERTA	27
RESUMO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS.....	36
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO CONSOLIDADA	36
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO.....	37
INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA.....	38
COMPOSIÇÃO ATUAL DO CAPITAL SOCIAL.....	38
DESCRIÇÃO DA OFERTA	40
PÚBLICO ALVO DA OFERTA	41
INADEQUAÇÃO DA OFERTA.....	41
QUANTIDADE, VALOR, CLASSE E ESPÉCIE DOS VALORES MOBILIÁRIOS	42
PREÇO POR AÇÃO	42
CUSTOS DE DISTRIBUIÇÃO	44
APROVAÇÕES SOCIETÁRIAS	44
CRONOGRAMA E PROCEDIMENTOS DA OFERTA	45
Cronograma da Oferta	45
Procedimentos da Oferta	45
Oferta de Dispersão	46
Oferta Institucional.....	48
Prazo.....	49
INVESTIMENTO NAS AÇÕES	49
INFORMAÇÕES SOBRE A GARANTIA FIRME DE LIQUIDAÇÃO	49
CONTRATO DE DISTRIBUIÇÃO E PLACEMENT FACILITATION AGREEMENT	49
RESTRICÇÕES À NEGOCIAÇÃO DAS AÇÕES (LOCK-UP)	50
ESTABILIZAÇÃO DO PREÇO POR AÇÃO.....	51
DIREITOS, VANTAGENS E RESTRICÇÕES DAS AÇÕES	51

Índice

ADMISSÃO À NEGOCIAÇÃO DE AÇÕES E PARTICIPAÇÃO NO NOVO MERCADO	52
ALTERAÇÃO DAS CIRCUNSTÂNCIAS, REVOGAÇÃO OU MODIFICAÇÃO	52
SUSPENSÃO E CANCELAMENTO DA OFERTA	53
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O COORDENADOR LÍDER	53
Operações com Derivativos	53
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O CREDIT SUISSE	53
Operações com Derivativos	53
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O ITAÚ BBA.....	54
Operações com Derivativos	54
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E OS COORDENADORES CONTRATADOS.....	54
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O CITI	54
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O SANTANDER	54
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O HSBC.....	54
RELACIONAMENTO ENTRE A COMPANHIA E O VOTORANTIM.....	54
INSTITUIÇÃO FINANCEIRA ESCRITURADORA DAS AÇÕES	55
INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA OFERTA	55
COORDENADORES DA OFERTA.....	55
COORDENADORES CONTRATADOS.....	55
PARTICIPANTES ESPECIAIS	56
OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA	57
COORDENADOR LÍDER	57
COORDENADORES DA OFERTA.....	57
Credit Suisse	57
Itaú BBA	57
COORDENADORES CONTRATADOS.....	57
IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES.....	58
COMPANHIA.....	58
COORDENADORES DA OFERTA.....	58
CONSULTORES LEGAIS DA COMPANHIA.....	59
CONSULTORES LEGAIS DO COORDENADOR LÍDER	60
AUDITORES DA COMPANHIA	60
INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA	61
APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS INFORMAÇÕES	62
INTRODUÇÃO	62
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	62
PARTICIPAÇÃO NO MERCADO E OUTRAS INFORMAÇÕES.....	62
ENGENHEIROS DE PETRÓLEO INDEPENDENTES	63
PROJEÇÕES FINANCEIRAS.....	63
FATORES QUE AFETAM NOSSAS PROJEÇÕES.....	63
RECURSOS PETROLÍFEROS	64
CLASSIFICAÇÕES	64
CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PERSPECTIVAS SOBRE O FUTURO	66
ESTUDO DE VIABILIDADE DA COMPANHIA	67

Índice

FATORES DE RISCO	68
RISCOS RELACIONADOS À INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	68
RISCOS RELACIONADOS AO NOSSO NEGÓCIO	74
RISCOS RELACIONADOS AO BRASIL	78
RISCOS RELACIONADOS ÀS NOSSAS AÇÕES ORDINÁRIAS.....	81
DESTINAÇÃO DOS RECURSOS	85

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

CAPITALIZAÇÃO	89
DILUIÇÃO	90
PLANO DE OPÇÃO DE COMPRA DE AÇÕES	91
INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS.....	93
DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO CONSOLIDADA	93
BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO.....	94
ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E O RESULTADO OPERACIONAL.....	95
VISÃO GERAL	95
PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS FUTURAS	96
Custos Ambientais e de Restauração de Áreas.....	97
Instalações, Propriedades, Equipamentos e Custos Diferidos.....	97
Ajustes em razão da Recuperação de Ativos, Depreciação, Exaustão e Amortização das Instalações, Propriedades, Equipamentos e Custos Diferidos	97
Reconhecimento das Receitas e Custos Futuros	97
Impostos Diferidos.....	98
Contingências	98
Avaliação de Instrumentos Financeiros (Derivativos).....	98
Alterações da Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6404/76)	98
PRINCIPAIS FATORES QUE AFETAM NOSSAS RECEITAS E RESULTADOS OPERACIONAIS	99
Sucesso na Descoberta e Desenvolvimento de Recursos Petrolíferos	99
Situação Econômica Brasileira	99
Demanda e Preço	100
Aspectos Tributários Relevantes nas Atividades de Upstream no Brasil.....	101
RESULTADOS DAS OPERAÇÕES.....	102
COMPARAÇÃO ENTRE OS PERÍODOS DE 3 (TRÊS) MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2008 E 2007....	102
Principais Variações nas Demonstrações Consolidadas de Resultados	102
Principais Variações nos Balanços Patrimoniais Consolidados	103
<i>Ativos Circulantes</i>	<i>104</i>
<i>Ativo Não-Circulante (Ativo Permanente)</i>	<i>104</i>
<i>Passivo Circulante</i>	<i>104</i>
<i>Passivos Não-Circulantes</i>	<i>105</i>
<i>Patrimônio Líquido.....</i>	<i>105</i>
COMPARAÇÃO DO TRIMESTRE FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2008 E EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2007.....	105
Principais Variações nas Demonstrações Consolidadas dos Resultados	105
Principais Variações nos Balanços Patrimoniais Consolidados	106
<i>Ativos Circulantes</i>	<i>106</i>

Índice

<i>Ativo Não-Circulante (Ativo Permanente)</i>	107
<i>Passivos Circulantes</i>	107
<i>Passivos Não-Circulantes</i>	107
<i>Patrimônio Líquido</i>	107
LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL	107
OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS	108
ACORDOS NÃO INCLUÍDOS NO BALANÇO	108
DIVULGAÇÃO QUANTITATIVA E QUALITATIVA DO RISCO DE MERCADO	108
EVENTOS SUBSEQÜENTES	109
RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES	110
ESTUDO DE VIABILIDADE.....	110
ESTUDO TÉCNICO	111
Qualificações	111
Escopo de Trabalho e Metodologia	111
CÁLCULO DOS RECURSOS POTENCIAIS.....	112
FASE DE EXPLORAÇÃO	113
FASE DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO	114
ANÁLISE DA OFERTA E DEMANDA E HISTÓRICO DE PREÇOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	115
ESTIMATIVA DE DESPESAS GERAIS, ADMINISTRATIVAS E COMERCIAIS	115
IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	115
SUMÁRIO DAS PREMISSAS E PROJEÇÕES DOS 23 PROJETOS CONCEITUALMENTE DESENVOLVIDOS PELA DEGOLYER & MACNAUGHTON	116
VISÃO GERAL DO SETOR	121
SETOR MUNDIAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	121
Histórico.....	121
Demanda por Petróleo	121
Oferta de Petróleo.....	123
Preços Históricos	124
Demanda por Gás Natural.....	125
Oferta de Gás Natural	126
O SETOR BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	127
Histórico Brasileiro	127
Reservas, Produção e Outras Informações Operacionais	129
BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS	130
A Bacia de Campos.....	131
A Bacia de Santos.....	132
A Bacia do Espírito Santo	133
A Bacia do Pará-Maranhão.....	134
Outras Bacias Brasileiras.....	135
<i>Bacias Marítimas</i>	135
<i>Bacias Terrestres</i>	136
Dutos e Infra-estrutura	136
Estrutura Regulatória Brasileira.....	136
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)	137
Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).....	137

Índice

Política de Precificação	137
Concessões	137
Participações do Governo	139
Análise das Propostas	142
Contratos de Concessão	142
Consórcios e Contratos Operacionais	143
Contratos de Farm-in/Farm-out	143
Rodadas de Licitações Anteriores da ANP	143
Futuras Rodadas de Licitações da ANP	144
IMPORTAÇÕES E EXPORTAÇÕES	144
ASPECTOS TRIBUTÁRIOS	144
Introdução	144
Aspectos Tributários Relevantes em Atividades de Exploração e Produção	144
Consórcios	145
ATIVIDADES DA COMPANHIA	146
VISÃO GERAL	146
OS NOSSOS BLOCOS EXPLORATÓRIOS	147
Bacia de Campos	147
Bacia de Santos	148
Bacia do Espírito Santo	149
Bacia do Pará-Maranhão	150
Cronograma de Operações	150
OPORTUNIDADE DE MERCADO NO BRASIL	151
OS NOSSOS SEIS PILARES	152
NOSSA ESTRATÉGIA	155
ESTRUTURA SOCIETÁRIA	156
NOSSA HISTÓRIA	157
NOSSOS PROJETOS	158
Bacia de Campos	159
<i>Visão Geral</i>	159
<i>Nossos prospectos exploratórios</i>	161
Bacia de Santos	163
<i>Visão Geral</i>	163
<i>Nossos prospectos exploratórios</i>	165
<i>Descrição dos prospectos exploratórios de óleo</i>	165
<i>Descrição dos prospectos exploratórios de gás</i>	166
Bacia do Espírito Santo	168
<i>Visão Geral</i>	168
<i>Nossos prospectos exploratórios</i>	169
<i>Descrição dos prospectos exploratórios de óleo</i>	169
<i>Descrição dos prospectos exploratórios de gás</i>	170
Bacia do Pará-Maranhão	170
<i>Visão Geral</i>	170
<i>Nossos prospectos exploratórios</i>	172
OUTRAS OPORTUNIDADES DE CRESCIMENTO	172

Índice

Futuras Rodadas de Licitação e Parcerias	172
Outras Oportunidades de Mercado	173
CONCORRÊNCIA.....	173
QUESTÕES AMBIENTAIS.....	175
CONTRATOS RELEVANTES E PARCERIAS	176
Contratos de Concessão.....	176
Contratos de Consórcio	177
Contrato de Farm-in	178
Contratos de Apresentação de Oferta Conjunta (<i>Joint Bidding Agreements</i>).....	178
Contrato de Compartilhamento de Custos	178
Contratos de Garantia Financeira	179
Contratos de Licença de Dados Sísmicos	179
PROPRIEDADE INTELECTUAL	179
SEGURO.....	180
RESPONSABILIDADE AMBIENTAL	180
RESPONSABILIDADE SOCIAL.....	180
EMPREGADOS	180
ESTRUTURA ORGANIZACIONAL.....	180
POLÍTICA DE RECURSOS HUMANOS	181
POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO E BENEFÍCIOS.....	181
Plano de Opção de Compra de Ações	181
Benefícios.....	181
ACORDOS COLETIVOS DE TRABALHADORES	181
PASSIVOS RELEVANTES E CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS.....	181
ADMINISTRAÇÃO	182
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	182
DIRETORIA	185
CONSELHO FISCAL.....	186
TITULARIDADE DE AÇÕES	187
REMUNERAÇÃO.....	187
PLANO DE OPÇÃO DE COMPRA DE AÇÕES	188
CONTRATOS E OUTRAS OBRIGAÇÕES RELEVANTES ENTRE NÓS E NOSSOS CONSELHEIROS E DIRETORES	190
RELAÇÃO FAMILIAR ENTRE NOSSOS ADMINISTRADORES, BEM COMO ENTRE NOSSOS ADMINISTRADORES E ACIONISTA CONTROLADOR	190
PROCESSOS JUDICIAIS OU ADMINISTRATIVOS ENVOLVENDO NOSSOS ADMINISTRADORES.....	190
PRINCIPAIS ACIONISTAS.....	191
EIKE FUHRKEN BATISTA	191
ONTARIO TEACHERS' PENSION PLAN BOARD	192
ZIFF BROTHERS INVESTMENTS LLC	192
UBS PRESTIGE FUND II LLC – CLASS 43	192
MORGAN STANLEY URUGUAY LTD	192
ACORDO DE ACIONISTAS	192
OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS.....	193
INFORMAÇÕES SOBRE O MERCADO E OS VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS.....	194
VISÃO GERAL	194

Índice

NEGOCIAÇÃO NA BOVESPA	194
REGULAÇÃO DO MERCADO BRASILEIRO DE VALORES MOBILIÁRIOS.....	195
DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL E OUTRAS INFORMAÇÕES	196
GERAL.....	196
CAPITAL SOCIAL	196
Histórico do Capital Social	197
BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO (WARRANTS)	197
OBJETO SOCIAL	198
DIREITOS CONFERIDOS PELAS AÇÕES	198
ASSEMBLÉIAS GERAIS	199
Quorum	200
Local de Realização	200
Competência para Convocar.....	201
Convocação	201
Legitimação e Representação	201
CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	202
Operações nas quais os Conselheiros têm Conflito de Interesses	202
ALOCAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO E DISTRIBUIÇÕES DE DIVIDENDOS	203
RESERVAS DE CAPITAL E DE LUCRO	203
PAGAMENTO DE DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	204
POLÍTICA DE DIVIDENDOS.....	206
DIREITO DE RETIRADA.....	206
RESGATE	207
REGISTRO DE AÇÕES ORDINÁRIAS	207
DIREITOS DE PREFERÊNCIA	208
ARBITRAGEM.....	208
CANCELAMENTO DO REGISTRO DE COMPANHIA ABERTA.....	208
SAÍDA DO NOVO MERCADO.....	209
ALIENAÇÃO DE CONTROLE.....	209
AQUISIÇÃO PELA COMPANHIA DE AÇÕES DE EMISSÃO PRÓPRIA	210
DIVULGAÇÃO DE INFORMAÇÕES	210
PUBLICAÇÃO PERIÓDICA OU OCASIONAL DE INFORMAÇÕES.....	211
DIVULGAÇÃO DE NEGOCIAÇÃO POR PARTE DE ACIONISTA DO GRUPO DE CONTROLE, CONSELHEIRO, DIRETOR, OU MEMBRO DO CONSELHO FISCAL	211
DIVULGAÇÃO DE FATOS RELEVANTES	211
GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	211
DIVIDENDOS E POLÍTICA DE DIVIDENDOS.....	212
VALORES DISPONÍVEIS PARA DISTRIBUIÇÃO	212
RESERVAS DE CAPITAL E RESERVAS DE LUCRO	212
Reserva de capital	212
Reservas de lucros.....	213

Índice

PAGAMENTO DE DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO.....	213
Dividendos.....	213
Juros sobre o capital próprio	214
POLÍTICA DE DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS.....	215
PRÁTICAS DIFERENCIADAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA	216
INSTITUTO BRASILEIRO DE GOVERNANÇA CORPORATIVA – IBGC.....	216
SEGMENTOS ESPECIAIS DE NEGOCIAÇÃO DA BOVESPA.....	217
Capital Social Composto Exclusivamente por Ações Ordinárias.....	217
Conselho de Administração	217
Conselho Fiscal	218
Dispersão Acionária em Distribuição Pública	218
Percentual Mínimo de Ações em Circulação Após Aumento de Capital	218
Alienação do Controle	218
Negociações de Valores Mobiliários e seus Derivados por Acionistas Controladores	219
Cancelamento de Registro da Companhia	219
Saída do Novo Mercado	219
Política de Divulgação de Informações ao Mercado.....	220
Cláusula Compromissória.....	220
Informações Periódicas	221
<i>Demonstrações de Fluxos de Caixa</i>	221
<i>Demonstrações Financeiras Elaboradas de Acordo com Padrões Internacionais</i>	221
<i>Informações Trimestrais em Inglês ou elaboradas de Acordo com os Padrões Internacionais</i>	221
<i>Requisitos Adicionais para as Informações Trimestrais – ITR</i>	222
<i>Requisitos Adicionais para as Informações Anuais – IAN</i>	222
<i>Reunião Pública com Analistas</i>	222
<i>Calendário Anual</i>	222
<i>Contratos com o Mesmo Grupo</i>	222

3. ANEXOS

Estudo de Viabilidade e respectiva tradução	227
Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto.....	405
Estatuto Social e Ata de Assembléia Geral Extraordinária realizada em 23 de maio de 2008, que alterou o Estatuto Social.....	413
Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 26 de maio de 2008, que aprovou as condições da Oferta	447
Minuta da Ata da Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, a ser realizada para aprovação do Preço por Ação	455
Formulário de Informações Anuais – IAN (somente as informações não incluídas neste Prospecto).....	461

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Demonstrações Financeiras Consolidadas da OGX relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.....	501
Demonstrações Financeiras Consolidadas da OGX relativas aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2007 e 31 de março de 2008	539

1. INTRODUÇÃO

- Definições
- Glossário de Termos Técnicos
- Sumário da Companhia
- Sumário da Oferta
- Resumo das Informações Financeiras
- Informações Relativas à Oferta
- Operações Vinculadas à Oferta
- Identificação de Administradores, Consultores e Auditores
- Informações Cadastrais da Companhia
- Apresentação das Informações Financeiras e Operacionais
- Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro
- Fatores de Risco
- Destinação dos Recursos

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DEFINIÇÕES

Acionistas	Significam nossos atuais acionistas.
Acionista Controlador	Nosso acionista controlador indireto, Sr. Eike Fuhrken Batista, por meio da participação direta detida pela Centennial Asset.
Ações ou Ações Ordinárias	Ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus.
Ações Adicionais	Até 989.076 novas Ações, equivalentes a até 20% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Suplementares), nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400.
Ações Suplementares	Até 741.807 novas Ações, equivalentes a até 15% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais), as quais serão destinadas a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400.
Administração	O Conselho de Administração e a Diretoria da OGX.
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento.
Anúncio de Encerramento	Anúncio informando acerca do resultado final da Oferta, a ser publicado nos jornais Valor Econômico, Gazeta Mercantil e Diário Mercantil, nos termos do artigo 29 da Instrução CVM 400.
Anúncio de Início	Anúncio informando acerca do início do período de distribuição das Ações, a ser publicado no jornal Valor Econômico nos termos da Instrução CVM 400.
Aviso ao Mercado	Aviso informando acerca de determinados termos e condições da Oferta, publicado em 27 de maio de 2008 e a ser republicado em 3 de junho de 2008, no jornal Valor Econômico, nos termos do disposto no artigo 53 da Instrução CVM 400.
Banco Central ou BACEN	Banco Central do Brasil.
BM&F	Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F S.A.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo S.A. – BVSP.
CBLC	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.
Centennial Asset	Centennial Asset Mining Fund LLC, sociedade controlada pelo Acionista Controlador, a qual detém, na data deste Prospecto, 55,45% das ações representativas do nosso capital social.

Centennial Corumbá	Centennial Asset Participações Corumbá S.A., antiga denominação social da Companhia.
Citi	Citigroup Global Markets, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
Código Civil	Lei n.º 10.406, de 10 de janeiro de 2002, e alterações posteriores.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Companhia, OGX ou Nós	OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente.
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual se transferem, do País à empresa concessionária, os direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Constituição Federal	Constituição Federal da República Federativa do Brasil.
Contrato de Distribuição	Instrumento Particular de Contrato de Coordenação, Garantia Firme de Liquidação e Colocação de Ações da Emissão da OGX Petróleo e Gás Participações S.A., celebrado entre a Companhia, os Coordenadores da Oferta e a CBLC, esta na qualidade de interveniente anuente.
Contrato de Estabilização	Contrato de Prestação de Serviços de Estabilização de Preço de Ações Ordinárias de Emissão da OGX Petróleo e Gás Participações S.A., celebrado entre a Companhia, o Credit Suisse e a Credit Suisse (Brasil) S.A. Corretora de Títulos e Valores Mobiliários, relativo às atividades de estabilização de preço das Ações.
Contrato de Participação no Novo Mercado	Contrato de Participação no Novo Mercado, celebrado entre a Companhia e a BOVESPA, o qual entrará em vigor na data da publicação do Anúncio de Início da Oferta e desde nesta data (i) o capital social da Companhia seja composto exclusivamente por ações ordinárias; (ii) a eleição de determinados membros independentes do Conselho de Administração tenha sido realizada; e (iii) a entrega, pela Companhia, de todos os documentos solicitados pela BOVESPA no contrato tenha sido feita.
Coordenadores Contratados	Citigroup Global Markets, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco Santander S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. e Banco Votorantim S.A.
Coordenadores da Oferta	UBS Pactual, Credit Suisse e Itaú BBA, quando considerados em conjunto.
Coordenador Líder ou UBS Pactual	Banco UBS Pactual S.A.

Corretora Credit Suisse	Credit Suisse (Brasil) S.A. Corretora de Títulos e Valores Mobiliários.
Corretoras	Corretoras contratadas pelos Coordenadores da Oferta para efetuar exclusivamente esforços de colocação das Ações da Oferta junto a Investidores da Oferta de Dispersão.
COPOM	Comitê de Política Monetária do Banco Central.
Credit Suisse	Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Data de Liquidação	Data da liquidação física e financeira das Ações (excluídas as Ações Suplementares), correspondente ao último dia do Período de Colocação.
Devon Energy	Devon Energy do Brasil Ltda.
Dólar, Dólares ou US\$	Moeda oficial dos Estados Unidos da América.
EBITDA	O EBITDA, de acordo com o Ofício Circular CVM n.º 1/2005, compreende os lucros antes das despesas financeiras líquidas, do imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização e resultados não-operacionais. O EBITDA não é uma medida de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, não representa o fluxo de caixa para os períodos apresentados e não deve ser considerado como substituto para o lucro líquido, como indicador do nosso desempenho operacional ou como substituto do fluxo de caixa como indicador de liquidez. O EBITDA não possui significado padronizado e nossa definição de EBITDA pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras sociedades.
E&P	Exploração e Produção.
EIA	Agência de Informações em Energia (<i>Energy Information Administration</i>) do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América.
El Paso	El Paso Óleo e Gás do Brasil Ltda.
EUA	Estados Unidos da América do Norte.
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço.
Grupo EBX	Conjunto de sociedades controladas pelo Acionista Controlador, com atuação nos setores de recursos minerais e infra-estrutura que, entretanto, não constitui um grupo de sociedades nos termos da Lei das Sociedades por Ações.
HSBC	HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.
Hydro Brasil	Hydro Brasil Óleo e Gás Ltda.

IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IBGC	Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil.
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards.</i>
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
IHS	IHS Inc., empresa de fornecimento de informações e base de dados sobre diversas indústrias.
Índice BOVESPA	Indicador de desempenho do mercado de ações no Brasil. O índice é o valor atual de uma carteira teórica de ações negociadas na BOVESPA constituída a partir de uma aplicação hipotética, que reflete não apenas as variações dos preços das ações, mas também o impacto da distribuição dos proventos, sendo considerado um indicador que avalia o retorno total das ações que o compõe.
INPC	Índice Nacional de Preços ao Consumidor, divulgado pelo IBGE.
INPI	Instituto Nacional de Propriedade Industrial.
Instituições Participantes da Oferta	Os Coordenadores da Oferta, os Coordenadores Contratados e as Corretoras.
Instrução CVM 325	Instrução CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000, e alterações posteriores.
Instrução CVM 358	Instrução CVM n.º 358, de 3 de janeiro de 2002, e alterações posteriores.
Instrução CVM 400	Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, e alterações posteriores.
Instrução CVM 409	Instrução CVM n.º 409, de 18 de agosto de 2004, e alterações posteriores.
Investidores da Oferta de Dispersão	Investidores Qualificados Brasileiros que participem da Oferta mediante o preenchimento de Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R\$300.000,00 e o valor máximo de R\$1.000.000,00.

Investidores Institucionais	Investidores Qualificados Brasileiros que invistam na Oferta por meio de ordens de investimento no curso do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , sem o recebimento de reservas, cujos valores de ordens investimento excedam o limite de aplicação de R\$1.000.000,00, bem como Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de <i>portfolio</i> , nos termos da Resolução CMN n.º. 2.689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo da Lei n.º. 4.131.
Investidores Qualificados	São os Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros, quando referidos em conjunto.
Investidores Qualificados Brasileiros	Conforme definido no artigo 109 da Instrução CVM 409, compreendem os investidores que sejam: (i) instituições financeiras; (ii) companhias seguradoras e sociedades de capitalização; (iii) entidades abertas e fechadas de previdência complementar; (iv) pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R\$300.000,00 e que, adicionalmente, atestem por escrito sua condição de investidor qualificado; (v) fundos de investimento destinados exclusivamente a investidores qualificados; e (vi) administradores de carteira e consultores de valores mobiliários autorizados pela CVM, em relação a seus recursos próprios.
Investidores Qualificados Estrangeiros	São os investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do <i>Securities Act</i> , e investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do <i>Securities Act</i> , e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em todos os casos com base nas isenções de registro do <i>Securities Act</i> , desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN n.º. 2.689 e da Instrução CVM n.º. 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei n.º. 4.131.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo, divulgado pelo IBGE.
Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
Km²	Quilômetros quadrados.
KPMG	KPMG Auditores Independentes.
Lei 4.131	Lei n.º 4.131, de 27 de setembro de 1962, e alterações posteriores.
Lei das Sociedades por Ações	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Lei do Mercado de Capitais	Lei n.º 6.385, de 7 de dezembro de 1976, e alterações posteriores.
Lei do Petróleo	Lei n.º 9.478/97, de 6 de agosto de 1997, e alterações posteriores.

Maersk	Maersk Oil Brasil Ltda.
MMX	MMX Mineração e Metálicos S.A., sociedade anônima de capital aberto controlada pelo nosso Acionista Controlador.
MMX Corumbá	MMX Corumbá Mineração Ltda., sociedade limitada controlada por nosso Acionista Controlador.
Morgan Stanley	Morgan Stanley Uruguay Ltd é um fundo de investimento constituído sob as leis do Uruguai e que detém 1,95% de participação em nosso capital social total.
MPX	MPX Energia S.A., sociedade anônima de capital aberto controlada pelo nosso Acionista Controlador.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem da BOVESPA, com regras diferenciadas de governança corporativa.
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.
Oferta	Oferta pública de distribuição primária de, inicialmente, 4.945.382 Ações a serem emitidas pela Companhia, a ser realizada no Brasil mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, para Investidores Qualificados Brasileiros, e, ainda, no exterior, mediante esforços de venda coordenados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro do <i>Securities Act</i> , desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN 2.689, e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento direto externo da Lei nº. 4.131, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC. Nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, foi permitida a concessão de prioridade na subscrição das ações aos atuais Acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, desde que observado o limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), também estabelecido pelos Coordenadores da Oferta para participação de Pessoa Vinculada na oferta. Os atuais acionistas poderão exercer seu direito de prioridade, na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data da publicação do Aviso ao Mercado. Após a publicação do Anúncio de Início, as Ações serão negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, permanecendo vedados quaisquer desdobramentos das Ações por um período de 18 meses a partir de tal publicação.

Oferta de Dispersão	Oferta de Ações realizada junto a Investidores da Oferta de Dispersão, observado o montante de, no mínimo, 10% e, no máximo, 20% das Ações da Oferta, excluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, o qual será destinado prioritariamente a Investidores Qualificados Brasileiros que realizarem Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R\$300.000,00 e o valor máximo de R\$1.000.000,00 por Investidor Qualificado Brasileiro.
Oferta Institucional	Oferta de Ações Ordinárias realizada junto a Investidores Institucionais.
OGX Ltda.	OGX Petróleo e Gás Ltda., sociedade por quotas limitadas de responsabilidade, na qual a Companhia possui participação equivalente a 99,9%.
OGX63	Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado OGX63.
Opção de Ações Adicionais	Opção a ser exercida, a nosso critério, com a concordância dos Coordenadores da Oferta, e sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, para aumentar a Oferta em até 989.076 Ações, equivalente a até 20% do total de Ações objeto da Oferta (excluídas as Ações Suplementares), nas mesmas condições e preço das Ações inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400.
Opção de Ações Suplementares	Opção outorgada pela Companhia ao Credit Suisse para distribuição de um lote suplementar de até 741.807 Ações, equivalentes a até 15% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais), nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a serem destinadas exclusivamente para atender a eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta, a ser exercida, exclusivamente, pelo Credit Suisse, contado da data de assinatura do Contrato de Distribuição e até 30 dias contados do primeiro dia útil (inclusive) após a publicação do Anúncio de Início, após a notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das ações no momento da precificação da oferta tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores da Oferta.
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo.
OTPP	Ontario Teachers Pension Plan, fundo de pensão canadense, detentor de 22,29% das ações de nosso capital social.
Participantes Especiais	Corretoras e outras instituições financeiras contratadas pelos Coordenadores da Oferta para efetuar exclusivamente esforços de colocação da Ações da Oferta junto a Investidores da Oferta de Dispersão.

Pessoas Vinculadas	Investidores Institucionais que sejam (a) administradores da Companhia, (b) controladores ou administradores das Instituições Participantes da Oferta, (c) outras pessoas vinculadas à Oferta, e (d) cônjuges ou companheiros, ascendentes, descendentes e colaterais até o 2º grau de cada uma das pessoas referidas nos itens (a), (b) ou (c).
Pedido de Reserva	Solicitação de reserva por meio de formulário específico pelos Investidores da Oferta de Dispersão, no período de 3 de junho de 2008 a 9 de junho de 2008, inclusive.
PEM	Programa Exploratório Mínimo, que consiste na proposta de trabalho de exploração apresentado à ANP e a ser executado no período de tempo estipulado no contrato de concessão.
Perenco	Perenco Petróleo e Gás do Brasil Ltda.
Período de Colocação	Prazo para a colocação e subscrição das Ações, que será de até três dias úteis a contar da data de publicação do Anúncio de Início.
Período de Reserva	3 de junho de 2008 a 9 de junho de 2008, inclusive.
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.
Petrogal	Petrogal Brasil Ltda.
PIB	Produto Interno Bruto.
PIS	Programa de Integração Social.
Práticas Contábeis Adotadas no Brasil	Princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, as normas e instruções da CVM e as recomendações do IBRACON.
Prazo de Distribuição	O prazo de distribuição das Ações é de até seis meses contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início ou até a data de publicação do Anúncio de Encerramento, o que ocorrer primeiro.
Preço por Ação	Preço de emissão e/ou subscrição por Ação, a ser fixado após a realização do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> .
Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	Procedimento a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta junto a Investidores Qualificados Brasileiros e pelos Agentes de Colocação Internacional junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em ambos os casos exclusivamente no contexto da Oferta Institucional, nos termos do artigo 44 da Instrução CVM 400.
Prospecto Definitivo	O Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da OGX.
Prospecto Preliminar	Este Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da OGX.
Real, Reais ou R\$	Moeda oficial do Brasil.

Recôncavo E&P	Recôncavo E&P S.A.
Regra 144 A	<i>Rule 144A</i> do <i>Securities Act</i> .
Regulamento do Novo Mercado	Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BOVESPA.
Regulamento S	<i>Regulation S</i> do <i>Securities Act</i> .
Resolução CMN 2.689	Resolução do CMN n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000.
Santander	Banco Santander S.A.
SEC	<i>Securities and Exchange Commission</i> , Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos da América.
<i>Securities Act</i>	Lei de valores mobiliários dos Estados Unidos da América.
SELIC	Taxa média de financiamentos diários, com lastro em títulos federais, apurados no Sistema Especial de Liquidação e Custódia.
Reserva Estratégica de Petróleo	<i>Strategic Petroleum Reserve (SPR)</i> , reserva estratégica de petróleo dos Estados Unidos da América. São estoques estratégicos de petróleo controlados pelo governo, que são mantidos como forma de amortecer o impacto de interrupções severas de fornecimento, e correspondem a uma significativa fração dos estoques mundiais.
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo, divulgada pelo CMN.
TR	Taxa Referencial, divulgada pelo Banco Central.
US GAAP	Práticas contábeis adotadas nos Estados Unidos da América.
UBS Prestige	UBS Prestige Fund II LLC – Class 43, fundo de investimento constituído sob as leis dos Estados Unidos da América que detém 2,43% de participação em nosso capital total.
Votorantim	Banco Votorantim S.A.
Ziff Brothers	Ziff Brothers Investments L.L.C., afiliadas e entidades relacionadas. A Ziff Brothers detém participação em nosso capital social por meio de veículos de investimento controlados pela família Ziff.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

<i>Atividades Upstream</i>	Atividades relacionadas à exploração, desenvolvimento da produção e produção de petróleo e ou gás natural.
Barril de Óleo ou BBL	Um barril “ <i>stock tank</i> ”, medida-padrão de volume de petróleo correspondente a cerca de 159 litros.
Bcf	Bilhões de pés cúbicos.
Bcfpd	Bilhões de pés cúbicos por dia.
<i>boe</i> ou Barril de Óleo Equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural para um Barril de Óleo (5.615/1), segundo a tabela de conversões da <i>BP Statistical Review of World Energy</i> de 2007.
<i>boepd</i>	Barris de Óleo Equivalente por dia.
<i>bopd</i>	Barril de Óleo por dia.
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
Farm-in/Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>Farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em <i>Farm-out</i> .
FPSO	<i>Floating Production Storage Offloading</i> (Produção, Armazenagem e Transferências Flutuantes).
Gás natural	O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves que, em condições normais de pressão e temperatura, está no estado gasoso. Na natureza, ele é encontrado em acumulações no subsolo (terrestre ou marinho), podendo ocorrer dissolvido no óleo ou em capas de gás (gás associado) ou em uma acumulação onde somente a fase gasosa está presente (gás não associado).
Oportunidade Exploratória	Uma oportunidade exploratória é menos bem definida e requer dados e/ou avaliações adicionais para ser classificada como um prospecto exploratório. Um exemplo de oportunidade exploratória seria uma estrutura geológica com fechamento mal definido mapeada através da utilização de dados sísmicos regionais esparsos em bacia que contenha rochas geradoras e reservatórios razoáveis. Uma oportunidade exploratória pode ou não ser elevada à categoria de prospecto exploratório, dependendo dos resultados de esforços técnicos adicionais.
Objetivo(s) Exploratório(s)	Reservatórios ou formações geológicas mapeadas como objetivos a serem testados quando da perfuração do prospecto exploratório.

<i>Play</i>	Um alinhamento de prospectos exploratórios potenciais distribuídos em uma área com características geológicas homogêneas, porém que ainda requer dados e/ou avaliações adicionais para a definição de oportunidades exploratórias e prospectos exploratórios específicos.
Probabilidade de Sucesso	Probabilidade estimada de descoberta de hidrocarbonetos em um determinado Prospecto Exploratório ou Objetivo Exploratório, ou a probabilidade de estarem presentes em determinado Prospecto Exploratório ou Objetivo Exploratório todos os elementos geológicos necessários à ocorrência de reservas de petróleo e gás natural em volume comercial.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Um prospecto é uma acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde se estima probabilisticamente que exista uma acumulação comercial de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários (geração, migração, reservatório, selo e trapecamento) para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação será sub-comercial.
PSTM	<i>Pre Stack Time Migration</i> (Metodologia para processamento especial de dados sísmicos).
Recursos Potenciais	Quantidade de petróleo estimada, após 31 de março de 2008, como potencialmente recuperável, a partir de acumulações ainda não descobertas, a serem desenvolvidas pela implementação de futuros projetos. A estimativa de quantidade de recursos para determinado prospecto está sujeita a imprecisões técnicas e comerciais, e, geralmente, pode ser cotada na forma de uma faixa indicativa. A medida de incerteza reflete uma faixa razoável de volumes potencialmente recuperáveis. Em todos os casos, a medida de incerteza depende da qualidade e da quantidade de informações técnicas e comerciais disponíveis, e pode sofrer alterações na medida em que novas informações tornem-se disponíveis.
Recursos Potenciais Totais	Recursos Potenciais Truncados recuperáveis e ajustados por TEFS, presumindo a participação de 100% da OGX nos respectivos blocos de exploração.
Recursos Potenciais Líquidos	Recursos Potenciais Totais multiplicados pela participação da Companhia, ou seja, excluindo-se a participação dos parceiros da Companhia nos respectivos blocos de exploração.
Recursos Potenciais Riscados Totais	Recursos Potenciais Totais multiplicados pela Probabilidade de Sucesso.
Recursos Potenciais Riscados Líquidos	Recursos Potenciais Riscados Totais multiplicados pela participação da Companhia, ou seja, excluindo-se a participação dos parceiros da Companhia nos respectivos blocos de exploração.
Reservatório	Rochas sedimentares em sub-superfície com porosidade e permeabilidade suficientes para armazenar e permitir a mobilidade dos fluidos/hidrocarbonetos contidos nos seus poros.

Tcf	Trilhões de pés cúbicos.
“TEFS” ou Limite Econômico de Tamanho de Campo	O limite econômico de tamanho de campo (“TEFS”) é o montante mínimo de petróleo produzível necessário para recuperar o total do dispêndio de capital empregado para determinar que um prospecto exploratório tem um valor presente potencial acima de zero. Tais dispêndios incluem investimentos necessários para determinar e comprovar a viabilidade comercial da produção e para executar perfurações de delineamento ou de confirmação. Todos os custos geológicos, geofísicos, aluguéis e/ou contratos de aquisição de áreas e outros custos prévios de delineamento de área estão igualmente incluídos nas estimativas do TEFS. Assim sendo, sempre que tal metodologia for empregada para estimar o TEFS, não haverá necessidade de qualquer provisão adicional para os custos de desenvolvimento do campo.
Truncado	A estimativa média truncada corresponde ao valor resultante esperado calculado a partir do truncamento da distribuição de recursos pelo Limite Econômico do Tamanho de Campo. Essa distribuição truncada origina uma nova série de medidas estatísticas. Para informações adicionais, veja o Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

SUMÁRIO DA COMPANHIA

O presente sumário contém informações selecionadas sobre o nosso plano de negócios. Este Sumário não contém todas as informações que devem ser consideradas antes do investimento nas nossas Ações. Este sumário deve ser lido em conjunto com as informações mais detalhadas que aparecem em outras partes deste Prospecto, incluindo as informações contidas nas seções “Apresentação das Informações Financeiras e Outras Informações”, “Fatores de Risco”, “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e do Resultado Operacional”, “Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações” nas páginas 62, 68, 95 e 110 deste Prospecto, respectivamente, bem como as nossas demonstrações financeiras e suas respectivas notas explicativas, antes de tomar uma decisão de investimento. Embora acreditemos que as projeções contidas neste Prospecto são baseadas em premissas razoáveis, os investidores devem estar cientes de que tais projeções estão sujeitas a diversos riscos e incertezas, e podem diferir significativamente dos resultados previstos.

Visão Geral

Somos uma companhia independente de exploração e produção de petróleo e gás natural com foco predominantemente nas bacias sedimentares marítimas do Brasil. Somos a maior companhia privada brasileira do setor de petróleo e gás natural em termos de área marítima de exploração, com concessões cobrindo aproximadamente 7.000 km² (1,7 milhão de acres), segundo os contratos de concessão de exploração celebrados após a Nona Rodada de licitação da ANP. Em menos de um ano desde o início das nossas operações, estabelecemos posição de destaque no setor brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural por meio da aquisição de um *portfolio* de blocos diversificado e de alto potencial exploratório. Nosso *portfolio* inclui certos prospectos exploratórios de baixo risco identificados por meio de perfurações anteriores nessas regiões. Em dezembro de 2007, por meio de uma colocação privada de ações, captamos aproximadamente US\$1,3 bilhão, o que nos forneceu recursos para a aquisição de direitos de concessão sobre vários blocos exploratórios e para a realização de parte substancial do nosso programa exploratório.

Contratamos um Estudo de Viabilidade com a DeGolyer & MacNaughton, empresa de consultoria em certificação de reservas no setor de petróleo e gás natural, com mais de 70 anos de experiência. Este estudo indica que os nossos blocos exploratórios contêm Recursos Potenciais Totais de petróleo e gás natural estimados em média de 20,180 bilhões de *boe*¹, Recursos Potenciais Líquidos de petróleo e gás natural estimados em média de 17,602 bilhões de *boe*¹ e Recursos Potenciais Riscados Líquidos para a OGX de petróleo e gás natural estimados em média de 4,835 bilhões de *boe*¹.

Os nossos Recursos Potenciais Riscados indicados neste Prospecto consideram uma probabilidade média de sucesso de 27%. No entanto, a nossa equipe de exploração, enquanto atuava na Petrobras, obteve um índice médio de sucesso de 53% nos últimos 4 anos.

Somos parte do Grupo EBX, conglomerado industrial fundado e liderado pelo empresário brasileiro Sr. Eike F. Batista, que possui um comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de novos empreendimentos nos setores de recursos naturais e infra-estrutura. Atualmente, os negócios da OGX estão em estágio de desenvolvimento e são baseados em seis pilares principais:

- *Portfolio* de elevado potencial e geologicamente diversificado, contendo blocos estrategicamente localizados em quatro bacias sedimentares (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão);
- Administração e equipe de exploração com experiência diferenciada e com comprovado histórico de sucesso;

¹ Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*.

- Posicionamento estratégico para capturar o vasto potencial de recursos estimados de petróleo e gás natural ainda não explorados no Brasil, previstos por especialistas do setor, atualmente, entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de boe;
- Capacidade comprovada para execução de nosso plano de negócios;
- Capacidade de desenvolver alianças estratégicas de alto valor agregado no setor de petróleo e gás natural, e de se beneficiar das sinergias existentes no Grupo EBX; e
- Acionistas influentes e comprometidos liderados pelo nosso Acionista Controlador e fundador, Sr. Eike F. Batista.

Adquirimos direitos de concessão sobre 21 blocos exploratórios na costa brasileira em quatro diferentes bacias (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão) na Nona Rodada de Licitações da ANP. A nossa Companhia irá operar 14 destes blocos, sendo as sete concessões remanescentes operadas pelos nossos parceiros Maersk e Perenco. Em nossa participação na Nona Rodada de Licitações da ANP adquirimos 21 dos 23 blocos para os quais submetemos ofertas, pagando R\$1.479,7 milhões em bônus de assinatura e nos comprometemos com um PEM de R\$535,8 milhões. Adicionalmente aos 21 blocos adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP, celebramos um contrato de *Farm-in* pelo qual adquirimos uma participação de 50% em um bloco na Bacia de Santos. Esse contrato permanece sujeito à aprovação da ANP.

A tabela abaixo mostra uma visão geral do nosso *portfolio*, conforme o Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton:

Bacias	Prospectos Exploratórios Identificados	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (Estimativa Média em bilhões de boe) ⁽¹⁾⁽²⁾
Campos	24	2.562
Santos	15	1.569
Espírito Santo	7	270
Pará-Maranhão.....	5	434
Total.....	51	4.835

⁽¹⁾ A taxa utilizada para conversão dos volumes de gás natural para boe foi de 1 boe = 5.615 pés cúbicos de gás natural (conforme estimado pela DeGolyer & MacNaughton no Estudo de Viabilidade anexo ao presente prospecto).

⁽²⁾ Os valores foram estimados utilizando as probabilidades de sucesso geológico e econômico e ajustados pelo coeficiente do TEFS (*Threshold Economic Field Size*), conforme detalhado no Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton e anexo ao presente prospecto.

Além do nosso *portfolio* atual de exploração, planejamos continuar buscando oportunidades significativas 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*. Pretendemos investir simultaneamente na implementação do nosso programa exploratório e na captura de novas oportunidades de crescimento no vasto território ainda não explorado do Brasil. Para informações adicionais, veja a seção “Destinação dos Recursos”, na página 85 deste Prospecto.

Os Nossos Blocos Exploratórios

Bacia de Campos

A Bacia de Campos, com uma área sedimentar total de aproximadamente 115.000 km² (28,4 milhões de acres), é a maior área produtora de petróleo e gás natural do Brasil, com uma produção de aproximadamente 1,63 milhão de boepd em fevereiro de 2008. Em 2007, esta Bacia respondeu por aproximadamente 77% da produção brasileira de petróleo. Atualmente, possuímos direitos de concessão sobre sete blocos exploratórios na Bacia de Campos, compreendendo uma área total de 1.177 km² (290.843 acres), na parte sul desta Bacia, que é considerada hoje uma das regiões de petróleo mais prolíficas do Brasil. Iremos operar cinco destas concessões e as duas restantes serão operadas pela Maersk.

Todos os nossos blocos estão localizados em áreas adjacentes a campos de petróleo existentes, quais sejam, o campo de Polvo (operado pela Devon Energy), com reservas provadas e prováveis de aproximadamente 285 milhões de *boe**, o campo de Peregrino (operado pela Hydro Brasil), com reservas provadas e prováveis de aproximadamente 500 milhões de *boe**, o campo de Papa-Terra (operado pela Petrobras), com reservas provadas, prováveis e possíveis de aproximadamente 700 milhões de *boe** e o campo de Maromba (operado pela Petrobras), com reservas provadas de aproximadamente 245 milhões de *boe**. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, a estimativa média é de que os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia de Campos somem 2,562 bilhões de Barris de Óleo.

Poços perfurados anteriormente em áreas próximas a alguns de nossos principais prospectos exploratórios na Bacia de Campos confirmaram a existência de hidrocarbonetos nessas áreas. Apesar de tais objetivos não terem sido considerados comercialmente viáveis à época, diante do atual cenário de preços do petróleo e tendo em vista as tecnologias modernas de produção, acreditamos que nossos prospectos exploratórios na região apresentam oportunidades bastante atraentes e de relativo baixo risco exploratório, dos quais esperamos geração de fluxo de caixa já em 2011.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos de exploratórios na Bacia de Campos:

Blocos exploratórios	Área total (km ²)	Participações (%)
BM-C-37	177	50% OGX/50% MAERSK ⁽¹⁾
BM-C-38	177	50% OGX/50% MAERSK ⁽¹⁾
BM-C-39	109	100% OGX
BM-C-40	124	100% OGX
BM-C-41	236	100% OGX
BM-C-42	177	100% OGX
BM-C-43	177	100% OGX
Total	1.177	-

⁽¹⁾ Blocos exploratórios que serão operados pela Maersk.

Bacia de Santos

A Bacia de Santos representa hoje uma das áreas exploratórias mais promissoras do Brasil, com uma área total de aproximadamente 350.000 km² (86,5 milhões de acres). De acordo com estimativas divulgadas pela Petrobras, as descobertas recentes mais significativas de petróleo e gás natural no Brasil – os campos de Tupi e Júpiter, cada um com aproximadamente 5 a 8 bilhões de *boe* e 6,4 bilhões de *boe* (36 Tcf de gás natural) de Recursos Potenciais, respectivamente – ocorreram nesta Bacia.

Atualmente possuímos direitos sobre cinco blocos exploratórios na Bacia de Santos, cobrindo uma área total superior a 1.000 km² (247.105 acres), dos quais quatro foram adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP e um adquirido por meio de processo de *Farm-in*, pelo qual adquirimos uma participação de 50%, contrato este que permanece sujeito a aprovação da ANP.

Quatro dos nossos blocos estão localizados em áreas adjacentes ao campo de Mexilhão (operado pela Petrobras), em que há reservas potenciais de gás natural de aproximadamente 8 Tcf, ou 1,4 bilhão de *boe*, de acordo com notícia publicada no Estadão *online* em 3 de setembro de 2007. Dentre os prospectos exploratórios identificados em nossos blocos na Bacia de Santos, quatro têm objetivos nos reservatórios do pré-sal, com potencial para conter recursos de petróleo leve. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia de Santos são estimados em média de 395 milhões de Barris e 6,589 Tcf de gás natural. Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*, nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos na Bacia de Santos são estimados em média de 1,569 bilhão de *boe*.

* De acordo com informações divulgadas pelo IHS, suas afiliadas e subsidiárias. Todas as informações fornecidas pela IHS, pelas suas subsidiárias e afiliadas, e Petroconsultants S.A., estão protegidas por Registro de Propriedade Autoral e têm direitos reservados.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos exploratórios na Bacia de Santos:

Blocos exploratórios	Área total (km ²)	Participações (%)
BM-S-56	176	100% OGX
BM-S-57	176	100% OGX
BM-S-58	176	100% OGX
BM-S-59	148	100% OGX
<i>Farm-in</i>	Aprox. 400	50% OGX ⁽¹⁾
Total	Aprox. 1.076	–

⁽¹⁾ Participação adquirida pela OGX por meio de processo de *Farm-in*, cujo contrato encontra-se sujeito à aprovação da ANP.

Bacia do Espírito Santo

Acreditamos que a Bacia do Espírito Santo seja uma nova e promissora região de petróleo e gás natural no Brasil, com uma área total de aproximadamente 90.000 km² (22,2 milhões de acres). Atualmente, possuímos direitos de concessão sobre cinco blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo, com área total de 3.620 km² (894.521 acres). Todos os nossos blocos estão localizados em águas profundas e serão operados pela Perenco. Os nossos prospectos exploratórios identificados possuem características geológicas similares às dos campos de petróleo e gás natural já descobertos nesta Bacia, tais como os campos de Golfinho, Camarupim e Canapu, que produzem petróleo leve e gás natural de reservatórios do Cretáceo Superior. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia do Espírito Santo são estimados em média de 187 milhões de Barris e 469 Bcf de gás natural. Considerando um taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*, nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos na Bacia do Espírito Santo são estimados em 270 milhões de *boe*.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo:

Blocos exploratórios	Área total (km ²)	Participações (%)
BM-ES-37	725	50% OGX/50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-38	725	50% OGX/50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-39	724	50% OGX/50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-40	723	50% OGX/50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-41	723	50% OGX/50% PERENCO ⁽¹⁾
Total	3.620	–

⁽¹⁾ Blocos que serão operados pela Perenco.

Bacia do Pará-Maranhão

Embora nenhuma descoberta comercial tenha sido anunciada na Bacia do Pará-Maranhão, nós acreditamos que exista um grande potencial nesta Bacia, uma vez que as características geológicas presentes na região são similares às de Gana (oeste da África), onde houve importantes descobertas de petróleo leve nos últimos anos. A Bacia do Pará-Maranhão possui uma área sedimentar total de aproximadamente 100.000 km² (24,7 milhões de acres). Atualmente, temos direitos de concessão sobre cinco blocos exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão, cobrindo uma área total de 960 km² (237,221 acres). Atividades anteriores de perfuração em áreas próximas a três dos nossos blocos indicaram a presença de petróleo leve na região. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão são estimados em média de 434 milhões de *boe*.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão:

Blocos exploratórios	Área total (km²)	Participações (%)
BM-PAMA-13	192	100% OGX
BM-PAMA-14	192	100% OGX
BM-PAMA-15	192	100% OGX
BM-PAMA-16	192	100% OGX
BM-PAMA-17	192	100% OGX
Total.....	960	–

Cronograma de Operações

As tabelas a seguir ilustram o cronograma e os volumes anuais estimados de produção de petróleo e gás natural dos nossos diversos projetos segundo o Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, bem como a participação da Companhia em cada um destes projetos:

Projeto	Participação OGX	Início Estimado	Produção anual estimada de Petróleo ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾								
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
			(em milhões de Barris de Petróleo)								
ES – Projeto I – Petróleo e Gás Natural	50%	2016	0	0	0	0	0	27	36	55	73
ES – Projeto II – Petróleo e Gás Natural.....	50%	2016	0	0	0	0	0	27	36	55	73
PaMa – Projeto I – Petróleo.....	100%	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PaMa – Projeto II – Petróleo	100%	2015	0	0	0	0	27	37	55	73	73
PaMa – Projeto III – Petróleo	100%	2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PaMa – Projeto IV – Petróleo	100%	2015	0	0	0	0	27	37	55	73	73
Santos – Projeto VI – Petróleo e Gás Natural.....	50%	2014	0	0	0	27	36	55	73	73	73
Santos – Projeto VII – Petróleo.....	100%	2016	0	0	0	0	0	11	22	31	36
Santos – Projeto VIII – Petróleo.....	100%	2016	0	0	0	0	0	18	27	37	36
Santos – Projeto IX – Petróleo.....	100%	2016	0	0	0	0	0	18	27	37	36
Santos – Projeto X – Petróleo	100%	2016	0	0	0	0	0	11	22	31	36
Santos – Projeto XI – Petróleo.....	100%	2016	0	0	0	0	0	18	27	37	36
Campos – Projeto I – Petróleo	100%	2011	2	14	18	27	37	55	73	73	73
Campos – Projeto II – Petróleo.....	100%	2015	0	0	0	0	27	37	55	73	73
Campos – Projeto III – Petróleo.....	100%	2015	0	0	0	0	37	55	82	110	110
Campos – Projeto IV – Petróleo	100%	2015	0	0	0	0	26	55	82	91	109
Campos – Projeto V – Petróleo.....	100%	2014	0	0	0	26	36	55	73	73	73
Campos – Projeto VI – Petróleo	50%	2015	0	0	0	0	18	27	36	55	73

⁽¹⁾ Todas as informações constantes desta tabela foram retiradas do Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto.

⁽²⁾ Os volumes de petróleo e gás natural correspondem ao volume de produção total do projeto, sem levar em consideração o percentual da participação da OGX e de suas parceiras.

⁽³⁾ As informações contidas não ilustram, de nenhuma forma, a probabilidade ou expectativa de sucesso das operações da Companhia.

⁽⁴⁾ O Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto contém projeções posteriores a 2019.

Projeto	Participação OGX	Início	Produção anual estimada de Gás Natural ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾								
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
			(em Bcf)								
ES – Projeto I – Petróleo e Gás Natural.....	50%	2016	0	0	0	0	0	51	142	179	179
ES – Projeto II – Petróleo e Gás Natural	50%	2016	0	0	0	0	0	51	142	179	179
Santos – Projeto I – Gás Natural.....	100%	2014	0	0	0	172	325	325	325	325	325
Santos – Projeto II – Gás Natural	100%	2014	0	0	0	106	215	325	434	544	653
Santos – Projeto III – Gás Natural	100%	2014	0	0	0	40	62	62	62	62	62
Santos – Projeto IV – Gás Natural	100%	2014	0	0	0	88	142	142	142	142	142
Santos – Projeto V – Gás Natural	100%	2014	0	0	0	69	124	124	124	124	124
Santos – Projeto VI – Petróleo e Gás Natural ..	50%	2014	0	0	0	51	106	106	106	106	106

⁽¹⁾ Todas as informações constantes desta tabela foram retiradas do Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto.

⁽²⁾ Os volumes de petróleo e gás natural correspondem ao volume de produção total do projeto, sem levar em consideração o percentual da participação da OGX e de suas parceiras.

⁽³⁾ As informações contidas não ilustram, de nenhuma forma, a probabilidade ou expectativa de sucesso das operações da Companhia.

⁽⁴⁾ O Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto contém projeções posteriores a 2019.

Oportunidade de Mercado no Brasil

A combinação de vastos recursos potenciais de petróleo e gás natural não explorados e uma estrutura regulatória favorável posiciona o Brasil, atualmente, como uma das regiões petrolíferas mais atraentes no mundo. O Brasil dispõe, há mais de dez anos, de uma estrutura regulatória estável e voltada à abertura do mercado, que viabilizou o aumento da participação de empresas internacionais no setor.

Em decorrência das recentes descobertas, o potencial dos recursos de petróleo e gás natural do Brasil é hoje reconhecido como um dos maiores do mundo. Desde 2002, mais de 9 bilhões de *boe* foram descobertos em mais de 50 novos campos de petróleo e gás natural, conforme informações divulgadas pela Petrobras. Além disso, atividades exploratórias recentes levaram à expansão das atividades de perfuração na Bacia de Campos, à abertura de novas fronteiras, tais como as Bacias do Espírito Santo e de Santos, bem como à descoberta de acumulações altamente promissoras nos reservatórios conhecidos como pré-sal. De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, as reservas brasileiras foram as que mais cresceram no mundo entre 1980 e 2006, a uma taxa composta de crescimento anual de 8,7%, partindo de 1,7 bilhão de *boe* de reservas comprovadas em 1980 para 14,4 bilhões de *boe* de reservas comprovadas no fim de 2006. Adicionalmente, a produção diária de petróleo e gás natural do Brasil cresceu no mesmo período a uma taxa composta de crescimento anual de 9,1%, partindo de 0,2 milhão de *boepd* em 1980 para 1,9 milhão de *boepd* no fim de 2006.

De acordo com a ANP, o Brasil possui aproximadamente 7,5 milhões de km² (1,9 bilhão de acres) distribuídos em mais de 40 bacias sedimentares, das quais 29 são consideradas de maior interesse para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Cerca de 96% dessas áreas sedimentares ainda não foram objeto de contratos de concessão. Neste contexto, previsões de especialistas do setor consideram que os recursos potenciais estimados do Brasil estão entre aproximadamente 70 e 100 bilhões de *boe*, previsões estas que, uma vez confirmadas, posicionariam as reservas brasileiras entre as nove maiores do mundo.

Os Nossos Seis Pilares

Portfólio de elevado potencial e geologicamente diversificado, contendo blocos estrategicamente localizados em quatro bacias sedimentares (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão).

O nosso *portfólio* conta, atualmente, com 22 blocos exploratórios localizados em quatro diferentes bacias. Tendo por base as informações contidas no Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton, os nossos blocos exploratórios contêm Recursos Potenciais Líquidos estimados em média de 12,736 bilhões de Barris de Óleo e 27,325 Tcf de gás natural e Recursos Potenciais Riscados Líquidos estimados em média de 3,578 bilhões de Barris de Óleo e 7,058 Tcf de gás natural. Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*, nossos Recursos Potenciais Líquidos são estimados em média de 17,602 bilhões *boe* e nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos são estimados em média de 4,835 bilhões *boe*. Acreditamos que a diversidade geológica do nosso *portfólio* é uma vantagem competitiva. Com base em nossos trabalhos técnicos realizados até o momento, identificamos mais de 50 prospectos exploratórios nos nossos 22 blocos exploratórios, com reservatórios potenciais em zonas distintas: Cretáceo Inferior (incluindo também o Pré-Sal), Cretáceo Superior e Terciário. Além disso, a maior parte de nossos blocos está localizada em águas rasas (até 400 metros de profundidade), para os quais há maior disponibilidade de equipamentos de perfuração e nos quais os custos de exploração, desenvolvimento e produção são significativamente mais baixos quando comparados aos custos em águas profundas.

Administração e equipe de exploração com experiência diferenciada e com comprovado histórico de sucesso.

A nossa equipe é altamente qualificada, possui comprovada reputação e inclui alguns dos profissionais mais experientes do setor petrolífero do Brasil. A nossa administração é liderada pelo Diretor-Presidente, o Sr. Rodolfo Landim, co-fundador e ex-CEO da MMX e ex-CEO da Petrobras Distribuidora S.A. – BR, a maior distribuidora brasileira de combustível. Em seus 27 anos de carreira na Petrobras, o Sr. Landim foi responsável pela área de produção na região Nordeste e na Amazônia, Gerente Geral de E&P da Bacia de Campos, Diretor Gerente de E&P, Diretor Gerente de Gás Natural e Presidente da Gaspetro.

O nosso Diretor Financeiro, Sr. Marcelo Torres, possui mais de 15 anos de experiência em bancos de investimento, como Dresdner Kleinwort e Banco Pactual. Durante sua carreira em bancos de investimento, o Sr. Torres participou e liderou diversas operações internacionais de fusões e aquisições, principalmente no setor energético, com foco na América Latina, EUA e Europa.

A nossa equipe de E&P é liderada pelo Sr. Paulo Mendonça, Diretor de Operações e E&P, que comandou como Gerente Geral e Gerente Executivo a área de Exploração da Petrobras de 2002 a 2007. O Sr. Mendonça trabalhou na Petrobras durante 34 anos, onde atuou ainda como Gerente Geral da Unidade de Negócios Petrobras-E&P Sergipe-Alagoas, Gerente Geral da Unidade de Negócios Petrobras-E&P na Colômbia e Gerente de Exploração para as Américas e o Oriente Médio.

A nossa equipe de exploração inclui geólogos, geofísicos e engenheiros de petróleo *seniors*, tais como o Sr. Luiz Reis, ex-Gerente Geral de Projetos Exploratórios da Petrobras e ex-Presidente da Petrobras America; o Sr. Celso Martins, ex-Gerente Geral de Geofísica Aplicada e Exploração da Petrobras; o Sr. Paulo Ricardo dos Santos, ex-Gerente Geral de Exploração da Petrobras Energia (PESA) e ex-Gerente de Interpretação Exploratória da Petrobras das Bacias de Campos, do Espírito Santo e Jequitinhonha; o Sr. Edmundo Marques, ex-Gerente de Interpretação Exploratória da Petrobras para as Bacias de Santos e da Margem Equatorial; o Sr. José Sartori, ex-Gerente de Supervisão do Departamento de Projetos Exploratórios da Petrobras; Sr. Roberto Toledo, ex-Gerente Geral de Produção, Reservas e Reservatórios da Área Internacional da Petrobras; Sr. Ernani Porsche, ex-Gerente Geral de *Portfolio* de Exploração da Petrobras; o Sr. Flavio Burda, geofísico, ex-Consultor *senior* na Área de Interpretação Exploratória da Petrobras especialmente na Bacia de Campos e o Sr. Ronaldo Baldi, geofísico ex-Consultor *senior* da Petrogal, da El Paso e da Petrobras, com experiência nas mais variadas bacias sedimentares do Brasil e do mundo.

Sob a liderança do Sr. Mendonça, enquanto atuavam na Petrobras, a nossa equipe participou da campanha exploratória mais bem sucedida da história do Brasil. De acordo com esta equipe da exploração e produção de petróleo da Petrobras, esta campanha gerou a descoberta de mais de 9 bilhões de *boe*, com um índice de sucesso exploratório de mais de 60% em águas profundas e 50% em águas rasas e em terra.

Nossa equipe técnica é ainda fortalecida pelo Sr. Reinaldo Bellotti, nosso Diretor de Produção e Desenvolvimento. O Sr. Reinaldo Bellotti possui 31 anos de experiência na Petrobras, onde foi Chefe de Serviços Compartilhados Especiais de E&P. Foi também Diretor Executivo da Petrobras America Inc. e Gerente de Produção da Bacia de Campos.

Além disso, contamos com o Sr. Francisco Gros na vice-presidência do nosso Conselho de Administração. O Sr. Francisco Gros já foi Presidente da Petrobras, do BNDES, do Banco Central do Brasil (em duas ocasiões distintas) e Diretor da CVM. No setor privado, o Sr. Francisco Gros foi Presidente e membro do Conselho de Administração de diversas companhias abertas brasileiras e multinacionais. Ele foi Diretor-Presidente da OGX, entre setembro de 2007 e abril de 2008.

Uma de nossas filosofias fundamentais, sustentada pelo nosso fundador e Acionista Controlador, Sr. Eike F. Batista, tem sido a de alinhar os interesses dos membros chave da nossa Administração e da nossa equipe técnica com os interesses dos nossos investidores. Isto é feito por meio da outorga de opções de compra de ações. Acreditamos que esta filosofia vem contribuindo de forma importante para o crescimento e o desempenho bem sucedido da nossa Companhia e das demais sociedades do Grupo EBX. Adicionalmente, assinamos contratos de não-competição com os membros chave da nossa Administração e da nossa equipe de exploração de modo a assegurar seu comprometimento com a execução do nosso plano de negócios.

Posicionamento estratégico para capturar o vasto potencial de recursos estimados de petróleo e gás natural ainda não explorados no Brasil, previstos por especialistas do setor, atualmente, entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de boe.

Continuaremos os nossos esforços para explorar os vastos recursos potenciais estimados no Brasil, os quais, segundo perspectivas de especialistas do setor, são de aproximadamente 70 a 100 bilhões de boe. As reservas comprovadas e a produção de petróleo e gás natural no Brasil cresceram significativamente nos últimos anos. A produção cresceu com o contínuo desenvolvimento de importantes descobertas, como as dos campos de Marlim e Roncador localizados na Bacia de Campos. Espera-se que o crescimento continue com o início da produção em alguns campos recentemente descobertos nas Bacias de Campos e Santos. De acordo com a ANP, o Brasil possui aproximadamente 7,5 milhões de km² (1,9 bilhão de acres) distribuídos em mais de 40 bacias sedimentares, das quais 29 são consideradas de maior interesse para a exploração e produção de petróleo. Cerca de 96% dessas áreas sedimentares ainda não foram objeto de contratos de concessão. Além disso, espera-se que a ANP continue a realizar leilões anuais para concessão de direitos sobre blocos exploratórios, possibilitando-nos aumentar o tamanho e valor do nosso *portfolio*, aproveitando as potenciais economias de escala e sinergias das nossas operações.

Capacidade comprovada para execução de nosso plano de negócios.

Possuímos uma estrutura organizacional eficiente composta por alguns dos profissionais de E&P mais experientes do setor. Possuímos todas as habilidades necessárias para executar o nosso programa exploratório, assim como iniciar o desenvolvimento de nossas futuras e potenciais descobertas. Buscaremos contratar serviços complementares de terceiros, conforme seja necessário. Os nossos êxitos até o momento, incluindo a contratação de profissionais de primeira linha do setor, a realização de uma colocação privada de ações de US\$1,3 bilhão, a celebração de parcerias atraentes, o desempenho bem sucedido na Nona Rodada de licitação da ANP, a celebração de acordo de *Farm-in* e a contratação de serviços essenciais, como a aquisição de dados sísmicos, demonstram a nossa capacidade de executar projetos complexos em curto intervalo de tempo. A nossa equipe é comprometida e qualificada para implementar os nossos planos de negócios e gerar valor para os nossos acionistas.

Fazemos parte do Grupo EBX, que possui um comprovado histórico de sucesso na execução e no financiamento de grandes e complexos projetos *greenfield*, tais como: (1) MMX, a qual captou US\$510 milhões em julho de 2006 para investir em três grandes projetos de mineração, processamento e logística de minério de ferro no Brasil (em 31 de março de 2008, a MMX tinha um valor de mercado de US\$8,2 bilhões, acumulando uma valorização, em dólares norte-americanos, de 482% desde sua abertura de capital); e (2) MPX, a qual captou aproximadamente US\$1,2 bilhão em dezembro de 2007 para desenvolver o maior projeto integrado de geração de energia elétrica do Brasil e explorar outros projetos de geração de energia elétrica na América Latina.

Capacidade de desenvolver alianças estratégicas de alto valor agregado no setor de petróleo e gás natural, e de se beneficiar das sinergias existentes no Grupo EBX.

Celebramos parcerias estratégicas para apresentação de ofertas conjuntas na Nona Rodada de licitação da ANP com a Maersk e a Perenco, empresas importantes na indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural. A Maersk é a subsidiária brasileira da Maersk Oil and Gas AS, companhia dinamarquesa com produção atual de aproximadamente 800 mil *boepd*, estando posicionada entre as 25 maiores companhias independentes de exploração e produção de petróleo e gás natural do mundo. A Perenco é a subsidiária brasileira da Perenco S.A., uma companhia européia com atividades de E&P em 16 países, contando com mais de 10 anos de experiência em exploração e produção de petróleo e gás natural e que atualmente produz mais de 250 mil *boepd*.

Estamos em processos de negociação com outras empresas internacionais do setor de E&P interessadas em buscar oportunidades de parcerias no Brasil. No setor de petróleo e gás natural, é comum a celebração de parcerias estratégicas para a participação em um maior número de blocos exploratórios tendo em vista que os riscos financeiros e outros riscos são compartilhados. Continuaremos celebrando parcerias estratégicas sempre que a nossa Administração identificar potencial de crescimento e de maximização de retorno para os nossos Acionistas.

Esperamos desenvolver sinergias dentro do Grupo EBX, o que permitirá nos beneficiar do conhecimento integrado sobre os setores brasileiros de infra-estrutura e *commodities*. Esperamos contar com a *expertise* e os serviços oferecidos pelas nossas coligadas, incluindo a LLX, companhia que irá oferecer soluções integradas de logística de infra-estrutura no Brasil, primariamente por meio do setor portuário e a MPX, companhia que está desenvolvendo o maior projeto integrado de geração de energia elétrica do Brasil.

Acionistas influentes e comprometidos, incluindo o nosso Acionista Controlador e fundador, Sr. Eike F. Batista.

Possuímos uma forte base atual de Acionistas, incluindo o nosso Acionista Controlador, Sr. Eike F. Batista, e outros significativos investidores institucionais, tal como o Ontario Teachers' Pension Plan, fundo de pensão canadense que possui ativos líquidos de aproximadamente US\$100 bilhões. O nosso Acionista Controlador possui uma visão empreendedora e um comprovado histórico de sucesso na identificação de oportunidades rentáveis no setor de recursos naturais. Ao longo de mais de 25 anos, o Sr. Batista desenvolveu o Grupo EBX, conglomerado industrial composto por empresas de infra-estrutura e *commodities* com atividades, entre outros segmentos, nos setores de energia elétrica, mineração e logística, tanto no Brasil quanto no exterior.

Nossa Estratégia

Implementar um programa exploratório eficiente e voltado para a geração de valor.

Estamos comprometidos com um programa exploratório com foco na minimização de riscos e na antecipação do fluxo de caixa, maximizando, assim, retorno para os nossos acionistas. A obtenção de dados sísmicos em 3D de alta qualidade antes das perfurações é essencial para a nossa estratégia de exploração, uma vez que nos permitirá identificar e mapear adequadamente prospectos exploratórios adicionais e aperfeiçoar a interpretação dos dados em nossos atuais prospectos exploratórios, reduzindo, assim, os riscos de perfuração e os demais riscos exploratórios. Já adquirimos os dados sísmicos em 3D existentes no mercado e de interesse para a maioria de nossos blocos e estamos no processo de contratação de empresas líderes na área de aquisição e tratamento de dados sísmicos para adquirir, processar e reprocessar os dados sísmicos em 3D complementares de todos os nossos blocos. Esperamos receber os dados sísmicos adicionais das Bacias de Campos e Santos durante o primeiro semestre de 2009 e das Bacias do Espírito Santo e Pará-Maranhão durante o segundo semestre de 2009.

Acreditamos que a experiência, o conhecimento e a capacitação em interpretação sísmica dos membros da nossa equipe de exploração, que já foram responsáveis por descobertas substanciais de reservas no Brasil, serão um recurso valioso para as nossas atividades exploratórias. A nossa campanha de perfuração começará no sul da Bacia de Campos (início esperado para o segundo semestre de 2009), que representa uma área de menor risco exploratório e com importantes volumes potenciais de petróleo e gás natural. Além disso, atividades anteriores de perfuração nesta região evidenciaram a presença de hidrocarbonetos em dois de nossos blocos. Dessa forma, o nosso objetivo inicial será perfurar, declarar comercialidade, avaliar e, tão logo seja possível, iniciar o desenvolvimento das nossas potenciais descobertas no sul da Bacia de Campos. Pretendemos desenvolver as nossas potenciais descobertas simultaneamente ao nosso programa exploratório em outras áreas. Após a perfuração dos primeiros poços na Bacia de Campos, pretendemos perfurar poços na promissora Bacia de Santos e, em seguida, iniciar a exploração dos blocos localizados nas Bacias do Espírito Santo e do Pará-Maranhão.

Pretendemos concluir este programa de modo eficiente no que se refere a custos, beneficiando-nos da economia de escala decorrente do nosso atual portfólio, que conta, atualmente, com 22 blocos exploratórios, o que nos dará melhores condições de negociação para a aquisição ou locação de equipamentos no longo prazo. Acreditamos que a localização dos nossos blocos exploratórios em águas rasas, que serão por nós operados, facilitará a logística do programa exploratório e assegurará uma maior disponibilidade de equipamentos.

Buscar oportunidades de crescimento aproveitando o nosso profundo conhecimento das bacias brasileiras

O nosso conhecimento diferenciado e completo das bacias brasileiras será uma importante ferramenta na busca de oportunidades de crescimento, tanto em bacias maduras, quanto em áreas ainda não exploradas. Embora acreditemos que ainda haja descobertas substanciais a serem realizadas nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão, o vasto território brasileiro oferece outras áreas atraentes e que não foram completamente exploradas, tais como Pelotas, Jequitinhonha e outras bacias. As previsões de especialistas do setor consideram que os recursos potenciais estimados no Brasil sejam entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe*. Assim, esperamos que a nossa estratégia de crescimento se concretize por meio da participação em futuras rodadas de licitações da ANP e celebração de contratos de *Farm-in*.

Desenvolver parcerias de alto valor agregado

Além das nossas atuais parcerias estratégicas, pretendemos continuar a considerar e procurar parcerias e *joint ventures* com outras empresas líderes no setor de petróleo e gás natural. Buscaremos parcerias estratégicas que agreguem valor à Companhia, com a finalidade de adquirirmos acesso a áreas exploratórias adicionais de alta qualidade e de otimizar o aproveitamento de nossos equipamentos, tecnologia e recursos, dentre outras finalidades possíveis. Estas parcerias podem permitir que nós compartilhem os riscos financeiros e operacionais enfrentados pelas empresas do setor de petróleo e gás natural.

Continuar a formar uma equipe qualificada de profissionais para sustentar o nosso crescimento

Fomos bem sucedidos na contratação de profissionais de primeira linha para a nossa equipe, os quais são essenciais para o estabelecimento do capital intelectual interno necessário à implementação do nosso plano de negócios. Contudo, estamos comprometidos com o recrutamento contínuo dos melhores profissionais do mercado de modo a sustentar o crescimento da nossa Companhia. Continuaremos a promover incentivos para a administração encorajando o comprometimento máximo dos nossos funcionários chave, alinhando firmemente os seus interesses com os dos nossos acionistas.

Estrutura Regulatória Brasileira

A ANP, criada em 1997 pela Lei do Petróleo após um período de 44 anos de monopólio legal da Petrobras no setor, é a agência reguladora responsável por gerir e fomentar o desenvolvimento do setor de petróleo e gás natural brasileiro por meio da implementação de uma estrutura transparente e competitiva que permita investimentos privados para explorar os vastos recursos potenciais ainda não descobertos no País. A ANP realiza leilões periódicos para concessões de direitos de exploração, tendo já realizado um total de nove rodadas de licitações entre 1999 e 2007. Os termos e as condições das atividades de exploração e produção de cada bloco são regidos por meio de contratos de concessão celebrados entre a ANP e a sociedade ou o consórcio de sociedades que vence a licitação. Tais contratos formalizam o período pelo qual a ANP cede este direito às concessionárias de acordo com as orientações iniciais da licitação e descreve os direitos e as obrigações das concessionárias. Desde sua formação, não temos conhecimento de quaisquer impugnações acerca da exequibilidade das concessões.

Atualmente, 36 empresas internacionais e 25 brasileiras, incluindo os principais *players* do setor, detêm direitos de concessão para a exploração e a produção de petróleo e gás natural no Brasil. As empresas que detêm direitos de concessão são qualificadas pela ANP como operadores A, B ou C. Atualmente, somos qualificados como operador B, o que nos permite operar em terra e em águas rasas e participar de consórcios com operadores A que são autorizados a operar em águas profundas. Para maiores informações, veja a seção “Visão Geral do Setor” na página 121 deste Prospecto.

Histórico

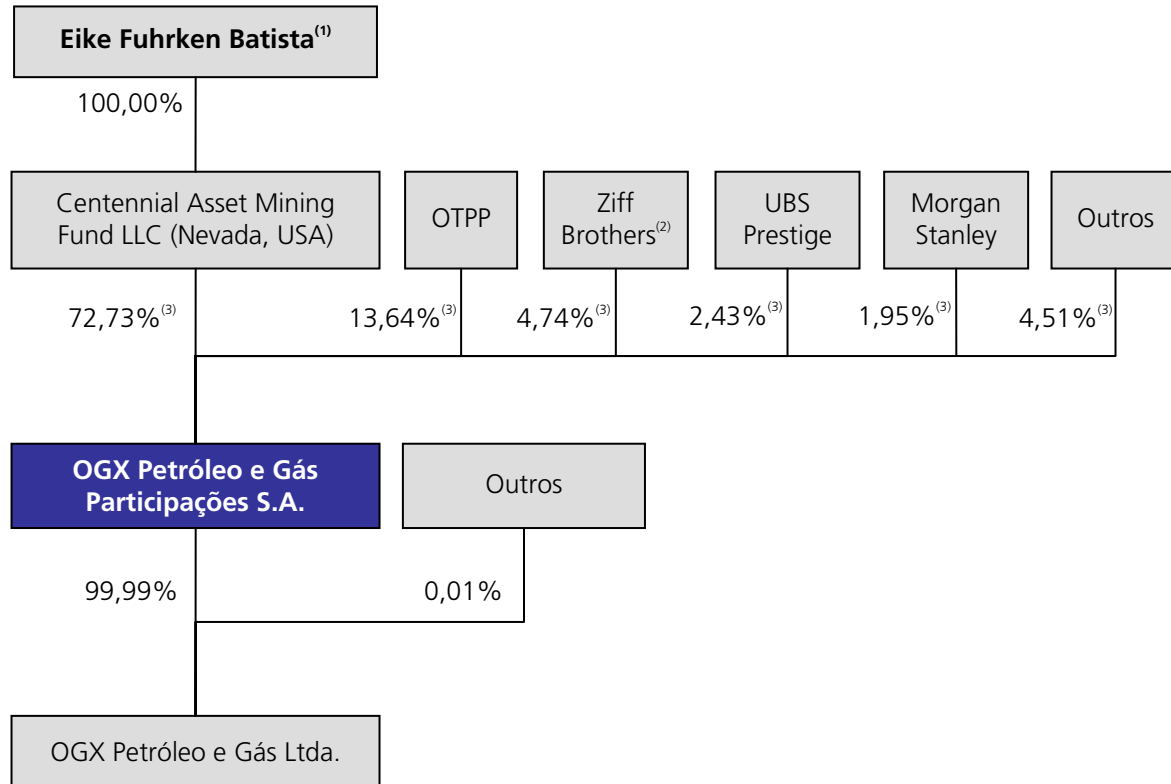
O sucesso do Grupo EBX no setor de recursos naturais levou o grupo a explorar o mercado de petróleo e gás natural, tendo em vista o vasto potencial não desenvolvido do Brasil. Como resultado, iniciamos as nossas atividades de exploração para produção no setor de óleo e gás natural em julho de 2007. Em dezembro de 2007, concluímos uma operação de colocação privada de ações no valor de US\$1,3 bilhão para um grupo de investidores institucionais qualificados. Os recursos desta colocação privada estão sendo utilizados para a aquisição de blocos exploratórios selecionados na Nona Rodada de licitação da ANP, e serão utilizados para a execução da campanha exploratória, incluindo aquisição sísmica e perfuração de poços, e ainda para explorar oportunidades de participação em processos de exploração na modalidade *Farm-in* com potenciais parceiros do setor.

Fatores de Risco

O investimento nas nossas Ações envolve um alto grau de risco. O investidor pode perder parte do seu investimento ou o seu investimento integral devido a qualquer um dos riscos descritos neste Prospecto, incluindo, entre outros fatores, a nossa falta de histórico operacional e as incertezas que cercam o nosso desempenho futuro, as incertezas substanciais sobre a nossa capacidade de ter os recursos necessários às nossas operações, a nossa incapacidade de obter as licenças necessárias ou celebrar parcerias estratégicas, caso deixemos de atingir os resultados e as previsões descritas neste Prospecto, a nossa incapacidade de desenvolver os Recursos Potenciais ou de atingir as probabilidades esperadas de sucesso, especialmente caso a nossa prospecção futura não resulte em descobertas e, mesmo que nós consigamos realizar descobertas com sucesso, não há certeza de que as mesmas sejam comercialmente viáveis, e caso deixemos de gerar ou obter capital de giro adicional suficiente no futuro. Para informações adicionais, veja a seção “Fatores de Risco”, na página 68 deste Prospecto.

Estrutura Societária

O organograma abaixo apresenta a nossa estrutura societária na data deste Prospecto. Os percentuais representam a participação no capital social total das sociedades.



(1) Participação detida por meio de três veículos.

(2) Participação detida por meio de dois fundos.

(3) Essa participação inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição, vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

Informações sobre a Companhia

A nossa sede e o nosso Departamento de Relações com Investidores estão localizados na Praia do Flamengo, n°. 154 – 7º andar, no Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, no Brasil, sendo que o nosso número de telefone é +55 (21) 2555-5248, o nosso fac-símile é +55 (21) 2555-5202, o nosso e-mail é ri@ogx.com.br e o nosso site na Internet é www.ogx.com.br. Nenhuma informação contida no nosso site na Internet é parte integrante ou é incorporada por referência neste Prospecto.

SUMÁRIO DA OFERTA

Companhia	OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
Coordenador Líder e Bookrunner	Banco UBS Pactual S.A.
Coordenadores da Oferta e Bookrunners	Banco UBS Pactual S.A., Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. e Banco Itaú BBA S.A.
Coordenadores Contratados	Citigroup Global Markets, Corretora de Câmbio, Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco Santander S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. e Banco Votorantim S.A.
Participantes Especiais	Corretoras e outras instituições financeiras, as quais efetuarão exclusivamente esforços de colocação das Ações junto aos Investidores da Oferta de Dispersão.
Instituições Participantes da Oferta	Coordenadores da Oferta, conjuntamente com os Coordenadores Contratados e Participantes Especiais.
Agentes de Colocação Internacional	UBS Securities LLC, Credit Suisse Securities (USA) LLC, Itaú USA Securities Inc. e BMO Nesbitt Burns Inc.
Investidores Qualificados Brasileiros	Conforme definido no artigo 109 da Instrução CVM 409, compreendem os investidores que sejam: (i) instituições financeiras; (ii) companhias seguradoras e sociedades de capitalização; (iii) entidades abertas e fechadas de previdência complementar; (iv) pessoas físicas ou jurídicas que possuam investimentos financeiros em valor superior a R\$300.000,00 e que, adicionalmente, atestem por escrito sua condição de investidor qualificado; (v) fundos de investimento destinados exclusivamente a investidores qualificados; e (vi) administradores de carteira e consultores de valores mobiliários autorizados pela CVM, em relação a seus recursos próprios.
Investidores Qualificados Estrangeiros	São os investidores institucionais qualificados residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, conforme definidos na Regra 144A do <i>Securities Act</i> , e investidores nos demais países, exceto no Brasil e nos Estados Unidos da América, em conformidade com os procedimentos previstos no Regulamento S do <i>Securities Act</i> , e de acordo com a legislação aplicável no país de domicílio de cada investidor, em todos os casos com base nas isenções de registro do <i>Securities Act</i> , desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN nº. 2.689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº. 4.131.
Investidores Qualificados	São os Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros, quando referidos em conjunto.

Investidores Institucionais	Investidores Qualificados Brasileiros que participem na Oferta por meio de ordens de investimento no curso do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> , sem o recebimento de reservas, cujos valores de ordens investimento excedam o limite de aplicação de R\$1.000.000,00, bem como Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de <i>portfolio</i> , nos termos da Resolução CMN nº. 2.689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo da Lei nº. 4.131.
Investidores da Oferta de Dispersão	Investidores Qualificados Brasileiros que participem na Oferta mediante o preenchimento de Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R\$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R\$1.000.000,00.
Ações	Ações ordinárias, nominativas, escriturais, sem valor nominal, de emissão da nossa Companhia, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames.
Oferta	Oferta pública de distribuição primária de, inicialmente, 4.945.382 Ações a serem emitidas pela Companhia, a ser realizada no Brasil mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, para Investidores Qualificados Brasileiros, e, ainda, no exterior mediante esforços de venda coordenados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro do <i>Securities Act</i> , desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN nº. 2.689, e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº. 4.131 sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC. Nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, foi permitida a concessão de prioridade na subscrição das ações aos atuais Acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, desde que observado o limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), também estabelecido pelos Coordenadores da Oferta para participação de pessoa vinculada na Oferta. Os atuais acionistas poderão exercer o direito de prioridade de subscrição acima mencionado, na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data de publicação do Aviso ao Mercado. Após a publicação do Anúncio de Início, as Ações serão negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, permanecendo vedados quaisquer desdobramentos das Ações por um período de 18 meses a partir de tal publicação.
Opção de Ações Adicionais	Opção a ser exercida, a nosso critério, com a concordância dos Coordenadores da Oferta, e sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, para aumentar a Oferta em até 20%, ou seja, até 989.076 Ações de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preços das Ações inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400.

Opção de Ações Suplementares	Opção a ser outorgada pela Companhia ao Credit Suisse para subscrição de até 741.807 Ações, equivalente a até 15% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais), nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a serem destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta. O Credit Suisse terá o direito exclusivo, contado da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de 30 dias contados a partir do primeiro dia útil (inclusive) após a publicação do Anúncio de Início, de exercer a Opção de Ações Suplementares após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das Ações no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores da Oferta.
Público Alvo	A Oferta terá como público alvo, exclusivamente, Investidores Qualificados Brasileiros e determinados Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de <i>portfolio</i> nos termos da Resolução CMN nº. 2.689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº. 4.131.
Oferta de Dispersão	O montante de no mínimo, 10% e, no máximo, 20% das Ações da Oferta, excluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, será destinado prioritariamente a Investidores Qualificados Brasileiros que realizarem Pedido de Reserva, observado o valor mínimo de investimento de R\$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R\$1.000.000,00 por Investidor Qualificado Brasileiro.
Oferta Institucional	As Ações não destinadas à Oferta de Dispersão, bem como eventuais sobras de Ações que não tiverem sido destinadas aos Investidores Qualificados Brasileiros no âmbito da Oferta de Dispersão que realizaram Pedidos de Reserva, serão destinadas a Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros. Não serão admitidas, para os Investidores da Oferta Institucional, reservas antecipadas e não haverá valores mínimos ou máximos de investimento.
Pessoas Vinculadas	São os Investidores que sejam: (i) nossos administradores ou controladores, (ii) administradores ou controladores das Instituições Participantes da Oferta, (iii) outras partes vinculadas à Oferta, bem como (iv) os cônjuges, companheiros, ascendentes, descendentes e colaterais até o segundo grau das pessoas identificadas nos itens (i), (ii) e (iii). A Oferta será destinada prioritariamente aos nossos atuais acionistas, incluindo nosso Acionista Controlador, observado o limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares). Os atuais acionistas poderão exercer seu direito de prioridade, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data de publicação do Aviso ao Mercado.
Período de Reserva	O prazo de cinco dias úteis, a ser iniciado em 3 de junho de 2008 e encerrado em 9 de junho de 2008, inclusive, o qual poderá ser prorrogado a critério dos Coordenadores da Oferta de comum acordo com a nossa Companhia, para a realização dos respectivos Pedidos de Reserva.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$883,00 e R\$1.131,00, podendo, no entanto, ser eventualmente fixado fora desta faixa.

O Preço por Ação será fixado com base no resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta, em conformidade com o artigo 44 da Instrução CVM 400. Nos termos do inciso III do parágrafo primeiro do artigo 17 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 de nossos atuais acionistas e de que as Ações serão distribuídas por meio de oferta pública, em que o valor de mercado das Ações será aferido com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, que reflete o valor pelo qual os Investidores Qualificados apresentarão suas ordens de subscrição no contexto da Oferta. Os Investidores da Oferta de Dispersão não participarão do Procedimento de *Bookbuilding*, e, portanto, não participarão da fixação do Preço por Ação.

Nos termos da regulamentação em vigor (artigo 55 da Instrução CVM 400), no caso de não ser verificado um excesso de demanda superior em 1/3 da quantidade de Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), Pessoas Vinculadas poderão participar do Procedimento de *Bookbuilding* e subscrever Ações na Oferta Institucional, até o limite máximo de 25% da Oferta (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares). Caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 da quantidade de Ações inicialmente ofertada (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) não será permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta ou pelos Coordenadores Contratados, de Ações aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento realizadas por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente canceladas, excepcionadas as Ações eventualmente alocadas prioritariamente aos nossos atuais Acionistas, incluindo o nosso Acionista Controlador, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400. A este respeito, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, foi permitida a concessão de prioridade na subscrição das Ações aos atuais acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, desde que observado o referido limite máximo de 25% da Oferta, independentemente da demanda da Oferta. Os atuais acionistas poderão exercer seu direito de prioridade de subscrição na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data de publicação do Aviso ao Mercado. A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, bem como a alocação prioritária aos nossos atuais acionistas, ainda que observado o limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), poderá promover má formação de preço ou redução da liquidez das Ações no mercado secundário. Os investimentos realizados em decorrência dos contratos de *total return swap* não serão considerados investimentos por Pessoas Vinculadas para fins da Oferta. Para informações adicionais veja a seção “Fatores de Risco – A subscrição de Ações por Pessoas Vinculadas poderá ter um impacto adverso na liquidez das nossas Ações, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta ao nosso Acionista Controlador, e a participação de Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode impactar a definição do Preço por Ação, acarretando no risco de má formação de preço” na página 84 deste Prospecto.

	As Ações serão negociadas em lotes mínimos de 100 Ações e não haverá mercado para a negociação de frações de lotes durante os 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento.
Capital Social	Na data deste Prospecto, o nosso capital social é de R\$2.324.176.536,78 dividido em 8.238.685 ações ordinárias, 7.196.000 ações preferenciais classe “A” e 719.600 ações preferenciais classe “B”. Considerando o exercício pela Centennial Asset do bônus de subscrição, com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00 indicado na capa deste Prospecto, seriam emitidas 10.231.048 novas ações ordinárias e o nosso capital social seria composto de 18.469.733 ações ordinárias, 7.169.000 ações preferenciais classe “A” e 719.600 ações classe “B” perfazendo um total de R\$2.324.189.325,59. Após a realização da Oferta, nosso capital social passará a ser de R\$7.304.188.999,59, com base no ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, e será representado por 31.330.715 ações ordinárias. Para informações adicionais, veja a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações”, na página 196 deste Prospecto.
Ações em Circulação ou <i>Free Float</i>	São todas as ações emitidas pela Companhia, excetuadas as ações detidas pelo Acionista Controlador, por pessoas a ele vinculada e por administradores da Companhia. Tendo em vista que o acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia será extinto com a realização da Oferta, a Companhia já terá, a partir da data de publicação do Anúncio de Início, Ações em Circulação acima do percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado.
Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	Procedimento a ser conduzido pelos Coordenadores da Oferta junto a Investidores Qualificados Brasileiros e pelos Agentes de Colocação Internacional junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em ambos os casos exclusivamente no contexto da Oferta Institucional, nos termos do artigo 44 da Instrução CVM 400.
Valor Total da Oferta	R\$4.979.999.674,00, considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto.
Pedido de Reserva	Formulário específico a ser preenchido durante o Período de Reserva por Investidor Qualificado Brasileiro que desejar participar da Oferta de Dispersão.
Regime de Colocação – Garantia Firme de Liquidação	A totalidade das Ações objeto da Oferta será colocada no Brasil pelas Instituições Participantes da Oferta, coordenadas pelos Coordenadores da Oferta, em regime de garantia firme de liquidação. A garantia firme de liquidação consiste na obrigação de cada Coordenador da Oferta subscrever, na Data de Liquidação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (a) o número de Ações objeto da garantia firme de liquidação prestada por cada um, nos termos do Contrato de Distribuição, e (b) o número de Ações efetivamente colocadas no mercado e efetivamente pagas pelos investidores. Tal garantia será vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de <i>Bookbuilding</i> e celebrado o Contrato de Distribuição.

Data de Liquidação	A liquidação física e financeira ocorrerá três dias úteis após a data de publicação do Anúncio de Início, com a entrega das Ações aos respectivos investidores.
Data de Liquidação das Ações Suplementares	Terceiro dia útil contado do exercício da Opção de Ações Suplementares.
Dividendos	O nosso Estatuto Social estabelece o pagamento de dividendo obrigatório aos acionistas de, pelo menos, 0,001% do lucro líquido apurado nas demonstrações contábeis, ajustado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a não ser que o Conselho de Administração informe à Assembléia Geral que a distribuição seria incompatível com a condição financeira e a distribuição do dividendo obrigatório for conseqüentemente suspensa. Para informações adicionais, veja as seções “Descrição do Capital Social e Outras Informações” e “Fatores de Risco – Riscos Relacionados às nossas Ações Ordinárias”, respectivamente nas páginas 196 e 81 deste Prospecto. As ações emitidas no âmbito da Oferta terão direito de recebimento de dividendos integrais declarados e demais proventos que vierem a ser distribuídos pela nossa Companhia a partir da Data de Liquidação.
Direitos, Vantagens e Restrições das Ações	As Ações garantirão aos seus titulares os mesmos direitos conferidos às demais ações ordinárias de emissão da Companhia, nos termos de nosso Estatuto Social, legislação aplicável e Regulamento do Novo Mercado, tendo direito a voto e fazendo jus ao recebimento integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados por nós a partir da Data de Liquidação. Para mais informações, veja a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações” na página 196 deste Prospecto.
Restrições à Negociação de Ações (lock-up)	De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, nos seis meses subseqüentes à Oferta, após a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado, nosso Acionista Controlador e nossos administradores não poderão vender e/ou ofertar à venda quaisquer das Ações 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% Ações e derivativos destas de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta. Sem prejuízo de restrições adicionais à alienação de Ações de nossa emissão não relacionados ao Regulamento do Novo Mercado, a vedação não se aplicará: (i) na hipótese de empréstimo de Ações que vise a permitir a antecipação do Início da Negociação das Ações em bolsa, sujeito à aprovação da BOVESPA, (ii) na hipótese de cessão ou empréstimo de ações que vise ao desempenho da atividade de formador de mercado credenciado pela BOVESPA, nesse caso limitado a até 15% da quantidade total de Ações cuja negociação esteja vedada.

Adicionalmente, durante o prazo de 180 dias a contar da data do Prospecto Definitivo (Período de *Lock-up*), a Companhia, o Acionista Controlador da Companhia e os administradores da Companhia, salvo na hipótese de prévio consentimento por escrito dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional e sujeito a determinadas exceções, obrigam-se que não irão, direta ou indiretamente: (i) oferecer, vender, comprometer-se a vender ou onerar quaisquer Ações; (ii) conceder opção de compra ou de qualquer outra forma dispor ou comprometer-se a dispor, direta ou indiretamente, de Ações, ou de qualquer outro título que constitua direito de receber indiretamente Ações, ou de qualquer outro título conversível em, permutável por, ou que outorgue direito de subscrição de Ações; (iii) solicitar ou requerer o arquivamento de um pedido de registro junto a CVM de oferta ou venda de Ações; ou (iv) celebrar qualquer instrumento ou outros acordos que transfiram a outra pessoa, no todo ou em parte, de qualquer forma, qualquer dos direitos patrimoniais relativos a Ações, independentemente de qualquer destas operações serem efetivamente liquidadas mediante a entrega de Ações, representativas de ações de nossa emissão, ou quaisquer outros valores mobiliários de nossa emissão, em dinheiro, ou de outra forma. Essas restrições à venda de ações (*lock-up*) acima descritas não se aplicam a (i) alienação de valores mobiliários nos termos do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement*, e (ii) empréstimo de Ações pelo acionista controlador da Companhia ao Agente Estabilizador, a serem empregadas nas atividades de estabilização de preço das Ações; e (iii) emissão de Ações pela Companhia, em decorrência do exercício da Opção de Ações Suplementares ou da Opção de Ações Adicionais.

**Direito de Venda Conjunta
(*Tag-Along rights*)**

Após a listagem de nossas ações ordinárias no Novo Mercado, na hipótese de alienação do nosso controle acionário, o adquirente deverá efetivar uma Oferta Pública de Aquisição (OPA) das ações de todos os nossos demais acionistas, observando as condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Novo Mercado, a um preço não inferior a 100% do preço pago por ação, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dispensado ao acionista controlador. Para informações adicionais, veja a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações”, na página 196 deste Prospecto.

**Inadequação da Oferta a
Certos Investidores**

Todos os demais investidores que não se enquadrem na categoria de Investidores Qualificados devem atentar para a inadequação da presente Oferta, uma vez que ela destina-se exclusivamente a investidores que tenham a especialização e conhecimento suficientes para tomar uma decisão de investimento fundamentada. Apesar de referido alto grau de qualificação dos investidores público alvo dessa Oferta, recomenda-se que, no contexto da Oferta, os Investidores Qualificados entrem em contato com seus advogados, contadores, consultores financeiros, bem como quaisquer outros profissionais que julguem adequados para avaliar os riscos inerentes aos negócios da Companhia, quando de suas respectivas decisões de investimento na Oferta.

Exercício do Poder de Controle Após a Oferta	Após a conclusão da Oferta, considerando as Ações Adicionais e o exercício integral da Opção de Ações Suplementares, considerando o exercício integral do bônus de subscrição pelo nosso Acionista Controlador, nosso Acionista Controlador será detentor de 58,0% de nosso capital social, tendo poderes para, dentre outros, eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e determinar o resultado de qualquer deliberação que exija aprovação de acionistas, inclusive reorganizações societárias e alienações. Para uma descrição detalhada sobre o bônus de subscrição, ver seção “Descrição do Capital Social” deste Prospecto.
Fatores de Risco	Para explicação acerca dos fatores de risco que devem ser considerados cuidadosamente antes da decisão de investimento nas Ações, ver seção “Fatores de Risco”, na página 68 deste Prospecto, além de outras informações incluídas no presente Prospecto.
Destinação dos Recursos	Estimamos que os recursos brutos provenientes da Oferta serão, aproximadamente, da ordem de R\$4.979.999.674,00, considerando o preço por ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preço estimada na capa deste Prospecto. Pretendemos empregar estes recursos para desembolsos de capital relativos à campanha exploratória em nossos atuais blocos, com novas oportunidades de investimentos, no desenvolvimento inicial de descobertas esperadas, bem como com capital de giro e despesas gerais e administrativas. Para informações adicionais, veja a seção “Destinação dos Recursos e Outras Informações”, na página 85 deste Prospecto.
Aprovações Societárias	A realização da Oferta foi aprovada em reunião de nosso Conselho de Administração realizada em 26 de maio de 2008. O aumento de capital, com exclusão do direito de preferência de nossos atuais acionistas, dentro do capital autorizado, bem como o Preço por Ação serão deliberados em Reunião de nosso Conselho de Administração a ser realizada entre a conclusão do procedimento de <i>Bookbuilding</i> e a concessão do registro da Oferta pela CVM.
Cronograma das Etapas da Oferta	Veja a seção “Informações Relativas à Oferta” na página 38 deste Prospecto.
Cláusula Arbitral	Nós, nossos acionistas, administradores e membros do nosso Conselho Fiscal (quando instalado), nos obrigamos a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, do nosso Estatuto Social, das normas editadas pelo CMN, pelo BACEN e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Novo Mercado, do Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação no Novo Mercado.

Informações Adicionais

Para descrição completa das condições aplicáveis à Oferta, ver seção “Informações Relativas à Oferta” na página 38 deste Prospecto. O registro da Oferta foi solicitado por nós e pelo Coordenador Líder em 22 de abril de 2008, estando a presente Oferta sujeita à prévia aprovação da CVM.

Informações complementares sobre a nossa Companhia e a Oferta, inclusive cópias do presente Prospecto, poderão ser obtidas junto:

- à nossa Companhia, em nossa sede social;
- ao Coordenador Líder, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº. 3.729, 8º a 10º andares, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu *website* www.ubs.com/1/p/ubslatinamerica/capital_markets.html;
- ao Credit Suisse, na Avenida Brigadeiro Faria Lima nº. 3.064, 12º, 13º e 14º andares (parte), na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu *website* <http://br.credit-suisse.com/ofertas>;
- ao Itaú BBA, na Avenida Brigadeiro Faria Lima nº. 3.400, 5º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu *website* <http://www.itaubba.com.br/portugues/atividades/prospectos.asp>;
- 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, 3º e 4º andares, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou em seu *website* www.cvm.gov.br (ao acessar esta página o investidor deverá clicar em “Ofertas em Análise”); e
- à CBLC, na Rua XV de Novembro nº. 275, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ou pelo *website* www.cbcl.com.br (ao acessar esta página o investidor deverá clicar em “Ofertas Públicas”).

Mercados de Negociação

Em 19 de maio de 2008, celebramos o Contrato de Participação no Novo Mercado, sendo que nossas Ações serão admitidas à negociação no dia útil seguinte à data de publicação do Anúncio de Início, sob o código “OGXP3”. Para informações adicionais sobre a negociação das Ações na BOVESPA, consulte uma das Instituições Participantes da Oferta. Não foi e não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações junto à SEC ou a qualquer outra agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil.

Quaisquer comunicados ao mercado serão informados por meio de publicação de Aviso ao Mercado no Diário Mercantil do Estado do Rio de Janeiro, no jornal Valor Econômico e por meio de aviso em nosso *website*, no *website* dos Coordenadores da Oferta e das demais Instituições Participantes da Oferta, indicadas acima.

As informações constantes de nosso *website* não integram o presente Prospecto e não devem ser a ele incorporadas por referência.

RESUMO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

O resumo das informações financeiras relativas ao nosso balanço patrimonial consolidado e às nossas demonstrações de resultado, conforme apresentadas nas tabelas abaixo, foram extraídas de nossas demonstrações financeiras consolidadas em e para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 e de nossas demonstrações financeiras em e para os trimestres findos em 31 de março de 2008 e 31 de março de 2007 e respectivas notas explicativas, auditadas e revisadas, respectivamente, pela KPMG e incluídas neste Prospecto.

Apesar de terem sido preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e com a Lei nº 11.638/07 e de terem sido auditadas ou revisadas, conforme o caso, por nossos auditores independentes de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, tais informações não são necessariamente indicadores dos resultados que podem ser esperados para o exercício social corrente ou para qualquer outro período, e devem ser lidas e analisadas em conjunto com as seções “Apresentação das Informações Financeiras e Outras Informações” e “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional”, respectivamente nas páginas 62 e 95 deste Prospecto. Nosso resultado financeiro para o trimestre findo em 31 de março de 2008 não é necessariamente representativo dos resultados que podem ser esperados para 2008 ou para qualquer outro trimestre.

A KPMG incluiu um parágrafo em seu relatório indicando que nos encontramos em fase pré-operacional e somos dependentes do suporte financeiro de nossos acionistas e/ou terceiros até que nossas operações se tornem rentáveis.

Tendo em vista que não iniciamos operações que gerem receitas, acreditamos que as informações financeiras contidas neste Prospecto não são indicativas, nem constituem parâmetros de comparação em relação ao perfil financeiro que esperamos possuir após o início de nossas operações.

Não incluímos neste Prospecto as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, porque a Companhia foi constituída em abril de 2006 e inicialmente possuía objeto social materialmente distinto do objeto social atual. Adicionalmente, também durante o período de três meses findo em 31 de março de 2007, a Companhia tinha objeto social materialmente distinto do objeto social sob o qual os negócios da Companhia são atualmente conduzidos. Para informações adicionais, veja a seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional” na página 95 deste Prospecto.

As tabelas abaixo apresentam um resumo das nossas informações financeiras consolidadas auditadas referentes ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 e revisadas para os períodos de três meses findos em 31 de março de 2007 e 31 de março de 2008.

Demonstração de Resultado Consolidada

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	Período de três meses findo em 31 de março de	
	2007	2008	2007
	(em R\$ milhares)	(em R\$ milhares)	
Receitas (despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas.....	(52.332)	(5.433)	(30)
Provisões para perda em investimento	(5.218)	–	(2.381)
Receitas financeiras	51.414	51.448	–
Despesas financeiras	(217)	(8.517)	–
Lucro (prejuízo) antes do Imposto			
de Renda, Contribuição Social.....	(6.353)	37.498	(2.861)
Imposto de Renda e Contribuição Social	–	(12.357)	–
Lucro líquido (prejuízo) do período/exercício.....	(6.353)	25.141	(2.861)

Resumo das informações financeiras

Balanço Patrimonial Consolidado

	Em 31 de dezembro de	Em 31 de março de	
	2007	2008	2007
	(em R\$ milhares)	(em R\$ milhares)	
Ativo Circulante			
Disponibilidades	2.338.487	828.545	3
Impostos a recuperar.....	–	11.085	–
Outros créditos	232	2.913	–
Total do ativo circulante.....	2.338.719	842.543	3
Ativo Permanente			
Imobilizado.....	7.581	8.141	–
Intangível – Concessão de blocos exploratórios.....	2.015.565	2.015.565	–
Diferidos.....	9.647	20.964	–
Total do ativo permanente.....	2.032.793	2.044.670	–
Total do Ativo	4.371.512	2.887.213	3
Passivo e Patrimônio Líquido			
Passivo Circulante			
Fornecedores.....	43.164	697	20
Impostos e Contribuições.....	362	12.638	–
Provisão para perda em investimento.....	–	–	3.713
Contas a pagar por aquisição de blocos exploratórios	2.015.565	535.842	–
Outras contas a pagar	103	401	74
Total do passivo circulante	2.059.194	549.578	3.807
Não-Circulante	–	176	2
Partes Relacionadas	–	176	2
Patrimônio Líquido (passivo descoberto)	2.312.318	2.337.459	(3.806)
Capital Social.....	2.324.177	2.324.177	4.561
Lucros (prejuízos) acumulados.....	(11.859)	13.282	(8.367)
Total do passivo e do patrimônio Líquido	4.371.512	2.887.213	3

INFORMAÇÕES RELATIVAS À OFERTA

Composição Atual do Capital Social

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

Espécie e classe	Subscrito/Integralizado	
	Quantidade ⁽¹⁾	Valor (R\$) ⁽²⁾
Ordinárias	18.469.733	1.626.932.519,10
Preferenciais Classe A ⁽³⁾	7.196.000	633.869.824,08
Preferenciais Classe B ⁽³⁾	719.600	63.386.982,41
Total	26.385.333	2.324.189.325,59

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

⁽²⁾ As ações não têm valor nominal.

⁽³⁾ Todas as ações preferenciais de emissão da Companhia serão convertidas em ações ordinárias em decorrência desta Oferta com a publicação do Anúncio de Início.

Após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, a composição de nosso capital social será a seguinte, sem considerar as Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares:

Espécie e classe	Subscrito/Integralizado	
	Quantidade ⁽¹⁾	Valor (R\$) ⁽²⁾
Ordinárias	31.330.715	7.304.188.999,59
Total	31.330.715	7.304.188.999,59

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

⁽²⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.

Após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais, a composição de nosso capital social será a seguinte, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares:

Espécie e classe	Subscrito/Integralizado	
	Quantidade ⁽¹⁾	Valor (R\$) ⁽²⁾
Ordinárias	32.319.791	8.300.188.531,59
Total	32.319.791	8.300.188.531,59

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

⁽²⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.

Após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais, e o exercício integral da Opção de Ações Suplementares, a composição de nosso capital social será a seguinte:

Espécie e classe	Subscrito/Integralizado	
	Quantidade ⁽¹⁾	Valor (R\$) ⁽²⁾
Ordinárias	33.061.598	9.047.188.180,59
Total	33.061.598	9.047.188.180,59

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

⁽²⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto.

Informações relativas à oferta

O quadro abaixo indica a quantidade de Ações detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de nossas Ações, nossos Conselheiros, bem como as ações mantidas em tesouraria, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, sem considerar as Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares:

Acionista	Quantidade de Ações e Percentagem							
	Antes da Oferta ⁽¹⁾						Após a Oferta ⁽¹⁾	
	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais Classe A ⁽²⁾	%	Ações Preferenciais Classe B ⁽²⁾	%	Ações Ordinárias	%
Centennial Asset Mining Fund LLC.....	18.469.708	100,00	0	0,00	719.600	100,00	19.189.308	61,25
Ontario Teachers' Pension Plan Board.....	1	0,00	3.599.998	50,03	0	0,00	3.599.999	11,49
Ziff Brothers Investments LLC....	2	0,00	1.250.434	17,38	0	0,00	1.250.436	3,99
UBS Prestige Fund II LLC - Class43	1	0,00	641.467	8,91	0	0,00	641.468	2,05
Morgan Stanley Uruguay Ltd.	1	0,00	514.000	7,14	0	0,00	514.001	1,64
Conselheiros	10	0,00	0	0,00	0	0,00	10	0,00
Tesouraria	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Outros	10	0,00	1.190.101	16,54	0	0,00	1.190.111	3,80
Free Float ⁽³⁾	0	0,00	0	0,00	0	0,00	4.945.382	15,78
Total	18.469.733	100,00	7.196.000	100,00	719.600	100,00	31.330.715	100,00

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção "Descrição do Capital Social" neste Prospecto.

⁽²⁾ Todas as ações preferências de emissão da Companhia serão convertidas em ações ordinárias em decorrência desta Oferta até a publicação do Anúncio de Início.

⁽³⁾ Tendo em vista que o acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia será extinto com a realização da Oferta, a Companhia já terá, a partir da data de publicação do Anúncio de Início, Ações em Circulação acima do percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado.

O quadro abaixo indica a quantidade de Ações detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de nossas Ações, nossos Conselheiros, bem como as ações mantidas em tesouraria, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais, mas sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares:

Acionista	Quantidade de Ações e Percentagem							
	Antes da Oferta ⁽¹⁾						Após a Oferta ⁽¹⁾	
	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais Classe A ⁽²⁾	%	Ações Preferenciais Classe B ⁽²⁾	%	Ações Ordinárias	%
Centennial Asset Mining Fund LLC.....	18.469.708	100,00	0	0,00	719.600	100,00	19.189.308	59,37
Ontario Teachers' Pension Plan Board.....	1	0,00	3.599.998	50,03	0	0,00	3.599.999	11,14
Ziff Brothers Investments LLC	2	0,00	1.250.434	17,38	0	0,00	1.250.436	3,87
UBS Prestige Fund II LLC - Class43	1	0,00	641.467	8,91	0	0,00	641.468	1,98
Morgan Stanley Uruguay Ltd.	1	0,00	514.000	7,14	0	0,00	514.001	1,59
Conselheiros	10	0,00	0	0,00	0	0,00	10	0,00
Tesouraria	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Outros	12	0,00	1.190.101	16,54	0	0,00	1.190.111	3,68
Free Float ⁽³⁾	0	0,00	0	0,00	0	0,00	5.934.458	18,36
Total.....	18.469.733	100,00	7.196.000	100,00	719.600	100,00	32.319.791	100,00

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção "Descrição do Capital Social" neste Prospecto.

⁽²⁾ Todas as ações preferências de emissão da Companhia serão convertidas em ações ordinárias em decorrência desta Oferta até a publicação do Anúncio de Início.

⁽³⁾ Tendo em vista que o acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia será extinto com a realização da Oferta, a Companhia já terá, a partir da data de publicação do Anúncio de Início, Ações em Circulação acima do percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado.

Informações relativas à oferta

O quadro abaixo indica a quantidade de Ações detidas por acionistas titulares de 5% ou mais de nossas Ações, nossos Conselheiros, bem como as ações mantidas em tesouraria, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta, assumindo a colocação da totalidade das Ações, incluindo as Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares:

Acionista	Quantidade de Ações e Percentagem							
	Antes da Oferta ⁽¹⁾						Após a Oferta ⁽¹⁾	
	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais Classe A ⁽²⁾	%	Ações Preferenciais Classe B ⁽²⁾	%	Ações Ordinárias	%
Centennial Asset Mining Fund LLC.....	18.469.708	100,00	0	0,00	719.600	100,00	19.189.308	58,04
Ontario Teachers' Pension Plan Board.....	1	0,00	3.599.998	50,03	0	0,00	3.599.999	10,89
Ziff Brothers Investments LLC.....	2	0,00	1.250.434	17,38	0	0,00	1.250.436	3,78
UBS Prestige Fund II LLC - Class43.....	1	0,00	641.467	8,91	0	0,00	641.468	1,94
Morgan Stanley Uruguay Ltd....	1	0,00	514.000	7,14	0	0,00	514.001	1,55
Conselheiros	10	0,00	0	0,00	0	0,00	10	0,00
Tesouraria.....	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Outros	10	0,00	1.190.101	16,54	0	0,00	2.345.580	3,60
Free Float ⁽³⁾	0	0,00	0	0,00	0	0,00	6.676.265	20,19
Total.....	18.469.733	100,00	7.196.000	100,00	719.600	100,00	33.061.598	100,00

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção "Descrição do Capital Social" neste Prospecto.

⁽²⁾ Todas as ações preferências de emissão da Companhia serão convertidas em ações ordinárias em decorrência desta Oferta até a publicação do Anúncio de Início.

⁽³⁾ Tendo em vista que o acordo de acionistas arquivado na sede da Companhia será extinto com a realização da Oferta, a Companhia já terá, a partir da data de publicação do Anúncio de Início, Ações em Circulação acima do percentual mínimo de 25% de ações em circulação exigido pelo Regulamento do Novo Mercado.

Descrição da Oferta

A Oferta compreenderá uma distribuição pública primária de, inicialmente, 4.945.382 Ações, no Brasil, mediante a coordenação dos Coordenadores da Oferta, em conformidade com os procedimentos estabelecidos na Instrução CVM 400, em mercado de balcão não-organizado, exclusivamente para Investidores Qualificados Brasileiros, e, ainda, no exterior, mediante esforços de venda coordenados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro do Securities Act, desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN nº. 2.689, e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº. 4.131, sem a necessidade, portanto, da solicitação e obtenção de registro de distribuição e colocação das Ações em agência ou órgão regulador do mercado de capitais de outro país, inclusive perante a SEC. Nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, foi permitida a concessão de prioridade na subscrição das Ações aos atuais Acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, desde que observado o limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), também estabelecido pelos Coordenadores da Oferta para participação de Pessoa Vinculada na oferta. Os atuais acionistas poderão exercer seu direito de prioridade, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data de publicação do Aviso ao Mercado.

Informações relativas à oferta

Na data deste Prospecto Preliminar, determinados acionistas da Companhia já manifestaram seu interesse em subscrever Ações na Oferta, mediante o exercício do direito de prioridade acima previsto, ao preço de mercado, no valor total de US\$670,0 milhões.

A quantidade total de Ações objeto da Oferta poderá ser acrescida das Ações Suplementares, equivalente a até 15% das Ações inicialmente ofertadas, excluídas as Ações Adicionais, conforme opção para subscrição de tais Ações outorgada pela Companhia ao Credit Suisse, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, as quais serão destinadas exclusivamente a atender a um eventual excesso de demanda que venha a ser constatado no decorrer da Oferta. O Credit Suisse terá o direito exclusivo, contado da data de assinatura do Contrato de Distribuição e por um período de 30 dias contados a partir do primeiro dia útil (inclusive) após a publicação do Anúncio de Início, de exercer a Opção de Ações Suplementares após notificação aos demais Coordenadores da Oferta, desde que a decisão sobre a sobrealocação das Ações no momento da precificação da Oferta tenha sido tomada em comum acordo pelos Coordenadores da Oferta.

Sem prejuízo do exercício da Opção de Ações Suplementares, nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400, até a data de publicação do Anúncio de Início, inclusive, a quantidade total das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Suplementares) poderá, a critério da Companhia, em comum acordo com os Coordenadores da Oferta, ser acrescida em até 20%, ou seja, até 989.076 Ações de emissão da Companhia, nas mesmas condições e preços das Ações inicialmente ofertadas.

Público Alvo da Oferta

A Oferta terá como público alvo exclusivamente (i) Investidores Qualificados Brasileiros que realizem solicitação de reserva antecipada mediante o preenchimento do Pedido de Reserva, no contexto da Oferta de Dispersão, observado, para tais investidores, o valor mínimo de investimento de R\$300.000,00 e o valor máximo de investimento de R\$1.000.000,00, e (ii) Investidores Qualificados Brasileiros, cujos valores de investimento excedam o limite de aplicação de R\$1.000.000,00, bem como determinados Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de *portfolio* nos termos da Resolução CMN nº. 2689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº. 4.131. Nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, as ações da Oferta serão alocadas prioritariamente aos nossos atuais Acionistas, incluindo nosso Acionista Controlador, observado o limite da participação de Pessoas Vinculadas na Oferta. Os atuais acionistas poderão exercer seu direito de prioridade, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data de publicação do Aviso ao Mercado.

Inadequação da Oferta

Todos os investidores que não se enquadrem na categoria de Investidores Qualificados devem atentar para a inadequação da presente Oferta, uma vez que ela destina-se exclusivamente a investidores que tenham a especialização e conhecimento suficientes para tomar uma decisão de investimento fundamentada. Apesar de referido alto grau de qualificação dos investidores público alvo dessa Oferta, recomenda-se que, no contexto da Oferta, os Investidores Qualificados entrem em contato com seus advogados, contadores, consultores financeiros, bem como quaisquer outros profissionais que julguem adequados para avaliar os riscos inerentes aos negócios da Companhia, quando de suas respectivas decisões de investimento na Oferta.

Informações relativas à oferta

Quantidade, Valor, Classe e Espécie dos Valores Mobiliários

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares:

Emissor	Quantidade	Preço por Ação ⁽¹⁾ (R\$)	Montante (R\$)	Recursos líquidos ⁽²⁾ (R\$)
Distribuição Primária				
Companhia	4.945.382	1.007,00	4.979.999.674,00	4.780.799.687,04
Total	4.945.382	1.007,00	4.979.999.674,00	4.780.799.687,04

⁽¹⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada neste Prospecto.

⁽²⁾ Recursos líquidos de comissões a serem pagas pela Companhia, sem considerar as demais despesas estimadas da Oferta e tributos aplicáveis.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, incluindo as Ações Adicionais, sem considerar as Ações Suplementares:

Emissor	Quantidade	Preço por Ação ⁽¹⁾ (R\$)	Montante (R\$)	Recursos líquidos ⁽²⁾ (R\$)
Distribuição Primária				
Companhia	5.934.458	1.007,00	5.975.999.206,00	5.736.959.237,76
Total	5.934.458	1.007,00	5.975.999.206,00	5.736.959.237,76

⁽¹⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada neste Prospecto.

⁽²⁾ Recursos líquidos de comissões a serem pagas pela Companhia, sem considerar as demais despesas estimadas da Oferta e tributos aplicáveis.

Assumindo a colocação da totalidade das Ações inicialmente ofertadas, incluindo as Ações Adicionais e as Ações Suplementares:

Emissor	Quantidade	Preço por Ação ⁽¹⁾ (R\$)	Montante (R\$)	Recursos líquidos ⁽²⁾ (R\$)
Distribuição Primária				
Companhia	6.676.265	1.007,00	6.722.998.855,00	6.454.078.900,80
Total	6.676.265	1.007,00	6.722.998.855,00	6.454.078.900,80

⁽¹⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada neste Prospecto.

⁽²⁾ Recursos líquidos de comissões a serem pagas pela Companhia, sem considerar as demais despesas estimadas da Oferta e tributos aplicáveis.

Preço por Ação

No contexto da Oferta, estima-se que o Preço por Ação estará situado entre R\$883,00 e R\$1.131,00, podendo, no entanto, ser eventualmente fixado acima ou abaixo desta faixa indicativa. O Preço por Ação será fixado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* junto Investidores Qualificados Brasileiros, realizado, no Brasil, pelos Coordenadores da Oferta, e, junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, no exterior, pelos Agentes de Colocação Internacional, conforme previsto no artigo 44 da Instrução CVM 400. 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 justificado pelo fato de que o Preço por Ação não promove a diluição injustificada dos atuais Acionistas da Companhia e de que as Ações são distribuídas por meio de oferta pública, em que o valor de mercado das Ações será aferido com a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, que reflete o valor pelo qual os Investidores Qualificados apresentaram suas ordens de subscrição no contexto da Oferta.

Informações relativas à oferta

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

Nos termos da regulamentação em vigor (artigo 55 da Instrução CVM 400), no caso de não ser verificado um excesso de demanda superior em 1/3 da quantidade de Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), Pessoas Vinculadas poderão participar do Procedimento de *Bookbuilding* e subscrever Ações na Oferta Institucional, até o limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares). Caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 da quantidade de Ações inicialmente ofertada (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) não será permitida a colocação, pelos Coordenadores da Oferta ou pelos Coordenadores Contratados, de Ações aos Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento realizadas por Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente canceladas, excepcionadas as Ações eventualmente alocadas prioritariamente aos atuais Acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400. A este respeito, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, foi permitida a concessão de prioridade na subscrição das Ações aos atuais acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, desde que observado o referido limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), independentemente da demanda da Oferta. Os atuais acionistas poderão exercer seu direito de prioridade na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data de publicação do Aviso ao Mercado. A participação de Investidores Institucionais que sejam Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding*, bem como a alocação prioritária aos acionistas da Companhia poderá promover má formação de preço ou redução da liquidez das Ações no mercado secundário. Os investimentos realizados em decorrência dos contratos de *total return swap* não serão considerados investimentos por Pessoas Vinculadas para fins da Oferta. Para informações adicionais, veja a seção “Fatores de Risco – A subscrição de Ações por Pessoas Vinculadas poderá ter um impacto adverso na liquidez das nossas Ações, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta ao nosso Acionista Controlador, e a participação de Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode impactar a definição do Preço por Ação, acarretando no risco de má formação de preço” na página 84 deste Prospecto.

As Ações serão negociadas em lotes mínimos de 100 Ações e não haverá mercado para a negociação de frações de lotes durante os 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento.

A seguir são apresentados montantes totais das comissões e dos recursos líquidos a serem recebidos por nós, calculados considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto:

	Preço (R\$) ⁽¹⁾	Comissões (R\$) ⁽¹⁾	Recursos líquidos para a Companhia (R\$) ⁽²⁾
Por Ação.....	1.007,00	199.199.986,96	4.780.799.687,04
Total	1.007,00	199.199.986,96	4.780.799.687,04

⁽¹⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto deduzido de comissões, e sem considerar demais despesas estimadas da Oferta e tributos aplicáveis.

⁽²⁾ Sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares.

Informações relativas à oferta

Não será destinada qualquer quantia do Preço por Ação para formação de reserva de capital, sendo este montante integralmente destinado à formação de nosso capital social.

Custos de Distribuição

Abaixo segue descrição dos custos relativos à Oferta:

Comissões e Despesas	Valor (R\$) ⁽⁵⁾	% em Relação ao Valor Total da Oferta	Custo unitário por Ação (R\$) ⁽⁵⁾
Comissão de Coordenação.....	27.389.998,21	0,55%	5,54
Comissão de Garantia Firme.....	82.169.994,62	1,65%	16,62
Comissão de Colocação.....	27.389.998,21	0,55%	5,54
Comissão de Incentivo ⁽¹⁾	62.249.995,93	1,25%	12,59
Total de Comissões⁽²⁾.....	199.199.986,96	4,00%	40,28
Taxas de Registro na CVM.....	165.740,00	0,00%	0,03
Despesas com assessores financeiros ⁽³⁾	75.000,00	0,00%	0,02
Despesas com advogados e consultores ⁽³⁾	6.245.000,00	0,13%	1,26
Despesas com auditores externos ⁽³⁾	200.000,00	0,00%	0,04
Outras Despesas ⁽³⁾⁽⁴⁾	1.500.000,00	0,03%	0,30
Total Despesas.....	8.185.740,00	0,16%	1,66
Total Geral.....	207.385.726,96	4,16%	41,94

⁽¹⁾ Comissão de Incentivo será determinada pela Companhia após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*.

⁽²⁾ Sem considerar as Ações Adicionais e o exercício da Opção de Ações Suplementares.

⁽³⁾ Despesas estimadas.

⁽⁴⁾ Custos estimados com *road show*, impressão e publicações.

⁽⁵⁾ Considerando o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, correspondente a R\$1.007,00.

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. O percentual aplicado à remuneração dos Coordenadores da Oferta não varia de acordo com o Preço por Ação.

Aprovações Societárias

A realização da Oferta foi aprovada em reunião de nosso Conselho de Administração realizada em 26 de maio de 2008. O aumento de capital, com exclusão do direito de preferência de nossos atuais acionistas, dentro do capital autorizado, bem como o Preço por Ação serão deliberados em reunião de nosso Conselho de Administração a ser realizada entre a conclusão do procedimento de *Bookbuilding* e a concessão do registro da Oferta pela CVM, e sua ata será publicada no jornal Diário Mercantil na data de publicação do Anúncio de Início.

Informações relativas à oferta

Cronograma e Procedimentos da Oferta

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 logotipo dos Participantes Especiais) Disponibilização do Prospecto Preliminar Início do <i>road show</i> Início do Procedimento de <i>Bookbuilding</i>	27.05.2008
2.	Republicação do Aviso ao Mercado (com logotipo dos Participantes Especiais) Início do Período de Reserva para Investidores da Oferta de Dispersão	03.06.2008
3.	Encerramento do Período de Reserva para Investidores da Oferta de Dispersão	09.06.2008
4.	Encerramento do <i>road show</i> Encerramento do Procedimento de <i>Bookbuilding</i> Fixação do Preço por Ação Assinatura do Contrato de Distribuição e dos demais documentos da Oferta Início do prazo para o exercício da Opção de Ações Suplementares	11.06.2008
5.	Obtenção do Registro da Oferta da CVM Disponibilização do Prospecto Definitivo Publicação do Anúncio de Início	12.06.2008
6.	Início de Negociação das Ações objeto da Oferta	13.06.2008
7.	Data de Liquidação da Oferta	17.06.2008
8.	Encerramento do prazo para o exercício da Opção de Ações Suplementares	11.07.2008
9.	Data máxima de publicação do Anúncio de Encerramento	18.07.2008

⁽¹⁾ Todas as datas previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões, antecipações ou prorrogações a critério do Coordenador Líder, com a concordância dos demais Coordenadores da Oferta, dos Agentes de Colocação Internacional e da Companhia.

Procedimentos da Oferta

Após a disponibilização do Prospecto Preliminar, o encerramento do Período de Reserva, a realização do Procedimento de *Bookbuilding*, a concessão do registro da Oferta pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização do Prospecto Definitivo, os Coordenadores da Oferta e demais Instituições Participantes da Oferta realizarão a colocação pública das Ações, em mercado de balcão não organizado, observado o disposto na Instrução CVM 400 e o esforço de dispersão acionária previsto no Regulamento do Novo Mercado, por meio de duas ofertas distintas, quais sejam, a Oferta de Dispersão, a ser realizada aos Investidores da Oferta de Dispersão, e a Oferta Institucional, a ser realizada aos Investidores da Oferta Institucional, sendo que a Oferta Institucional será realizada exclusivamente pelos Coordenadores da Oferta, e Coordenadores Contratados.

O plano de distribuição da Oferta, organizado pelos Coordenadores da Oferta, nos termos do parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400, com a expressa anuência da Companhia, leva em consideração as relações com clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica dos Coordenadores da Oferta e da Companhia, observado, entretanto, que os Coordenadores da Oferta deverão assegurar a adequação do investimento ao perfil de risco de seus clientes, bem como o tratamento justo e equitativo aos investidores e realizar os melhores esforços de dispersão acionária previstos no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

Informações relativas à oferta

Oferta de Dispersão

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

- (i) durante o Período de Reserva, conforme o caso, cada Investidor Qualificado interessado em participar da Oferta de Dispersão deverá realizar Pedido de Reserva, irrevogável e irretratável, exceto pelo disposto nos itens (viii), (ix) e (x) abaixo, mediante preenchimento do mesmo perante uma única Instituição Participante da Oferta Brasileira, sem necessidade de depósito do valor do investimento pretendido, observados o valor mínimo de investimento de R\$300.000,00 e o valor máximo de R\$1.000.000,00 por Investidor da Oferta de Dispersão, sendo que tais investidores poderão estipular, no Pedido de Reserva, um preço máximo por Ação como condição de eficácia de seu Pedido de Reserva, sem necessidade de posterior confirmação, conforme previsto no parágrafo 3º do artigo 45 da Instrução CVM 400. Nesse caso, o respectivo Pedido de Reserva será automaticamente cancelado na hipótese do Preço por Ação ser fixado em valor superior ao valor estipulado pelo Investidor da Oferta de Dispersão. Os Investidores da Oferta de Dispersão que sejam Pessoas Vinculadas deverão indicar no Pedido de Reserva sua condição de Pessoa Vinculada. As Instituições Participantes da Oferta somente atenderão Pedidos de Reserva realizados por Investidores da Oferta de Dispersão titulares de conta corrente ou de conta de investimento nelas aberta ou mantida pelo respectivo investidor. As Instituições Participantes da Oferta poderão, 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 recomendam aos Investidores Qualificados Brasileiros interessados na realização de Pedidos de Reserva que leiam cuidadosamente os termos e condições estipulados no Pedido de Reserva, especialmente os procedimentos relativos à liquidação da Oferta, e as informações constantes deste Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo, e que verifiquem com a Instituição Participante da Oferta de sua preferência, antes de realizar o seu Pedido de Reserva, a necessidade de manutenção de recursos em conta de investimento nela aberta e/ou mantida, para fins de garantia do Pedido de Reserva;
- (ii) qualquer Pedido de Reserva realizado por Investidor da Oferta de Dispersão que seja Pessoa Vinculada será cancelado pela Instituição Participante da oferta que tiver recebido o Pedido de Reserva, caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400;
- (iii) caso o total de Ações objeto dos Pedidos de Reserva seja igual ou inferior ao montante de Ações destinado aos Investidores da Oferta de Dispersão, não haverá Rateio (conforme definido abaixo), sendo integralmente atendidos todos os Pedidos de Reserva e as Ações remanescentes, se houver, serão destinadas aos Investidores da Oferta Institucional, observando-se a alocação exclusiva de lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações;
- (iv) caso o total de Pedidos de Reserva dos Investidores Qualificados que participarem da Oferta de Dispersão exceda o total de Ações destinadas à Oferta de Dispersão indicado acima, será realizado rateio entre todos estes investidores, sendo que (a) até o limite de R\$300.000,00, inclusive, o critério de rateio será a divisão igualitária e sucessiva das Ações destinadas à Oferta de Dispersão entre os Investidores da Oferta de Dispersão que tiverem apresentado Pedido de Reserva nos termos do item (i) acima, limitada ao valor individual de cada Pedido de Reserva e à quantidade total de tais Ações estipulado em tal pedido, e (b) uma vez atendido o critério descrito na alínea (a) acima, as Ações destinadas à Oferta de Dispersão remanescentes serão rateadas proporcionalmente ao valor dos respectivos Pedidos de Reserva entre todos os Investidores Qualificados participantes da Oferta de Dispersão, observando-se a alocação exclusiva de lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações, e desconsiderando-se, entretanto, em ambos os casos, as frações de Ações (“Rateio”). Não será realizada alocação fracionária de lotes de 100 Ações destinadas à Oferta de Dispersão. Opcionalmente, a critério dos Coordenadores da Oferta, a quantidade de Ações destinada à Oferta de Dispersão poderá ser aumentada para que os pedidos excedentes dos Investidores Qualificados no contexto da Oferta de Dispersão possam ser total ou parcialmente atendidos, sendo que, no caso de atendimento parcial, será observado o mesmo critério de Rateio;

Informações relativas à oferta

- (v) até as 16:00 horas do primeiro dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, serão informados a cada Investidor Qualificado que tiver participado da Oferta de Dispersão pela Instituição Participante da Oferta Brasileira que tenha recebido o Pedido de Reserva, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por fac-símile, telefone ou correspondência, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas (ajustada, se for o caso, em decorrência do Rateio) e o valor do respectivo investimento, sendo que, em qualquer caso, o valor do investimento será limitado àquele indicado no respectivo Pedido de Reserva;
- (vi) até as 10:30 horas da Data de Liquidação, cada Investidor Qualificado que tiver participado da Oferta de Dispersão deverá realizar o pagamento, em recursos imediatamente disponíveis, do valor indicado no item (v) acima junto à Instituição Participante da Oferta Brasileira em que realizar seu respectivo Pedido de Reserva, sob pena de, em não o fazendo, ter seu Pedido de Reserva automaticamente cancelado;
- (vii) na Data de Liquidação, após confirmado o crédito correspondente ao produto da colocação das Ações na conta de liquidação da CBLC e a verificação de que a Companhia realizou o depósito das Ações junto ao serviço de custódia da CBLC, a CBLC, em nome de cada uma das Instituições Participantes da Oferta Brasileira junto à qual o Pedido de Reserva tenha sido realizado, entregará a cada Investidor da Oferta de Dispersão o número de Ações correspondente à relação entre o valor do investimento pretendido constante do Pedido de Reserva e o Preço por Ação, ressalvadas as possibilidades de desistência e cancelamento previstas nos itens (viii), (ix) e (x) abaixo e a possibilidade de rateio prevista no item (iv) acima. Caso tal relação resulte em fração de lotes de 100 Ações, o valor do investimento será limitado ao valor correspondente ao maior número inteiro de lotes de 100 Ações;
- (viii) caso (a) seja verificada divergência relevante entre as informações constantes do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo que altere substancialmente o risco assumido pelo Investidor da Oferta de Dispersão ou a sua decisão de investimento; (b) a Oferta seja suspensa, nos termos do artigo 20 da Instrução CVM 400; e/ou (c) a Oferta seja modificada, nos termos do artigo 27 da Instrução CVM 400, o Investidor Qualificado que tiver participado da Oferta de Dispersão poderá desistir do Pedido de Reserva, devendo, para tanto, informar sua decisão à Instituição Participante da Oferta que tenha recebido o Pedido de Reserva (i) até as 16:00 horas do quinto dia útil subsequente à data de disponibilização do Prospecto Definitivo, no caso da alínea (a) acima; e (ii) até as 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 das alíneas (b) e (c) acima. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão não informe sua decisão de desistência do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, o Pedido de Reserva será considerado válido e o Investidor da Oferta de Dispersão deverá efetuar o pagamento do valor do investimento. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão já tenha efetuado o pagamento nos termos do item (vi) acima e venha a desistir do Pedido de Reserva nos termos deste inciso, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, no prazo de três dias úteis contados do pedido de cancelamento do Pedido de Reserva;
- (ix) caso não haja conclusão da Oferta ou em caso de rescisão do Contrato de Distribuição, todos os Pedidos de Reserva serão cancelados e a Instituição Participante da Oferta comunicará ao Investidor Qualificado que com ela tenha realizado Pedido de Reserva, o cancelamento da Oferta, o que poderá ocorrer, inclusive, mediante publicação de aviso ao mercado. Caso o Investidor da Oferta de Dispersão já tenha efetuado o pagamento nos termos do item (vi) acima, os valores depositados serão devolvidos sem juros ou correção monetária, no prazo de três dias úteis contados da comunicação do cancelamento da Oferta; e
- (x) na hipótese de haver descumprimento, por qualquer um dos Coordenadores Contratados ou dos Participantes Especiais, de qualquer das normas de conduta previstas na regulamentação aplicável à Oferta, incluindo, sem limitação, aquelas previstas na Instrução CVM 400, tal Coordenador Contratado ou Participante Especial deixará de integrar o grupo de instituições financeiras responsáveis pela colocação das Ações no âmbito da Oferta, pelo que serão cancelados todos os Pedidos de Reserva que tenha recebido. O Coordenador Contratado ou o Participante Especial a que se refere este item (x) deverá informar imediatamente os Investidores da Oferta de Dispersão de quem tenham recebido Pedido de Reserva sobre o referido cancelamento.

Informações relativas à oferta

As Instituições Participantes da Oferta somente atenderão aos Pedidos de Reserva feitos por Investidores da Oferta de Dispersão, titulares de conta corrente bancária ou de conta de investimento neles aberta ou mantida pelo respectivo investidor.

Oferta Institucional

A Oferta Institucional também será direcionada exclusivamente aos Investidores Qualificados, compreendendo, contudo, Investidores Qualificados Brasileiros, cujos valores de investimento excedam o limite de aplicação de R\$1.000.000,00, bem como determinados Investidores Qualificados Estrangeiros que invistam no Brasil segundo as normas de investimento externo de *portfolio* nos termos da Resolução CMN nº. 2689 e da Instrução CVM 325, ou, ainda, nos termos das normas de investimento externo direto da Lei nº. 4.131. Nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, as Ações da Oferta serão alocadas prioritariamente aos atuais acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, observado o limite máximo de 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), também estabelecido pelos Coordenadores da oferta para participação de Pessoas Vinculadas na Oferta. Os atuais acionistas poderão exercer seu direito de prioridade, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400, na proporção de suas respectivas participações no capital social da Companhia na data de publicação do Aviso ao Mercado.

As Ações não destinadas à Oferta de Dispersão, bem como as Ações destinadas à Oferta de Dispersão que não tiverem sido alocadas serão destinadas inicialmente à colocação pública junto a Investidores Qualificados Brasileiros e Investidores Qualificados Estrangeiros, de acordo com o seguinte procedimento:

- (i) os Investidores Qualificados Brasileiros interessados em participar da Oferta deverão apresentar suas intenções de investimento durante o Procedimento de *Bookbuilding*, inexistindo pedidos de reserva ou limites máximos de investimento;
- (ii) caso seja verificado excesso de demanda superior em 1/3 das Ações inicialmente ofertadas (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), não será permitida a colocação, por qualquer Instituição Participante da Oferta aos Investidores Qualificados Brasileiros que sejam Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento realizadas por Investidores Qualificados Brasileiros que sejam Pessoas Vinculadas automaticamente canceladas, excepcionadas as Ações eventualmente alocadas prioritariamente aos atuais Acionistas da Companhia, incluindo o Acionista Controlador, nos termos do artigo 21 da Instrução CVM 400;
- (iii) caso as intenções de investimento obtidas durante o Procedimento de *Bookbuilding* excedam o total de Ações remanescentes após o atendimento da Oferta de Dispersão, os Coordenadores da Oferta darão prioridade aos Investidores Qualificados que, a seu exclusivo critério, melhor atendam o objetivo da Oferta de criar uma base diversificada de investidores, integrada por investidores com diferentes critérios de avaliação das nossas perspectivas, nosso setor de atuação e a conjuntura macroeconômica brasileira e internacional;
- (iv) até as 16:00 horas do primeiro dia útil subsequente à data de publicação do Anúncio de Início, o Coordenador Líder informará aos Investidores Qualificados, por meio do seu respectivo endereço eletrônico, ou, na sua ausência, por telefone ou fac-símile, a Data de Liquidação, a quantidade de Ações alocadas e o Preço por Ação; e
- (v) a entrega das Ações alocadas deverá ser efetivada na Data de Liquidação, mediante pagamento em moeda corrente nacional, à vista e em recursos imediatamente disponíveis, do Preço por Ação multiplicado pela quantidade de Ações alocadas na Oferta, de acordo com os procedimentos previstos no Contrato de Distribuição.

A subscrição das Ações da Oferta será formalizada mediante assinatura de boletim de subscrição, conforme modelos finais apresentados à CVM.

Informações relativas à oferta

Prazo

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 prazo de distribuição das Ações é de até seis meses contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início, o Prazo de Distribuição. A liquidação física e financeira da Oferta, observado o disposto abaixo, deverá ser realizada dentro do prazo de até três dias úteis, contados a partir da data de publicação do Anúncio de Início, a Data de Liquidação.

Caso a totalidade das Ações alocadas não tenha sido subscrita no prazo de até três dias úteis, contados a partir da data da publicação do Anúncio de Início, os Coordenadores da Oferta subscreverão, ao final de tal prazo, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre o número de Ações (sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares) e o número de Ações efetivamente distribuídas ao mercado e liquidadas pelos investidores que as subscreveram.

Investimento nas Ações

O investimento em valores mobiliários, tais como as Ações, representa um investimento de risco, uma vez que é um investimento em renda variável e, assim, os Investidores Qualificados que pretendam investir nas Ações estão sujeitos à volatilidade do mercado de capitais. Para informações adicionais, veja a seção “Fatores de Risco”, na página 68 deste Prospecto.

Informações sobre a Garantia Firme de Liquidação

A garantia firme de liquidação consiste na obrigação de cada Coordenador da Oferta subscrever, na Data de Liquidação, pelo Preço por Ação, a totalidade do saldo resultante da diferença entre (a) o número de Ações objeto da garantia firme de liquidação prestada por cada um, nos termos do Contrato de Distribuição, e (b) o número de Ações efetivamente colocadas no mercado e efetivamente pagas pelos investidores. Tal garantia será vinculante a partir do momento em que for concluído o Procedimento de *Bookbuilding* e celebrado o Contrato de Distribuição. Em caso de exercício da garantia firme de liquidação e posterior revenda das Ações ao público por qualquer um dos Coordenadores da Oferta até a publicação do Anúncio de Encerramento, o preço de revenda será o preço de mercado das Ações, limitado ao Preço por Ação, ressalvadas as atividades de estabilização a serem contratadas pela Companhia mediante a celebração do Contrato de Estabilização. No exercício da Garantia Firme de Liquidação, cada Coordenador da Oferta terá a obrigação de subscrever as Ações de acordo com a tabela abaixo:

Coordenador da Oferta	Número de Ações Objeto da Garantia Firme de Liquidação	Percentual (%)
UBS Pactual.....	1.648.462	33,33%
Credit Suisse.....	1.648.460	33,33%
Itaú BBA	1.648.460	33,33%

Contrato de Distribuição e *Placement Facilitation Agreement*

Celebraremos com os Coordenadores da Oferta e a CBLC (como interveniente anuente) o Contrato de Distribuição. De acordo com os termos do Contrato de Distribuição, os Coordenadores da Oferta em distribuir, em regime de garantia firme de liquidação, a totalidade das Ações objeto da Oferta.

Nos termos do *Placement Facilitation Agreement*, a ser celebrado entre os Agentes de Colocação Internacional e a Companhia, na mesma data de celebração do Contrato de Distribuição, os Agentes de Colocação Internacional realizarão esforços de colocação das Ações exclusivamente no exterior. As Ações que forem objeto de esforços de colocação no exterior pelos Agentes de Colocação Internacional serão obrigatoriamente subscritas, liquidadas e pagas aos Coordenadores da Oferta, em reais. As Ações serão ofertadas pelas Instituições Participantes da Oferta e pelos Agentes de Colocação Internacional pelo Preço por Ação.

Informações relativas à oferta

O Contrato de Distribuição e o *Placement Facilitation Agreement* estabelecem que a obrigação dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional de efetuarem o pagamento pelas Ações está sujeita a determinadas condições, tais como (i) a entrega de opiniões legais por nossos e seus assessores jurídicos; (ii) a assinatura de termos de restrição à negociação de Ações pela nossa Companhia, por nossos administradores. 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, conforme detalhado a seguir.

O *Placement Facilitation Agreement* apresenta uma cláusula de indenização em favor dos Agentes de Colocação Internacional para indenizá-los caso qualquer um deles venha a sofrer perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Circular* ou no *Final Offering Circular*, hipótese na qual os Agentes de Colocação Internacional terão o direito de regresso contra a nossa Companhia. O *Placement Facilitation Agreement* possui declarações específicas em relação à observância de isenções das leis de valores mobiliários dos EUA, 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 a nossa Companhia no exterior. Estes procedimentos no exterior, em especial nos EUA, poderão envolver valores substanciais, em decorrência do critério utilizado nos EUA para o cálculo das indenizações devidas nestes processos. Além disso, devido ao sistema processual dos EUA, 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. A eventual condenação da Companhia em um processo no exterior em relação a incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Circular* ou no *Final Offering Circular*, se envolver valores elevados, poderá ter um impacto significativo e adverso para a nossa Companhia.

Após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, uma versão assinada do Contrato de Distribuição estará disponível para consulta e obtenção de cópias junto à Companhia, ao Coordenador Líder e à CVM, nos endereços indicados no item “Informações Complementares da Oferta” na página 55 abaixo.

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

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(s) acionista(s) controlador(es) e administradores 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(s) acionista(s) controlador(es) e administradores não poderão, pelo período de seis meses adicionais, vender e/ou ofertar à venda mais do que 40% das ações de nossa emissão e derivativos destas de que eram titulares imediatamente após a efetivação da Oferta exceto a transferência de Valores Mobiliários 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, e com o Código de Auto-Regulação da Associação Nacional dos Bancos de Investimento - ANBID, para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários. Nenhuma autorização será necessária caso as atividades de formador de mercado sejam realizadas por corretoras pertencentes ao grupo econômico dos Coordenadores da Oferta.

Informações relativas à oferta

Adicionalmente, durante o prazo de 180 dias a contar da data do Prospecto Definitivo (Período de *Lock-up*), a Companhia, o Acionista Controlador da Companhia e os administradores da Companhia, salvo na hipótese de prévio consentimento por escrito dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional e sujeito a determinadas exceções, obrigam-se que não irão, direta ou indiretamente, salvo na hipótese de consentimento prévio por escrito dos Coordenadores da Oferta e dos Agentes de Colocação Internacional: (i) oferecer, vender, comprometer-se a vender ou onerar quaisquer Ações; (ii) conceder opção de compra ou de qualquer outra forma dispor ou comprometer-se a dispor, direta ou indiretamente, de Ações, ou de qualquer outro título que constitua direito de receber indiretamente Ações, ou de qualquer outro título conversível em, permutável por, ou que outorgue direito de subscrição de Ações; (iii) solicitar ou requerer o arquivamento de um pedido de registro junto a CVM de oferta ou venda de Ações; ou (iv) celebrar qualquer instrumento ou outros acordos que transfiram a outra pessoa, no todo ou em parte, de qualquer forma, qualquer dos direitos patrimoniais relativos a Ações, independentemente de qualquer destas operações serem efetivamente liquidadas mediante a entrega de Ações, representativas de ações de nossa emissão, ou quaisquer outros valores mobiliários de nossa emissão, em dinheiro, ou de outra forma. Essas restrições à venda de ações (*lock-up*) acima descritas não se aplicam a (i) alienação de valores mobiliários nos termos do Contrato de Distribuição e do *Placement Facilitation Agreement*, e (ii) empréstimo de Ações pelo acionista controlador da Companhia ao Agente Estabilizador, a serem empregadas nas atividades de estabilização de preço das Ações; e (iii) emissão de Ações pela Companhia, em decorrência do exercício da Opção de Ações Suplementares ou da Opção de Ações Adicionais.

Estabilização do Preço por Ação

O Credit Suisse por intermédio da Credit Suisse (Brasil) S.A. Corretora de Títulos e Valores Mobiliários poderá realizar atividades de estabilização de preço das Ações, pelo prazo de até 30 dias contados da data de Início de Negociação, por meio de operações de compra e venda de Ações em conformidade com as disposições legais aplicáveis e o Contrato de Estabilização, o qual deverá ser aprovado pela BOVESPA e pela CVM antes da publicação do Anúncio de Início.

Após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, uma versão assinada do Contrato de Estabilização estará disponível para consulta e obtenção de cópias junto à Companhia, aos Coordenadores da Oferta e à CVM, nos endereços indicados no item “Informações Complementares da Oferta” na página 55 deste Prospecto.

Direitos, Vantagens e Restrições das Ações

As Ações conferirão aos seus titulares os direitos, as vantagens e as restrições decorrentes da Lei das Sociedades por Ações, do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BOVESPA e do Estatuto Social, dentre os quais, os seguintes:

- (i) direito de voto nas Assembléias Gerais de nossa Companhia;
- (ii) direito ao dividendo mínimo obrigatório, em cada exercício social, equivalente a 0,001% do lucro líquido ajustado do respectivo exercício nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações;
- (iii) em caso de alienação, direta ou indireta, a título oneroso, do controle de nossa Companhia, ainda que por meio de operações sucessivas, esta deverá ser contratada sob condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente do controle se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações (“OPA”) dos demais acionistas, observando as condições e os prazos previstos nas normas vigentes, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário ao do alienante do controle (100% *tag along*);

Informações relativas à oferta

- (iv) em caso de cancelamento do registro de companhia aberta de nossa Companhia ou de cancelamento de listagem de nossa Companhia no Novo Mercado da BOVESPA, direito de alienação de suas ações em OPA a ser lançada pelo acionista controlador ou pela Companhia por, no mínimo, seu respectivo valor econômico apurado mediante elaboração de laudo de avaliação por empresa especializada e independente de nossa Companhia, nossos administradores e nossos controladores, bem como do poder de decisão destes, com experiência comprovada e escolhida por assembléia de acionistas titulares de ações em circulação a partir de lista tríplice apresentada pelo nosso Conselho de Administração;
- (v) 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; e
- (vi) todos os demais direitos assegurados às Ações, nos termos previstos no Regulamento de Listagem do Novo Mercado, no Estatuto Social da Companhia e na Lei das Sociedades por Ações.

As Ações de emissão da Companhia serão listadas na BOVESPA sob o símbolo “OGXP3”.

As nossas Ações serão negociadas exclusivamente em lotes individuais e indivisíveis de 100 Ações e a realização de quaisquer desdobramentos de Ações será vedada por um período de 18 meses a partir da data de publicação do Anúncio de Encerramento.

Admissão à Negociação de Ações e Participação no Novo Mercado

Em 19 de maio de 2008, celebramos Contrato de Participação no Novo Mercado, o qual terá eficácia na data de publicação do Anúncio de Início da Oferta. Nossas Ações passarão a ser negociadas no Novo Mercado sob o código “OGXP3” no dia útil seguinte à publicação do referido Anúncio de Início. Não será realizado nenhum registro da Oferta ou das Ações na SEC ou em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil.

Alteração das Circunstâncias, Revogação ou Modificação

Nós poderemos requerer que a CVM nos autorize a modificar ou cancelar a Oferta, caso ocorram alterações posteriores, materiais e inesperadas nas circunstâncias inerentes à Oferta, inexistentes na data do pedido de registro de distribuição, que resultem em um aumento relevante nos riscos assumidos por nós. Adicionalmente, nós poderemos modificar, a qualquer tempo, a Oferta, a fim de melhorar seus termos e condições para os investidores, conforme disposto no parágrafo 3º, do artigo 25 da Instrução CVM 400. Caso o requerimento de modificação 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 jornais Diário Mercantil, Gazeta Mercantil e Valor Econômico, veículos também usados para divulgação do Aviso ao Mercado e do Anúncio de Início, conforme disposto no artigo 27 da Instrução CVM 400. Após a publicação do Anúncio de Retificação, os Coordenadores da Oferta somente aceitarão ordens no Procedimento de *Bookbuilding* e Pedidos de Reserva daqueles Investidores Qualificados que se declararem cientes dos termos do Anúncio de Retificação. Os Investidores Qualificados 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 ineficazes 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, conforme aplicável.

Informações relativas à oferta

Suspensão e Cancelamento da Oferta

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

A suspensão ou o cancelamento da Oferta será informado aos investidores que já tenham aceitado a Oferta, sendo-lhes facultada, na hipótese de suspensão, a possibilidade de revogar a aceitação até o 5º 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 três dias úteis, sem qualquer remuneração ou correção monetária.

Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder

Além do relacionamento relativo à Oferta, um membro da diretoria do Coordenador Líder, Rodolfo Riechert, é membro de nosso Conselho de Administração. Além disso, um fundo administrado por nosso Coordenador Líder é nosso acionista, e o Coordenador Líder emitiu em nosso favor uma fiança bancária. Adicionalmente, em 2007, fomos assessorados pelo Coordenador Líder em processo privado de aumento de capital. No entanto, exceto pelas comissões a serem recebidas no âmbito da Oferta, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós, ao Coordenador Líder cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação. Poderemos, no futuro, contratar o Coordenador Líder ou sociedades de seu conglomerado econômico para nos assessorar na realização de investimentos ou em quaisquer outras operações necessárias para a condução de nossas atividades, incluindo, dentre outras, operações de financiamento, de crédito, de derivativos, de câmbio, de oferta de ações e de assessoria financeira.

Operações com derivativos

O UBS AG London Branch 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 UBS AG London Branch e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações na Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial durante a Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e o Credit Suisse

Exceto no que se refere à Oferta e ao fato de sermos titulares de conta corrente no Credit Suisse, não possuímos outros relacionamentos com tal instituição. Exceto pelas comissões a serem recebidas no âmbito da Oferta, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós, ao Credit Suisse cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação. Poderemos, no futuro, contratar o Credit Suisse ou sociedades de seu conglomerado econômico para a realização de operações financeiras usuais, incluindo, entre outras, investimentos, emissões de valores mobiliários, prestação de serviços de banco de investimento, formador de mercado, crédito, consultoria financeira ou quaisquer outras operações financeiras necessárias à condução das suas atividades.

Operações com Derivativos

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

Informações relativas à oferta

Relacionamento entre a Companhia e o Itaú BBA

Na data deste Prospecto, além do relacionamento relativo à Oferta, temos relacionamento comercial com o Itaú BBA que decorre da prestação, pelo Itaú BBA, de serviços de gestão de carteira de um fundo de investimento exclusivo nosso. Adicionalmente, o Itaú BBA emitiu fiança bancária em nosso favor.

Operações com derivativos

O Itaú USA Securities Inc., 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 fixos ou flutuantes (operações de *total return swap*). O Itaú USA Securities Inc., e/ou suas afiliadas poderão adquirir Ações no âmbito da Oferta como forma de proteção (*hedge*) para essas operações. Tais operações poderão influenciar a demanda e o preço das Ações, sem, contudo, gerar demanda artificial da Oferta.

Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores Contratados

Relacionamento entre a Companhia e o Citi

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, o Citi ou sociedades de seu conglomerado econômico não tem qualquer outro relacionamento com a nossa Companhia. Neste sentido, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós ao Citi cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação. Poderemos, no futuro, contratar o Citi ou sociedades de seu conglomerado econômico para nos assessorar, inclusive, na realização de investimentos ou em quaisquer outras operações necessárias para a condução de nossas atividades.

Relacionamento entre a Companhia e o Santander

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, possuímos aplicações financeiras junto ao Santander. Além disso, o Santander presta serviços bancários à Companhia relativos fianças bancárias, com o objetivo de garantir o cumprimento de obrigações assumidas pela Companhia perante a ANP.

Relacionamento entre a Companhia e o HSBC

Na data deste Prospecto, além do relacionamento referente à Oferta, o HSBC ou sociedades de seu conglomerado econômico não tem qualquer outro relacionamento com a nossa Companhia. Neste sentido, não há qualquer remuneração a ser paga, por nós ao HSBC cujo cálculo esteja relacionado ao Preço por Ação. Poderemos, no futuro, contratar o HSBC ou sociedades de seu conglomerado econômico para nos assessorar, inclusive, na realização de investimentos ou em quaisquer outras operações necessárias para a condução de nossas atividades.

Relacionamento entre a Companhia e o Votorantim

Além da presente Oferta, mantemos relacionamento comercial com o Votorantim e/ou as demais instituições financeiras integrantes de seu conglomerado financeiro, de acordo com práticas usuais do mercado financeiro. Além disso, possuímos aplicações financeiras junto ao Banco Votorantim. No âmbito da Oferta, exceto as comissões descritas neste Prospecto, o Banco Votorantim não receberá nenhum valor adicional.

Informações relativas à oferta

Instituição Financeira Escriutadora das Ações

A instituição financeira contratada para a prestação de serviços de escrituração das Ações é o Banco Itaú S.A.

Informações Complementares da Oferta

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 deste Prospecto possibilita aos investidores uma análise detalhada dos termos e condições da Oferta e dos riscos a ela inerentes. Para a obtenção de mais informações sobre a Oferta, os investidores interessados deverão dirigir-se à CVM, nos seguintes endereços: (a) Rua Sete de Setembro n.º 111, 5º andar, Rio de Janeiro - RJ, tel.: (0xx21) 3233-8686 ou (b) Rua Cincinato Braga n.º 340, 2º andar, Edifício Delta Plaza, São Paulo - SP, tel.: (0xx11) 2146-2000, ou contatar quaisquer das Instituições Participantes da Oferta, nos endereços indicados abaixo:

Coordenadores da Oferta

Banco UBS Pactual S.A. – Coordenador Líder

Av. Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.729, 8º a 10º andares
04538-133 São Paulo, SP
At.: Sr. Fabio Nazari
Tel.: (0xx11) 3383-2000
Fax: (0xx11) 3383-2474
E-mail: fabio.nazari@ubs.com
Internet: http://www.ubs.com/1/p/ubslatinamerica/capital_markets.html

Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.

Av. Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.064, 12º, 13º e 14º andares (parte)
01451-000 São Paulo, SP
At.: Sr. Allan Libman
Tel.: (0xx11) 3841-6800
Fax: (0xx11) 3841-6912
E-mail: allan.libman@credit-suisse.com
Internet: <http://br.credit-suisse.com/ofertas>

Banco Itaú BBA S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima n.º. 3.400, 5º andar
São Paulo, SP
At.: Sr. Fernando Fontes Iunes
Tel.: (0xx11) 3708-8000
Fax: (0xx11) 3708-8107
E-mail: ffiunes@itaubba.com.br
Internet: <http://www.itaubba.com.br/portugues/atividades/prospectos.asp>

Coordenadores Contratados

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

Avenida Paulista n.º 1.111, 11º andar
São Paulo, SP
At.: Sr. Roberto Serwaczak
Tel.: (0xx11) 4009-7449
Fax.: (0xx11) 4009-5549
E-mail: roberto.serwaczak@citi.com
Internet: <http://www.citibank.com.br/corporate>

Informações relativas à oferta

Banco Santander S.A.

Rua Hungria, n.º 1.400

São Paulo, SP

At.: Sr. Glenn Mallett

Tel.: (0xx11) 3012-7181

Fax.: (0xx11) 3012-7393

E-mail: gmallett@santader.com.br

Internet: www.superbroker.com.br (ao acessar esta página, o investidor deverá clicar em “Últimas Ofertas Públicas”)

HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.064, 2º andar

São Paulo, SP

At.: Sr. Eduardo Rangel

Tel.: (0xx11) 3847-9740

Fax.: (0xx11) 3847-9857

E-mail: eduardo.h.rangel@hsbc.com.br

Internet: www.hsbcbroker.com.br

Banco Votorantim S.A.

Av. Roque Petroni Júnior, n.º 999, 16º andar

São Paulo, SP

At.: Sr. Roberto Roma

Tel.: (0xx11) 3043-5612

Fax: (0xx11) 3043-5645

E-mail: roberto.roma@bancovotorantim.com.br

Internet: http://www.bancovotorantim.com.br/solucao/s_underwriting.jsp

Participantes Especiais

Informações dos Participantes Especiais, incluindo as Corretoras, podem ser obtidas no Aviso ao Mercado. Informações adicionais sobre as Corretoras poderão ser obtidas na CBLC, por meio do *website* www.cbcl.com.br.

OPERAÇÕES VINCULADAS À OFERTA

Coordenador Líder

Não existem empréstimos em aberto concedidos pelo Coordenador Líder da Oferta à Companhia, seus Acionistas ou sociedades controladas pela Companhia, vinculados à presente Oferta. Para mais informações sobre outras operações envolvendo a Companhia e as Instituições Participantes da Oferta, vide a seção “Informações Relativas à Oferta – Relacionamento entre a Companhia e o Coordenador Líder” na página 53 deste Prospecto.

Coordenadores da Oferta

Credit Suisse

Não existem empréstimos em aberto concedidos pelo Credit Suisse à Companhia, seus Acionistas ou sociedades controladas pela Companhia, vinculados à presente Oferta. Para mais informações sobre outras operações envolvendo a Companhia e as Instituições Participantes da Oferta, vide a seção “Informações Relativas à Oferta – Relacionamento entre a Companhia e o Credit Suisse” na página 53 deste Prospecto.

Itaú BBA

O Itaú BBA, através de sua agência em Nassau Bahamas, concedeu em 17 de dezembro de 2007 um empréstimo para a Centennial Asset Limited, empresa indiretamente controlada pelo Sr. Eike Batista, no valor de US\$370.023.365,90 com termos, condições e garantias usuais em operações dessa natureza. O Itaú BBA firmou na mesma data contratos de derivativos relativos a este empréstimo (novamente com termos, condições e garantias usuais em operações dessa natureza). A data de vencimento do empréstimo é em 18 de dezembro de 2008 e a taxa de juros do mesmo é CDI acrescido de 1,75% ao ano. Foi paga uma taxa de estruturação relativa a este empréstimo no valor de 0,40% incidente sobre o valor total do empréstimo. Esse empréstimo e as operações de derivativos foram firmadas em condições usuais de mercado e, ainda, no bojo das relações comerciais existentes entre o Itaú BBA e o devedor, não existindo qualquer comissão adicional a ser auferida pelo Itaú BBA em decorrência do referido empréstimo e/ou das operações de derivativos (exceto pela comissão de estruturação acima descrita). Além das comissões descritas neste Prospecto, o Itaú BBA não faz juz a qualquer comissão ou benefício financeiro adicional tendo em vista a realização da presente Oferta. Para mais informações sobre outras operações envolvendo a Companhia e o Itaú BBA, vide a seção “Informações Relativas à Oferta – Relacionamento entre a Companhia e o Itaú BBA”, na página 54 deste Prospecto.

Coordenadores Contratados

Não existem empréstimos em aberto concedidos pelos Coordenadores Contratados à Companhia, seus Acionistas ou sociedades controladas pela Companhia, vinculados à presente Oferta. Para mais informações sobre outras operações envolvendo a Companhia e as Instituições Participantes da Oferta, vide a seção “Informações Relativas à Oferta – Relacionamento entre a Companhia e os Coordenadores Contratados” na página 54 deste Prospecto.

IDENTIFICAÇÃO DE ADMINISTRADORES, CONSULTORES E AUDITORES

Companhia

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

Praia do Flamengo n.º 154, 7º andar
Flamengo, Rio de Janeiro - RJ
22210-030

At.: Sr. Marcelo Faber Torres
Diretor de Relações com Investidores
Tel.: (21) 2555-5248
Fax: (21) 2555-5202
E-mail: ri@ogx.com.br

Coordenadores da Oferta

Coordenador Líder e Bookrunner

Banco UBS Pactual S.A.

Av. Brigadeiro Faria Lima, n.º 3729, 8º ao 10º andares
São Paulo – SP, 04538-133

At.: Sr. Fabio Nazari
Tel.: (11) 3383-2000
Fax: (11) 3383-2474
E-mail: fabio.nazari@ubs.com

Coordenadores e Bookrunners

Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A.

Av. Brigadeiro Faria Lima n.º 3.064, 12º, 13º e 14º andares
São Paulo – SP, 01451-000

At.: Sr. Allan Libman
Tel.: (11) 3841-6800
Fax: (11) 3841-6912
E-mail: allan.libman@credit-suisse.com

Banco Itaú BBA S.A.

Av. Brigadeiro Faria Lima, n.º 3400, 5º andar
São Paulo – SP, 04538-132

At.: Sr. Fernando Fontes Iunes
Tel.: (11) 3708-8000
Fax: (11) 3708-8107
E-mail: ffiunes@itaubba.com.br

Identificação de administradores, consultores e auditores

Coordenadores Contratados

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

Avenida Paulista nº 1.111, 11º andar
São Paulo, SP
At.: Sr. Roberto Serwaczak
Tel.: (0xx11) 4009-7449
Fax.: (0xx11) 4009-5549
E-mail: roberto.serwaczak@citi.com

Banco Santander S.A.

Rua Hungria, nº 1.400
São Paulo, SP
At.: Sr. Glenn Mallett
Tel.: (0xx11) 3012-7181
Fax.: (0xx11) 3012-7393
E-mail: gmallett@santader.com.br

HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.

Avenida Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.064, 2º andar
São Paulo, SP
At.: Eduardo Rangel
Tel.: (0xx11) 3847-9740
Fax.: (0xx11) 3847-9857
E-mail: eduardo.h.rangel@hsbc.com.br

Banco Votorantim S.A.

Av. Roque Petroni Júnior, nº 999, 16º andar
São Paulo, SP
At.: Roberto Roma
Tel.: (0xx11) 3043-5612
Fax: (0xx11) 3043-5645
E-mail: roberto.roma@bancovotorantim.com.br

Consultores Legais da Companhia

Em Direito Brasileiro

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

Alameda Joaquim Eugênio de Lima nº. 447
Cerqueira César, São Paulo - SP
01403-001

Carlos Barbosa Mello
Tel.: (11) 3147-7600
Fax: (11) 3147-7770

Em Direito Norte-Americano

Davis Polk & Wardwell

450 Lexington Avenue
New York, NY 10017
USA

Manuel Garciadiaz
Tel.: (1 212) 450-4000
Fax: (1 212) 450-3428

Identificação de administradores, consultores e auditores

Consultores Legais do Coordenador Líder

Em Direito Brasileiro

Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados

Avenida Brigadeiro Faria Lima nº. 3.144, 11º andar
São Paulo - SP
01451-000

Daniel de Miranda Facó
Tel.: (11) 3150-7000
Fax: (11) 3150-7071

Em Direito Norte-Americano

White & Case LLP

Alameda Santos nº. 1940, 3º andar
São Paulo - SP
01418-200

Donald E. Baker
Tel.: (11) 3147-5600
Fax: (11) 3147-5611

Auditores da Companhia

KMPG Auditores Independentes

Avenida Almirante Barroso nº. 52, 4º andar
Centro, Rio de Janeiro - RJ
20031-000

Manuel Fernandes Rodrigues de Sousa
Tel.: (21) 3231-9400
Fax: (21) 2544-1338
E-mail: mfernandes@kpmg.com.br

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação	A OGX Petróleo e Gás Participações S.A. é uma sociedade por ações, inscrita no CNPJ/MF sob n°. 07.957.093/0001-96, com seus atos constitutivos arquivados na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro - JUCERJA sob o NIRE 33.3.0027845-1.
Registro na CVM	A OGX encontra-se registrada na CVM sob o n°. 20.168.
Sede	Praia do Flamengo n°. 154, 7º andar, Flamengo, Rio de Janeiro – RJ, CEP 22.210-030.
Prazo de Duração	A OGX tem prazo de duração indeterminado.
Diretor de Relações com Investidores	Marcelo Faber Torres Praia do Flamengo, n°. 154, 7º andar Flamengo, Rio de Janeiro – RJ 22210-030 Tel.: (21) 2555-5248 Fax: (21) 2555-5202 e-mail: ri@ogx.com.br
Atendimento aos Acionistas	O atendimento aos acionistas da OGX é feito pelo telefone (21) 2555-5200, pelo fax (21) 2555-5202 e pelo e-mail ri@ogx.com.br. Adicionalmente, o atendimento aos acionistas da OGX é também feito pelo nosso agente escriturador, Banco Itaú S.A., localizado na Rua Boa Vista, n° 176, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, com Gercina Bueno, pelo telefone (11) 5029-1809.
Auditores Independentes	Para as demonstrações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007, e aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2007 e 31 de março de 2008, KPMG Auditores Independentes.
Jornais no qual Divulga Informações	As informações referentes à OGX são divulgadas no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no Diário Mercantil do Estado do Rio de Janeiro.

APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS INFORMAÇÕES

Introdução

As nossas demonstrações financeiras consolidadas são elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as quais incluem as determinações da Lei das Sociedades por Ações, conforme alterada (inclusive pela Lei nº. 11.638/07 que instituiu alterações quanto a elaboração das demonstrações financeiras), e disposições complementares da Comissão de Valores Mobiliários – CVM. No presente Prospecto, os termos “Real”, “Reais” e o símbolo “R\$” referem-se à moeda oficial do Brasil. Os termos “dólar” e “dólares”, assim como o símbolo “US\$”, referem-se à moeda oficial dos Estados Unidos da América.

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

Demonstrações Financeiras

As nossas demonstrações financeiras consolidadas e notas explicativas incluídas neste Prospecto foram preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, e foram auditadas para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 e objeto de revisão limitada por nossos auditores independentes para os trimestres encerrados em 31 de março de 2007 e em 31 de março de 2008. Os resultados financeiros para o trimestre findo em 31 de março de 2008 não são necessariamente indicativos dos resultados operacionais esperados para o exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2008 ou qualquer outro período.

A KPMG incluiu um parágrafo em seu relatório indicando que nos encontramos em fase pré-operacional e somos dependentes do suporte financeiro de nossos acionistas e/ou terceiros até que nossas operações se tornem rentáveis.

As demonstrações financeiras referentes ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2006 não foram incluídas neste Prospecto, uma vez que nesse período a Companhia tinha um objeto social materialmente diferente do atual quando foi fundada em abril de 2006. Adicionalmente, durante o período de três meses findo em 31 de março de 2007, o objeto social da Companhia era substancialmente diferente do atual sob o qual conduzimos nossas atividades atualmente. Para maiores informações veja a seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional” na página 95 deste Prospecto.

Dado que nossas operações que geram receitas ainda não tiveram início, acreditamos que as demonstrações financeiras apresentadas neste Prospecto não são indicativas de, ou comparáveis ao perfil financeiro que esperamos atingir quando do início de nossas operações.

Participação no Mercado e Outras Informações

Obtivemos os dados estatísticos e as informações acerca dos mercados nos quais operamos através de relatórios preparados por empresas de consultoria independentes, órgãos governamentais e publicações setoriais em geral. Apesar de nós e o Coordenador Líder acreditarmos que as fontes de tais informações são confiáveis, tais dados estatísticos, informações e dados de mercado não foram objeto de qualquer verificação independente e, portanto, não podemos garantir sua completitude ou precisão. Nenhuma informação contida neste Prospecto deve ser interpretada como uma previsão de mercado.

Apresentação das informações financeiras e outras informações

Engenheiros de Petróleo Independentes

As informações contidas neste Prospecto acerca de nossos prospectos exploratórios identificados, Recursos Potenciais Totais, Recursos Potenciais Líquidos, Recursos Potenciais Riscados Totais, Recursos Potenciais Riscados Líquidos e probabilidade de sucesso geológico e econômico foram obtidas por meio do Estudo de Viabilidade datado de 31 de março de 2008 e preparado pela DeGolyer & MacNaughton, engenheiros de petróleo independentes, conforme definido neste Prospecto. Para maiores informações, veja o Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto. O Estudo de Viabilidade não contém todas as informações que devem ser analisadas antes de se realizar uma decisão de investimento.

Projeções Financeiras

Os investidores devem observar que as projeções contidas no presente Prospecto refletem a nossa análise acerca da nossa produção, desembolsos de capital, despesas operacionais, receitas e retornos futuros baseados em uma série de premissas (veja abaixo, nesta seção, o item “Fatores que Afetam nossas Projeções”). Embora acreditemos que tais premissas são razoáveis, a razoabilidade de tais premissas não foi examinada e atestada de forma independente, salvo na extensão indicada na seção “Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações”, na página 110 deste Prospecto. Muitas das premissas também estão relacionadas a fatores comerciais, políticos e econômicos que assumimos serem prováveis futuramente no Brasil e em outras regiões produtoras de petróleo e gás natural, e no seu potencial impacto sobre nossas atividades. Nenhuma garantia é dada no sentido de que tais premissas sejam corretas.

Embora acreditemos que as projeções contidas neste Prospecto estejam baseadas em premissas razoáveis, os investidores devem estar cientes de que tais projeções estão sujeitas a diversos riscos e incertezas, e podem ser substancialmente diferentes dos resultados efetivos.

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

Fatores que Afetam nossas Projeções

As projeções incluídas neste Prospecto foram elaboradas com base em diversas premissas e a nossa capacidade de atingir os resultados esperados depende, dentre outros fatores, da nossa capacidade em obter e manter as competentes autorizações, licenças e concessões, da precisão das nossas estimativas acerca dos recursos dos nossos blocos exploratórios e suas respectivas operações, e da precisão das estimativas referentes à produção de petróleo e gás natural. Embora acreditemos que tais premissas são razoáveis, a razoabilidade de tais premissas não foi examinada e atestada de forma independente, salvo na extensão indicada na seção “Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações”, na página 110 deste Prospecto.

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

Apresentação das informações financeiras e outras informações

Não podemos garantir que as nossas operações futuras envolvendo a exploração e a produção de petróleo e gás natural não serão materialmente afetadas no futuro por questões de natureza política, ambiental ou outras, muitas das quais estão fora do nosso controle. Nossas estimativas acerca da nossa capacidade de descobrir reservas, bem como a quantidade e a qualidade de petróleo e gás natural a serem descobertos nos nossos blocos exploratórios são inerentemente incertas. Ao projetar as taxas potenciais futuras de produção de petróleo e gás natural, podemos ter deixado de levar em consideração vários fatores relevantes. Para maiores informações veja a seção “Fatores de Risco – Riscos relacionados à Indústria Brasileira de Petróleo e Gás Natural – Nossas estimativas de potenciais recursos de petróleo e gás natural envolvem um grau considerável de incerteza, que poderia afetar de modo adverso nossa capacidade de gerar receita” na página 70 deste Prospecto.

Recursos Petrolíferos

As estimativas de Recursos Potenciais apresentadas neste Prospecto foram elaboradas em conformidade com o Sistema de Administração de Recursos Petrolíferos (*Petroleum Resources Management System - PRMS*) aprovado em março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros do Petróleo, pelo Conselho Mundial de Petróleo e pela Associação Americana de Geólogos do Petróleo. Tendo em vista a incerteza da possibilidade de comercialização e a falta de sondagem suficiente, as estimativas de Recursos Potenciais não podem ser classificadas como e nem são fornecidas para comparação de possíveis recursos ou reservas. Para maiores informações, veja o Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto.

Os prospectos exploratórios estão localizados em nossos blocos exploratórios. As estimativas de Recursos Potenciais são aqueles volumes de petróleo tidos como potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda por serem descobertas.

Estimativas de Recursos Potenciais devem ser consideradas somente como previsões que podem mudar na medida em que informações adicionais se tornem disponíveis. Tais estimativas de Recursos Potenciais não estão apenas fundamentadas em informações disponíveis neste momento, mas estão também sujeitas a incertezas inerentes à aplicação de elementos subjetivos na interpretação de tais informações. As estimativas de Recursos Potenciais não devem ser confundidas com as quantidades associadas com recursos ou reservas possíveis em razão de riscos adicionais envolvidos. As quantidades que podem efetivamente ser recuperadas se forem descobertas e prospectadas podem diferir significativamente das estimativas apresentadas neste Prospecto.

Classificações

Os nossos potenciais recursos petrolíferos apresentados neste Prospecto são classificados da seguinte maneira:

Recursos Potenciais – As quantidades de petróleo estimadas, após 31 de março de 2008, como sendo potencialmente recuperáveis a partir de acumulações não descobertas pela aplicação de projetos de prospecção futura. A estimativa de quantidade de recursos para um prospecto exploratório está sujeita a incertezas tanto técnicas quanto comerciais e, de maneira geral, podem ser expressas como sendo uma faixa de variação. A faixa de variação da incerteza reflete uma faixa de variação razoável de volumes potencialmente recuperáveis estimados. Em todos os casos, a faixa de variação de incerteza depende do montante e da qualidade dos dados de natureza tanto técnica quanto comercial disponíveis e pode mudar na medida em que mais dados sejam disponibilizados.

Recursos Potenciais Totais – Recursos Potenciais, truncados e ajustados pela TEFS, considerado-se 100% de participação acionária da OGX em seus blocos exploratórios.

Recursos Potenciais Líquidos – Recursos Potenciais Totais multiplicados pela participação acionária da OGX em seus blocos exploratórios e excluindo-se a participação acionária de seus parceiros em seus blocos exploratórios.

Recursos Potenciais Riscados Totais – Recursos Potenciais Totais ajustados pela probabilidade de sucesso econômico.

Apresentação das informações financeiras e outras informações

Recursos Potenciais Riscados Líquidos – Recursos Potenciais Totais Riscados multiplicados pela participação acionária da OGX em seus blocos exploratórios e excluindo-se a participação acionária de seus parceiros em seus blocos exploratórios.

Probabilidade de Sucesso Geológico (P_g) – É a probabilidade de se descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma taxa mensurável. P_g é estimada pela quantificação da probabilidade de cada um dos seguintes fatores geológicos: geração, selo e trapa, fonte, reservatório e migração. O produto destes cinco fatores ou probabilidades é computado como P_g . Neste Prospecto, estimativas de recursos potenciais são apresentadas tanto antes quanto após os ajustes de P_g . A aplicação de P_g para estimar os volumes de recursos potenciais ajustados pela P_g não equipara recursos potenciais a reservas ou recursos contingentes. Os volumes de recursos potenciais ajustados pela P_g não podem ser comparados diretamente com ou agregados a reservas ou recursos contingentes. Estimativas de P_g são interpretativas e dependem da qualidade e da quantidade de dados disponibilizados atualmente. A obtenção de dados e informações futuros, tais como perfurações ou aquisições sísmicas adicionais, podem ter um efeito significativo sobre a estimativa da P_g . Tais dados adicionais não estão confinados à área de estudos, mas também incluem dados de áreas geológicas similares ou avanços tecnológicos que podem afetar a estimativa da P_g .

Prospecto Exploratório – Um prospecto exploratório é uma acumulação potencial suficientemente bem definida para constituir um prospecto de perfuração viável. Em relação a um prospecto exploratório, existem dados e análises suficientes para identificar e quantificar as incertezas técnicas, para determinar faixas de variação razoáveis de fatores geológicos de risco e parâmetros petrofísicos e de engenharia, bem como para estimar recursos potenciais.

Limite Econômico de Tamanho do Campo – O limite econômico de tamanho de campo (“TEFS”) é o montante mínimo de petróleo produzível necessário para recuperar o total do dispêndio de capital empregado para determinar que um prospecto exploratório tem um valor presente potencial acima de zero. Tais dispêndios incluem investimentos necessários para determinar e comprovar a viabilidade comercial da produção e para executar perfurações de delineamento ou de confirmação. Todos os custos geológicos, geofísicos, aluguéis e/ou contratos de aquisição de áreas e outros custos prévios de delineamento de área estão igualmente incluídos nas estimativas do TEFS. Assim sendo, sempre que tal metodologia for empregada para estimar o TEFS, não haverá necessidade de qualquer provisão adicional para os custos de desenvolvimento do campo.

$$TEFS = \frac{\text{Geologia} + \text{Geofísica} + \text{Perfuração} + \text{Terra} + \text{Transporte} + \text{Custo Fixo}}{\text{Potencial Presente por Barril}}$$

Truncado – A estimativa média truncada corresponde ao valor resultante esperado calculado a partir do truncamento da distribuição de recursos pelo Limite Econômico do Tamanho de Campo. Essa distribuição truncada origina uma nova série de medidas estatísticas. Para informações adicionais, veja o Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto.

Probabilidade de Limite Econômico de Tamanho do Campo – A probabilidade de limite econômico de tamanho de campo (P_{TEFS}) é definida como sendo a probabilidade de se descobrir uma acumulação suficientemente grande para ser economicamente viável. P_{TEFS} é estimada através da utilização da distribuição dos volumes potencialmente recuperáveis de recursos potenciais juntamente com o TEFS. A probabilidade associada ao TEFS pode ser determinada graficamente a partir da distribuição dos volumes recuperáveis potenciais brutos.

Probabilidade de Sucesso Econômico – A probabilidade de sucesso econômico (P_e) é definida como sendo a probabilidade de que uma determinada descoberta venha a ser economicamente viável. Ela leva em consideração P_g , TEFS, P_{TEFS} , custos de capital, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise do fluxo de caixa descontado) e outros fatores comerciais e econômicos. P_e é calculada da seguinte maneira: $P_e = P_g * P_{TEFS}$.

CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTIMATIVAS E PERSPECTIVAS SOBRE O FUTURO

Este Prospecto, assim como o Estudo de Viabilidade anexo, contém estimativas e perspectivas para o futuro, principalmente nas seções “Sumário da Companhia”, “Fatores de Risco”, “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional”, “Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações”, “Visão Geral do Setor” e “Atividades da Companhia” nas páginas 15, 68, 95, 110, 121 e 146, respectivamente, deste Prospecto.

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

- a volatilidade dos preços do petróleo e do gás natural;
- descoberta e desenvolvimento das reservas de petróleo e gás natural;
- dispêndios de capital projetados e dirigidos, bem como outros custos, obrigações e receitas;
- regulamentação governamental atual e futura da indústria do petróleo e do gás natural;
- mudanças nas leis ambientais;
- incertezas inerentes à precisão de nossos Recursos Potenciais;
- suspensão ou intervenção nas concessões ou autorizações de exploração concedidas pelo governo brasileiro;
- concorrência;
- nossa capacidade para descobrir, adquirir ou obter acesso a outros Recursos Potenciais e a explorar com sucesso os nossos atuais Recursos Potenciais;
- a disponibilidade de equipamentos de perfuração e produção de petróleo e gás natural;
- inflação, desvalorização e valorização do real e flutuações das taxas de juros;
- operações militares, atos terroristas, guerras ou embargos;
- capacidade para obter financiamentos;
- o custo e a disponibilidade da cobertura de seguro adequada; e
- outros fatores apresentados na seção “Fatores de Risco”, na página 68 deste Prospecto.

Considerações sobre estimativas e perspectivas sobre o futuro

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

Estudo de Viabilidade da Companhia

O Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto foi preparado com base na legislação brasileira e não segue as regulamentações de quaisquer outras bolsas de valores. A nossa administração acredita que o Estudo de Viabilidade foi preparado em base razoável, refletindo, atualmente, as melhores estimativas e julgamentos disponíveis, e apresenta, de acordo com o seu melhor conhecimento e opinião, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia. Entretanto, estas informações não são fatos e não se deve considerá-las como sendo necessariamente indicativas de resultados futuros. Os leitores deste Prospecto são advertidos para não colocar indevidas esperanças nas informações financeiras projetadas.

Nem a KPMG nem qualquer outro auditor independente, nem os Coordenadores da Oferta ou os Agentes de Colocação Internacional, compilaram, examinaram ou executaram quaisquer procedimentos com respeito às informações financeiras projetadas usadas para preparar o Estudo de Viabilidade, nem expressaram sua opinião ou qualquer outra forma da declaração sobre tais informações ou a possibilidade de realizarem, e não assumem nenhuma responsabilidade por, e negam qualquer associação, com estas informações financeiras projetadas.

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

FATORES DE RISCO

O investimento em nossas Ações Ordinárias envolve um alto grau de risco. O investidor deve considerar atentamente os riscos e as incertezas descritos abaixo e outras informações contidas neste Prospecto antes de realizar qualquer investimento em nossas Ações Ordinárias. Os riscos descritos abaixo não são os únicos que enfrentamos ou aos quais estão sujeitos os investimentos no Brasil. Nosso negócio, nossa situação financeira e os resultados das operações poderão ser afetados de modo desfavorável e relevante por quaisquer desses riscos. Outros riscos que atualmente não são de nosso conhecimento ou os quais julgamos ser irrelevantes também poderão afetar adversamente nosso negócio. Este Prospecto contém ainda, estimativas e projeções que envolvem riscos e incertezas. Nossos resultados poderão diferir significativamente daqueles previamente projetados em decorrência de determinados fatores, inclusive os riscos que podemos enfrentar, conforme descritos abaixo e em outras seções deste Prospecto.

Riscos Relacionados à Indústria Brasileira de Petróleo e Gás Natural

Não somos e não seremos os proprietários de quaisquer reservas de petróleo e gás natural no Brasil.

Nos termos da legislação brasileira, o governo brasileiro é o proprietário de todas as reservas de petróleo e gás natural no Brasil, tendo a concessionária a propriedade apenas sobre o petróleo e o gás natural que produzir. Possuímos exclusividade na exploração de nossas reservas, segundo os contratos de concessão que nos foram outorgados pelo governo brasileiro. Contudo, se o governo brasileiro nos restringir ou impedir de explorar essas reservas de petróleo e gás natural, nossa capacidade de gerar receita seria afetada de forma adversa, acarretando em um efeito relevante adverso nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Nossas concessões, segundo as quais nós ou nossos parceiros estamos autorizados a produzir petróleo e gás natural de várias reservas, estão sujeitas ao término antecipado ou a não renovação da concessão em determinadas circunstâncias.

Segundo os contratos de concessão firmados com a ANP, estamos autorizados a operar projetos de petróleo e gás natural de forma independente ou em consórcio com outras empresas habilitadas pela ANP, por meio dos quais nós ou nossos parceiros produziremos o petróleo e o gás natural a ser vendido, por um número determinado de anos. Essas concessões poderão ser renovadas por um período adicional, igual ao prazo de concessão original, se a renovação for solicitada mediante aviso prévio de, no mínimo, 12 meses ao término do respectivo contrato de concessão, e desde que não tenha ocorrido inadimplemento dos termos do referido contrato de concessão. Mesmo que tenham sido cumpridas as obrigações estabelecidas no contrato de concessão e que o pedido de renovação tenha sido protocolado adequadamente, a renovação da concessão está sujeita à discricionariedade da ANP. Não há, portanto, garantias de que a ANP renovará nossas concessões. Adicionalmente, a renovação da concessão pode estar condicionada ao pagamento, por nós, de novas taxas de concessão para a produção e comercialização de petróleo e gás natural.

Os contratos de concessão estabelecem o término antecipado nos seguintes casos: (i) desapropriação pelo governo por motivo de interesse público; (ii) revogação da concessão (segundo os termos do contrato de concessão); ou (iii) o não cumprimento, por nós ou por nossos parceiros, das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão.

Fatores de risco

No caso de término antecipado de um contrato de concessão, a indenização à qual teremos direito poderá não ser suficiente para nos compensar pelo valor integral dos nossos ativos. Ademais, caso haja o término antecipado de quaisquer dos contratos de concessão em decorrência do não cumprimento das obrigações, o valor da indenização devida pela ANP poderá ser reduzido consideravelmente e poderemos sofrer a imposição de multas e/ou outras penalidades. O término antecipado ou a não renovação de quaisquer de nossos contratos de concessão, por qualquer motivo, acarretaria um efeito adverso relevante em nosso negócio, nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira, bem como no preço de mercado das nossas ações.

Uma redução considerável ou prolongada dos preços do petróleo e do gás natural poderá impactar de modo adverso nosso negócio, nossa situação financeira e os resultados das nossas operações.

O preço que receberemos por nossa produção de petróleo e gás natural impactará expressivamente a nossa receita, nossa lucratividade, o acesso ao capital e a taxa de crescimento futuro. Historicamente, os mercados de petróleo e gás natural têm se demonstrado voláteis e, provavelmente, permanecerão voláteis no futuro. Os preços que receberemos por nossa produção e os níveis da nossa produção dependem de numerosos fatores externos ao nosso controle. Estes fatores incluem, sem limitação, os seguintes:

- alterações na oferta e na demanda global de petróleo e gás natural;
- as ações praticadas pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP);
- o preço e a quantidade das importações do petróleo e do gás natural estrangeiros;
- condições econômicas globais;
- condições políticas e econômicas, inclusive embargos em países produtores de petróleo, ou que afetem outras atividades de produção de petróleo, em particular no Oriente Médio, na África, na Rússia e na América do Sul;
- o nível da atividade global de exploração e produção de petróleo e gás natural;
- o nível dos estoques globais de petróleo e de gás natural;
- condições meteorológicas e outros desastres naturais;
- avanços tecnológicos que afetem o consumo de energia;
- regulamentos governamentais nacionais e estrangeiros;
- proximidade e capacidade dos oleodutos e gasodutos e de outras instalações de transporte;
- o preço e a disponibilidade das ofertas de petróleo e gás natural dos concorrentes em áreas de mercado cativas; e
- o preço e a disponibilidade de combustíveis alternativos.

Embora atualmente os preços do petróleo tenham atingido, ou estejam quase atingindo, picos históricos, não podemos prognosticar os preços futuros. Preços mais baixos do petróleo e do gás natural poderão não apenas reduzir nossas receitas por unidade, mas também o volume de petróleo e de gás natural que podemos produzir de forma econômica. Uma redução expressiva ou prolongada dos preços do petróleo e do gás natural poderá afetar, no futuro, de modo significativo e adverso, nosso negócio, nossa situação financeira, os resultados das operações, a liquidez ou a capacidade de financiar dispêndios de capital planejados.

Fatores de risco

Nossas estimativas de potenciais recursos de petróleo e gás natural envolvem um grau considerável de incerteza, que poderia afetar de modo adverso nossa capacidade de gerar receita.

Estimar reservas de petróleo e gás natural é algo complexo e impreciso. Nossos Recursos Potenciais são estimados mediante o uso de dados geológicos e de engenharia para determinar com um grau de certeza razoável se o petróleo ou o gás natural em potenciais acumulações é recuperável considerando as condições econômicas e operacionais existentes. Há incertezas na estimativa das quantidades dos recursos potenciais de petróleo e gás natural, relativas aos preços vigentes de petróleo e gás natural aplicáveis à nossa produção prevista, que poderão levar-nos a efetuar revisões em nossas atuais estimativas de Recursos Potenciais. Um risco inerente aos recursos potenciais estimados é a possibilidade de que nenhum poço seja considerado como recurso potencial economicamente viável. Esta possibilidade de não encontrar reservas é intrínseca ao nosso *portfolio*. Revisões, em nossas previsões, que indiquem uma redução em nossas estimativas de potenciais recursos poderão ocasionar, no futuro, uma redução nos níveis das projeções previstas, o que poderia acarretar um efeito adverso relevante em nossos resultados de operações e em nossa situação financeira.

Estamos sujeitos a riscos inerentes à exploração e produção de petróleo e gás natural.

Nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural envolvem diversos riscos que a combinação de experiência, conhecimento e avaliação cuidadosa poderá não ser capaz de superar. Nosso sucesso futuro dependerá do sucesso de nossas atividades de exploração e produção e da existência futura da infra-estrutura que nos permita aproveitar nossas descobertas. Adicionalmente, detemos direitos sobre cinco blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo, que serão operados pela Perenco, os quais estão localizados em águas profundas, o que geralmente aumenta os riscos e desafios técnicos nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Em consequência, nossas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas a numerosos riscos externos ao nosso controle, inclusive o risco de que a perfuração não acarrete uma produção de petróleo ou de gás natural viável, do ponto de vista comercial. Nossas decisões, de comprar, pesquisar, desenvolver ou de outra forma explorar potenciais campos ou propriedades, dependerão em parte, de análises geofísicas e geológicas, da avaliação de dados sísmicos obtidos através de análises geofísicas e geológicas, de dados de produção e de estudos de engenharia, cujos resultados são, freqüentemente, inconclusivos ou são passíveis de interpretações variadas.

Além disso, a negociabilidade da produção de petróleo e gás natural prevista em nossos projetos será afetada por numerosos fatores externos ao nosso controle. Dentre esses fatores, mas sem se limitar aos mesmos, estão as flutuações nos preços do mercado, a proximidade e capacidade dos oleodutos e gasodutos, a disponibilidade de instalações de processamento e refinamento, a disponibilidade de equipamentos e a regulamentação governamental (inclusive, sem limitação, a regulação de preços, impostos, *royalties*, produção permitida, importação e exportação de petróleo e de gás natural e proteção ambiental). O efeito desses fatores, individual ou coletivamente considerados, não poderá ser previsto com exatidão, mas poderá resultar em um retorno inadequado ao capital investido.

Mesmo que os nossos projetos se desenvolvam e se tornem operacionais, ainda assim, não há garantia de que os mesmos venham a produzir petróleo e gás natural nas quantidades ou pelos custos previstos, ou que nossos projetos não tenham a produção interrompida, total ou parcialmente, em determinadas circunstâncias. Projetos podem se tornar dispendiosos em decorrência de uma elevação dos custos operacionais para produzir petróleo e gás natural. Nossos custos operacionais reais poderão diferir, substancialmente, daqueles estimados. Além disso, é possível que outras adversidades, tais como intensificação da rigidez das leis, da regulação ambiental e de segurança e nas políticas visando o cumprimento das mesmas, e das reclamações por danos à propriedade ou às pessoas, que em consequência das operações do nosso projeto, venham acarretar custos e responsabilidades consideráveis, atrasos, incapacidade de concluir os projetos ou seu abandono, o que poderá acarretar um efeito adverso relevante nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Fatores de risco

A indústria de petróleo e gás natural depende da existência de reservas e do aumento da capacidade de produção nas reservas existentes.

Considerando que o petróleo e o gás natural são recursos naturais não renováveis, a continuidade da indústria depende da descoberta de reservas adicionais. Em geral, as áreas de produção de petróleo e gás natural diminuem à medida que se esgotam as reservas, embora a taxa de exaustão dependa das características da reserva. A menos que sejamos bem-sucedidos em nossas atividades de pesquisa e exploração, ou que adquiramos propriedades que contenham novas reservas, nossas reservas diminuirão continuamente, o que poderia acarretar um efeito adverso relevante nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Condições de mercado ou impedimentos operacionais poderão dificultar nosso acesso aos mercados de petróleo e gás natural ou atrasar nossa produção.

Além do risco de interrupção do processo de leilão público da ANP, poderemos ficar expostos, de modo desproporcional, ao impacto dos atrasos ou das interrupções da produção dos poços nas bacias licitadas, acarretado por restrições à capacidade de transporte, pela redução da produção ou pela interrupção do transporte de petróleo e gás natural produzidos em nossos campos. Além disso, condições de mercado desfavoráveis ou a ausência de acordos satisfatórios para o transporte de petróleo e gás natural poderão dificultar nosso acesso aos mercados de petróleo e gás natural ou atrasar a produção. A disponibilidade de um mercado consumidor para nossa produção de gás natural depende de uma série de fatores, incluindo a oferta e demanda de gás natural e a proximidade de gasodutos e de terminais de abastecimento. Nossa capacidade de comercializar nossa produção de gás natural dependerá, basicamente, da disponibilidade e capacidade dos sistemas de coleta, dos gasodutos e das instalações de processamento possuídas e operadas por terceiros. Se não obtivermos tais serviços em termos aceitáveis, nosso negócio poderá ser prejudicado consideravelmente. Podemos ter que fechar poços de gás natural em razão da ausência de um mercado ou da limitação ou indisponibilidade do acesso a gasodutos, dos sistemas de coleta ou das instalações de processamento. Se isto ocorrer, não conseguiremos gerar receitas, provenientes desses poços, até que se estabeleçam acordos de produção para que a produção seja entregue ao mercado, o que poderá acarretar em efeito adverso em nossa situação financeira e nos resultados das nossas operações.

O cronograma de desenvolvimento dos projetos de petróleo e gás natural está sujeito a atrasos e ao estouro de custos (orçamento), devido à indisponibilidade ou o alto custo das plataformas de perfuração, dos equipamentos, dos suprimentos e da mão de obra e dos serviços nos campos de petróleo.

Historicamente, alguns projetos de petróleo e gás natural sofreram aumentos de custos de capital e estouro do orçamento, devido a, entre outros fatores, indisponibilidade ou ao alto custo das plataformas de perfuração e de outros equipamentos essenciais, dos suprimentos, do pessoal e dos serviços no campo de petróleo. O custo de construção dos projetos não está estabelecido e continua dependente de uma série de fatores, inclusive da conclusão das estimativas detalhadas de despesas e dos custos finais de contratação, engenharia e coordenação. Não há garantia de que os cronogramas de construção e operação transcorrerão conforme planejado, sem atrasos ou estouro de custos. Quaisquer atrasos poderão elevar os custos dos projetos, exigindo capital adicional, não podendo haver garantia de que este capital estará disponível tempestivamente e a custo reduzido.

O desenvolvimento dos projetos poderá ser afetado de forma adversa por um ou mais fatores normalmente associados a grandes projetos industriais, tais como:

- escassez de equipamentos, materiais e mão de obra;
- flutuações nos preços dos materiais de construção, em particular o aço;

Fatores de risco

- atrasos na entrega de equipamentos e materiais;
- disputas trabalhistas;
- acontecimentos políticos;
- bloqueios ou embargos;
- litígio;
- condições meteorológicas desfavoráveis;
- aumentos imprevistos dos custos;
- desastres naturais;
- acidentes;
- complicações de engenharia imprevistas;
- problemas ambientais ou geológicos; e
- outras circunstâncias imprevistas.

Quaisquer desses eventos ou ocorrências imprevistas poderiam originar atrasos no desenvolvimento e na conclusão dos nossos projetos, bem como estouros de custos, que poderiam acarretar um efeito adverso em nossa situação financeira e nos resultados das operações.

A indústria do petróleo e do gás natural, inclusive a aquisição de áreas para fins de exploração, é altamente competitiva.

As indústrias brasileira e internacional de petróleo e gás natural são altamente competitivas em todos os aspectos, inclusive na pesquisa e o desenvolvimento de novas fontes de suprimento, na aquisição de direitos de concessão sobre blocos de exploração e na distribuição e comercialização de derivados de petróleo. Iremos operar em um ambiente altamente competitivo para a aquisição de áreas com fins exploratórios e para a contratação e manutenção de pessoal treinado. Muitos dos nossos concorrentes possuem e empregam recursos financeiros, técnicos e humanos maiores do que os nossos, fatores esses que podem ser particularmente importantes nas áreas nas quais iremos operar. Essas empresas poderão pagar mais por propriedades produtivas de petróleo e gás natural e por campos para fins exploratórios em potencial, e avaliar, apresentar ofertas e comprar um número maior de propriedades e de campos de exploração em potencial do que permitem nossos recursos financeiros ou humanos. Nossa capacidade de adquirir campos potenciais adicionais e de descobrir e desenvolver reservas no futuro dependerá da nossa capacidade de avaliar e selecionar propriedades adequadas e de consumir transações em um ambiente altamente competitivo. Há também 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 acarretar um efeito adverso relevante nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Fatores de risco

Empresas na indústria brasileira de petróleo e gás natural recorrem, basicamente, ao processo de leilão público regulado pela ANP para adquirir direitos de exploração de reservas de petróleo e de gás natural.

A ANP planeja oferecer concessões para a exploração de blocos em determinadas bacias de petróleo e gás natural em futuras rodadas de licitação. Os leilões promovidos pela ANP estão sujeitos ao risco de interrupção, como ocorreu no início da Oitava Rodada de Licitação, na qual houve a suspensão do número de blocos para exploração disponibilizados para o processo licitatório, devido a duas medidas liminares obtidas em ações judiciais que questionaram os detalhes das regras de licitação. Há também o risco de que a ANP não realize novas rodadas de licitação, uma vez que as mesmas são realizadas a critério da ANP e sob o seu controle, fato este que poderia acarretar um efeito substancialmente adverso em nosso negócio, na medida em que temos a intenção de adquirir direitos sobre blocos adicionais para exploração de petróleo e gás natural a fim de realizar nosso plano de negócio. Além disso, nossa qualificação como operadora B somente nos permite apresentar ofertas para blocos exploratórios em águas profundas em consórcio com uma operadora A. Tais riscos poderão acarretar em efeito adverso em nossa situação financeira e nos resultados das nossas operações. Para maiores informações, veja “Visão Geral do Setor – Concessões” na página 137 deste Prospecto.

Participantes da indústria de petróleo e gás natural estão sujeitos a leis complexas que podem afetar o custo, a maneira ou a viabilidade da realização do negócio.

As atividades de exploração e produção na indústria de petróleo e gás natural estão sujeitas a diversos regulamentos federais, estaduais, municipais e internacionais. Podemos ser obrigados a realizar amplos gastos para cumprir regulamentos governamentais, especialmente no que se refere aos seguintes assuntos:

- licenças para liberar operações de perfuração;
- depósitos obrigatórios para perfuração;
- relatórios de operações;
- espaçamento dos poços;
- unitização de acumulações de petróleo e gás natural; e
- tributação.

Segundo estas leis e regulamentos, poderíamos ser responsabilizados por lesões pessoais, danos à propriedade e outros danos. O não cumprimento dessas leis e regulamentos poderá acarretar também a suspensão ou o cancelamento das nossas operações, sujeitando-nos a penalidades administrativas, cíveis e penais. Ademais, essas leis e regulamentações podem modificar-se de forma a elevar nossos custos significativamente. Quaisquer responsabilidades, penalidades, suspensões, cancelamentos ou alterações regulatórias poderiam acarretar um efeito adverso e relevante em nossa situação financeira e nos resultados das operações.

Fatores de risco

Nossas operações futuras estão sujeitas a numerosas regulamentações ambientais e de saúde que poderão se tornar mais rigorosas no futuro e resultar em um aumento de responsabilidades e dispêndios de capital, inclusive indenização e penalidades por danos ambientais, que poderão ocasionar um efeito adverso relevante em nosso negócio e no preço de mercado de nossas Ações Ordinárias.

Todas as nossas operações futuras estão sujeitas às leis e à regulamentação ambiental federal, estadual e local. O não cumprimento de tais leis e regulamentos pode sujeitar o infrator a sanções administrativas e penais, além da obrigação de reparar e indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros. No que se refere à responsabilidade civil, a legislação ambiental brasileira adota um regime de responsabilidade rigoroso. Ademais, de acordo com a legislação e regulação ambiental brasileira, pode haver a desconsideração da personalidade jurídica da Companhia para assegurar que recursos financeiros suficientes estejam disponíveis às partes que buscam reparação dos danos causados ao meio ambiente. Na medida em que estivermos sujeitos a responsabilidades ambientais, o pagamento de tais responsabilidades ou dos custos em que possamos incorrer para sanear a poluição ambiental reduziria os fundos que, de outra forma, permaneceriam à nossa disposição, podendo acarretar um efeito substancialmente desfavorável no negócio. Se não pudermos evitar ou sanear totalmente um dano ambiental, poderemos ser obrigados a suspender as nossas operações ou a firmar medidas de cumprimento temporário até concluir o saneamento exigido. O grau de exposição ao risco em potencial poderá ser significativo e poderia acarretar um efeito adverso relevante no nosso negócio e no valor de mercado de nossas Ações Ordinárias.

Riscos Relacionados ao Nosso Negócio

Não temos histórico operacional e nosso desempenho futuro é incerto. A KPMG incluiu um parágrafo em seu relatório indicando que nos encontramos em fase pré-operacional e somos dependentes do suporte financeiro de nossos acionistas e/ou terceiros até que nossas operações se tornem rentáveis.

Somos uma empresa constituída recentemente, sem histórico operacional e, portanto, estamos sujeitos a riscos, despesas e incertezas associados à implementação do nosso plano de negócio, que não são enfrentados, normalmente, por empresas mais maduras. Empresas em seus estágios iniciais de desenvolvimento apresentam riscos de negócio consideráveis e poderão sofrer prejuízos significativos. Podemos enfrentar desafios e incertezas no planejamento financeiro devido à ausência de dados históricos disponíveis e às incertezas relativas à natureza, ao escopo e aos resultados das nossas atividades futuras. Novas empresas devem desenvolver relacionamentos comerciais bem sucedidos, estabelecer procedimentos operacionais, contratar pessoal, instalar sistemas de gestão de informações e outros sistemas, implantar instalações e obter licenças, bem como tomar outras medidas necessárias à condução de suas atividades de negócios planejadas. É possível que não tenhamos êxito na implementação das nossas estratégias de negócios ou na conclusão do desenvolvimento da estrutura necessária à realização dos nossos negócios conforme planejado. A KPMG incluiu um parágrafo em seu relatório indicando que nos encontramos em fase pré-operacional e somos dependentes do suporte financeiro de nossos acionistas e/ou terceiros até que nossas operações se tornem rentáveis.

Caso um ou mais de nossos projetos deixem de ser concluídos, se atrasem ou sejam cancelados, nossos resultados operacionais serão afetados de modo adverso e nossas operações diferirão significativamente das atividades descritas neste Prospecto. Nossos projetos podem se atrasar ou ser cancelados em função de vários motivos, inclusive instabilidade política, ação regulatória governamental, insuficiência de capital, desastres naturais, falha de engenharia ou alterações na política comercial. Em decorrência de fatores industriais ou de fatores que se relacionam especificamente a nós, podemos ter que alterar nossos métodos de condução do negócio e afetar adversamente a nossa situação financeira e nos resultados das nossas operações.

Áreas potenciais que decidamos perfurar poderão não produzir petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidade viáveis do ponto de vista comercial.

Temos apresentado, e temos a intenção de continuar apresentando, ofertas nos leilões da ANP para a aquisição de direitos de concessão de exploração de blocos que nossa administração tenha definido como áreas potenciais favoráveis para as atividades de exploração e produção. Uma área potencial favorável é um bloco de exploração no qual tenhamos identificado o que nossos geocientistas acreditem ser indicações da presença de petróleo ou gás natural, com base em informações sísmicas e geológicas disponíveis. Nossos atuais prospectos exploratórios se encontram em estágio de avaliação, que exigirá processamento e interpretação de dados sísmicos relevantes adicionais para que estejam prontas para serem perfuradas. Não é possível prever, antes da perfuração e dos testes, se um dado prospecto exploratório 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. Mesmo que quantidades comerciais de gás natural sejam descobertas em nossos blocos exploratórios, poderá não ser viável financeiramente a construção de gasodutos para a produção de gás natural.

Adicionalmente, as analogias que estabelecemos com base em dados disponíveis de outros poços, de outras áreas potenciais exploradas mais amplamente ou de campos produtivos poderão não se aplicar às nossas áreas potenciais a serem perfuradas. Poderemos cancelar nosso programa de perfuração para um prospecto exploratório se dados, estudos e resultados anteriores indicarem que não há viabilidade comercial, não compensando investimentos adicionais. Se as áreas potenciais não tiverem êxito comprovado, nosso negócio, nossa situação financeira e os resultados das operações serão afetados de modo adverso.

Os dados sísmicos utilizados por nós estão sujeitos à interpretação e poderão não identificar com exatidão a presença de petróleo e gás natural.

Mesmo quando usados e interpretados adequadamente, os dados sísmicos e tecnologias de visualização são meras ferramentas usadas para auxiliar os geocientistas a identificar estruturas em sub-superfície, assim como eventuais indicadores de hidrocarbonetos, não permitindo ao intérprete saber se os hidrocarbonetos encontram-se presentes de fato em tais estruturas. Além do mais, o uso de tecnologias sísmicas e de outras tecnologias avançadas requer maiores dispêndios pré-perfuração do que as estratégias tradicionais de perfuração, e poderíamos sofrer prejuízos em decorrência de tais dispêndios. Portanto, em decorrência disso algumas de nossas atividades de perfuração poderão não ser bem-sucedidas ou econômicas, podendo reduzir nosso índice geral de perfurações bem-sucedidas ou nosso índice de perfurações bem-sucedidas para atividades em uma determinada área, que poderá acarretar um efeito adverso relevante nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Podemos não conseguir alcançar nossos objetivos de exploração e produção.

Existe o risco de que os projetos que procuramos realizar não sejam concluídos a tempo ou dentro do nosso orçamento planejado. Além do mais, há risco de que nossos projetos possam ser interrompidos em função de diversos fatores, incluindo, mas não se limitando a:

- avaria ou falha de equipamentos ou processos;
- erros da parte contratada ou da operadora;
- não cumprimento por terceiros contratados;
- disputas trabalhistas, interrupções ou reduções na produtividade;
- elevação dos custos dos materiais ou da mão de obra;

Fatores de risco

- incapacidade de atrair um número suficiente de trabalhadores qualificados;
- atrasos na obtenção de, ou condições impostas por aprovações regulatórias;
- violação de requisitos de permissão;
- ocorrências catastróficas como incêndios, intempéries, ataques terroristas ou explosões; e
- nos termos dos nossos contratos de concessão, se não cumprirmos nossos compromissos técnicos e financeiros até datas específicas, poderemos ser obrigados a devolver nossos blocos exploratórios para a ANP.

Tais riscos poderão acarretar em um efeito adverso relevante nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Nosso Estudo de Viabilidade baseia-se em projeções de desempenho futuro que podem se revelar inexatas.

O Estudo de Viabilidade incluído como anexo ao presente Prospecto inclui projeções que se baseiam em suposições e expectativas atuais com respeito a eventos futuros e tendências financeiras. Não podemos assegurar ao investidor que estas projeções serão comprovadamente exatas, pois foram elaboradas com meros fins de ilustrar, de acordo com determinadas suposições limitadas e simplificadas, nossa projeção de recursos potenciais e custos. Além disso, em função dos julgamentos subjetivos e das incertezas inerentes às projeções, e considerando que as projeções baseiam-se em determinadas suposições sujeitas a incertezas e contingências relevantes externas ao nosso controle, não há garantia de que as projeções ou conclusões extraídas das mesmas serão concretizadas. Nossos atuais recursos, custos, fluxo de caixa, margem de lucro e exposição ao risco do nosso negócio de exploração e produção poderão ser consideravelmente menos favoráveis do que os projetados no Estudo de Viabilidade. Um risco inerente aos recursos potenciais estimados é a possibilidade de que nenhum poço seja considerado como recurso potencial economicamente viável. Esta possibilidade de não encontrar reservas é intrínseca ao nosso *portfolio*. Assim sendo, o investidor poderá perder uma parte do, ou todo seu investimento, especialmente caso as projeções ou conclusões inseridas neste Prospecto não sejam, ao final, concretizadas. Para maiores informações, veja a seção “Considerações Sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro”, na página 66 deste Prospecto.

Não seremos a operadora dos poços de perfuração em todos os nossos blocos exploratórios e, portanto, não poderemos controlar o cronograma dos esforços de desenvolvimento, os custos associados ou a taxa de produção das reservas no que se refere a tais propriedades.

À medida que desenvolvermos nosso programa de perfuração e exploração, não atuaremos como operadora dos poços de perfuração em todos os nossos blocos exploratórios. Iremos operar 14 dos nossos blocos exploratórios, ao passo que os blocos restantes serão operados por nossos parceiros Perenco ou Maersk. Assim sendo, poderemos ter uma capacidade limitada de exercer influência sobre as operações dos blocos exploratórios operados por nossos parceiros. A dependência em relação à operadora desses blocos exploratórios poderia impedir-nos de auferir os lucros visados para tais propriedades. O sucesso e o cronograma das atividades de exploração e desenvolvimento nos blocos exploratórios operados por nossos parceiros dependerão de uma série de fatores que, em grande parte, fugirão ao nosso controle, inclusive:

- o cronograma e a soma dos dispêndios de capital;
- a experiência e os recursos financeiros da operadora;
- aprovação dos outros participantes nos poços de perfuração;
- escolha da tecnologia; e
- a taxa de produção das reservas, se houver.

Fatores de risco

Esta capacidade limitada de exercer influência sobre as operações de alguns de nossos blocos exploratórios poderá acarretar em um efeito adverso nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Dependemos de determinados integrantes da nossa administração e da nossa equipe de exploração.

Os investidores que investem em nossas Ações Ordinárias devem confiar em nossa capacidade, experiência, juízo, critério, integridade e boa fé da nossa administração e no sucesso de nossas equipes técnicas e de engenharia na descoberta e desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural. Nosso desempenho e sucesso dependem, em parte, de integrantes essenciais da nossa administração e da nossa equipe de exploração, e sua perda ou afastamento poderia ser prejudicial para nosso sucesso futuro. Ao tomar a decisão de investir em nossas Ações Ordinárias, o investidor deve estar disposto a confiar, fundamentalmente, no critério e no juízo da nossa administração. A perda de quaisquer dos nossos diretores executivos ou de outros colaboradores essenciais poderia acarretar um impacto adverso relevante em nosso negócio, nos resultados da nossa operação e na nossa situação financeira, bem como no preço de mercado de nossas Ações Ordinárias. Para informações adicionais, veja a seção “Administração”, na página 182 deste Prospecto.

Nosso negócio requer investimento de capital e gastos de manutenção significativos com os quais poderemos não ser capazes de suportar

A indústria de petróleo e gás natural requer grande investimento de capital, e esperamos fazer dispêndios de capital significativos em nosso negócio e nas operações de exploração e produção das reservas de petróleo e gás natural. Pretendemos financiar nossos futuros dispêndios de capital com os recursos obtidos através desta Oferta, com o fluxo de caixa das operações e com contratos de financiamento futuros, que poderão incluir formas de financiamento de capital que diminuam a participação dos nossos acionistas. Nosso fluxo de caixa das operações e acesso ao capital está sujeito a uma série de variáveis, inclusive, entre outras:

- os preços pelos quais se vendem o petróleo e o gás natural;
- nossa capacidade de localizar e adquirir reservas; e
- nossa capacidade de extrair petróleo e gás natural dessas reservas.

Caso nossas receitas diminuam em decorrência dos baixos preços do petróleo e do gás natural, de dificuldades operacionais, de diminuição das reservas ou por qualquer outro motivo, poderemos ter capacidade limitada para obter o capital necessário ao sustento das nossas operações. Na medida em que os recursos que gerarmos internamente e os recursos disponíveis no âmbito de qualquer contrato de financiamento que possamos celebrar não bastarem para custear nossas exigências de capital, necessitaremos de financiamento adicional, seja mediante dívida ou aumento de capital. Contudo, este tipo de financiamento poderá não estar disponível, ou se o estiver, poderá não estar disponível em termos satisfatórios. Se deixarmos de gerar ou de obter capital adicional suficiente no futuro, poderíamos ser compelidos a reduzir ou postergar nossos desembolsos de capital, vender bens ou reestruturar ou refinarar nosso endividamento, o que poderia afetar adversamente os resultados de nossas operações e nossa situação financeira.

Fatores de risco

Riscos de transações de hedging associadas à nossa exposição a flutuações da moeda e dos preços das commodities podem acarretar prejuízos.

A natureza das nossas operações poderá acarretar em exposição a flutuações da moeda e dos preços das *commodities*. Poderemos usar instrumentos de financiamento e contratos de entrega física para proteger nossa exposição a esses riscos. Se nos engajarmos em transações de *hedging* poderemos nos expor a prejuízos associados ao financiamento de crédito, caso as contrapartes não cumpram os termos dos instrumentos de financiamento. Se celebrarmos contratos de *hedging*, poderemos sofrer prejuízo financeiro, caso não possamos iniciar as operações na data programada ou produzir quantidades suficientes de petróleo e de gás natural para cumprir nossas obrigações. Além disso, se não realizarmos transações de *hedging*, poderemos nos tornar mais vulneráveis às reduções nos preços do petróleo e de gás natural do que nossos concorrentes, que realizam transações de *hedging*. Além disso, transações de *hedging* poderão nos expor a exigências relacionadas à margem de caixa. Tais riscos poderão acarretar em um efeito adverso relevante nos resultados das nossas operações e em nossa situação financeira.

Poderemos estar sujeitos a conflitos de interesses em transações futuras com partes relacionadas.

Esperamos nos beneficiar das sinergias com outras empresas do Grupo EBX durante a exploração, desenvolvimento e produção dos nossos projetos. Por exemplo, esperamos nos beneficiar da experiência e dos serviços de nossas empresas irmãs LLX e MPX no que se refere a logística e eletricidade, respectivamente. Nesse sentido, podem surgir conflitos de interesse em função do nosso relacionamento com outras empresas do Grupo EBX e com nosso Acionista Controlador, os quais poderão afetar, interromper ou alterar nosso relacionamento com outras empresas do Grupo EBX. 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 de modo adverso e significativo.

Poderemos sofrer prejuízos consideráveis e estar sujeitos a ações pleiteando nossa responsabilidade em decorrência de operações futuras com petróleo e gás natural.

Pretendemos manter seguro contra riscos na operação do negócio que planejamos desenvolver e por valores que julgamos razoáveis. Contudo, tal seguro poderá conter exclusões e restrições à cobertura. Poderemos decidir não obter seguro, se julgarmos que o custo do seguro disponível é excessivo em relação aos riscos apresentados. Prejuízos e dívidas decorrentes de eventos que não tenham sido cobertos por seguro ou, nos quais a quantia assegurada seja insuficiente, poderiam afetar adversamente e de modo significativo nosso negócio, nossa situação financeira ou os resultados das operações.

Riscos Relacionados ao Brasil

As condições econômicas e políticas no Brasil poderão ter um efeito adverso em nosso negócio e no valor de mercado das nossas Ações Ordinárias.

A economia brasileira tem se caracterizado por freqüentes e por vezes drásticas intervenções do governo brasileiro e por ciclos econômicos instáveis. O governo brasileiro tem alterado, com freqüência, as políticas monetária, tributária, de crédito, tarifária e outras políticas para influenciar o curso da economia do País. Por exemplo, por vezes, as ações do governo brasileiro para controlar a inflação envolveram o controle salarial e de preços, o congelamento de contas bancárias, a imposição de controles cambiais e limites sobre as importações. Não temos controle e não podemos prever as políticas ou ações que o governo brasileiro poderá adotar no futuro.

Fatores de risco

Nossos negócios, resultados das operações, situação financeira e perspectivas, bem como os preços de mercado das Ações Ordinárias poderão ser afetados negativamente pelos seguintes fatores, dentre outros:

- inflação;
- movimentos cambiais;
- políticas de controle de câmbio (inclusive restrições à remessa de dividendos);
- flutuação das taxas de juros;
- liquidez dos mercados internos de empréstimos, de capitais e financeiro;
- expansão ou retração da economia brasileira, conforme medida pelos índices do PIB;
- escassez de energia;
- instabilidade dos preços;
- políticas tributárias;
- instabilidade social e política; e
- outros desdobramentos políticos, diplomáticos e sociais no Brasil ou que afetem o Brasil.

A incerteza relativa à possibilidade do governo brasileiro implementar mudanças nas políticas ou na regulamentação que afetem esses ou outros fatores no futuro poderá contribuir para a incerteza relativa à economia do Brasil e à elevada volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro e dos valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras. Essas incertezas poderiam nos afetar adversamente.

A inflação e os esforços do governo para combatê-la poderão contribuir significativamente para a instabilidade econômica no Brasil e prejudicar nosso negócio, os resultados das nossas operações e o valor de mercado das nossas Ações Ordinárias.

Historicamente, o Brasil sofreu altos índices de inflação. Segundo o IGP-M, os índices de inflação no Brasil foram 25,3% em 2002, 8,7% em 2003, 12,4% em 2004, 1,2% em 2005, 3,8% em 2006, 7,8% em 2007 e 2,4% no primeiro trimestre de 2008. As medidas do governo brasileiro para controlar a inflação incluíram, com frequência, a manutenção de uma política monetária rígida com elevadas taxas de juros, restringindo, portanto, a disponibilidade de crédito e freando o crescimento econômico. A inflação, as ações do governo brasileiro para combatê-la e a especulação pública com relação a possíveis medidas adicionais, também contribuíram de modo significativo para a instabilidade econômica no Brasil e para acentuar a volatilidade dos mercados de valores mobiliários brasileiros.

No futuro, o Brasil poderá sofrer altos índices de inflação, que poderão frear o ritmo de crescimento da economia brasileira. A inflação também poderá elevar uma parte dos nossos custos e das nossas despesas, que talvez não possamos repassar para nossos clientes e, portanto, esse fator poderá reduzir nossas margens de lucro e nosso lucro líquido. Além disso, em geral, uma inflação alta acarreta taxas mais elevadas de juros internos e, assim sendo, os custos com empréstimos contraídos para auxiliar na administração da nossa dívida poderão aumentar, resultando em menor lucro líquido. A inflação e seus efeitos nas taxas de juros internas poderão também acarretar a redução da liquidez nos mercados de capital e de crédito brasileiros, o que poderia afetar nossa capacidade de refinarar nosso endividamento nesses mercados. Pressões inflacionárias também poderão afetar nossa capacidade de acessar os mercados financeiros estrangeiros e resultar em preços contra-inflacionários que poderão prejudicar nosso negócio ou afetar de modo desfavorável o preço de mercado de nossas Ações. Qualquer redução no valor líquido das nossas vendas ou em nosso lucro líquido e qualquer deterioração em nossa situação financeira também poderiam acarretar a redução do preço de mercado das nossas Ações Ordinárias.

Fatores de risco

A instabilidade das taxas de câmbio poderá impactar de modo adverso nossa situação financeira, os resultados das nossas operações e o valor de mercado das nossas Ações Ordinárias.

A moeda brasileira sofreu freqüentes desvalorizações nas últimas quatro décadas. Durante este período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e políticas cambiais, inclusive desvalorizações repentinas, mini-desvalorizações periódicas (durante as quais a freqüência de ajustes variou de diária para mensal), controles cambiais, mercados de câmbio duplo e um sistema cambial flutuante. Ocasionalmente, houve flutuações significativas na taxa de câmbio entre a moeda brasileira e o dólar norte-americano e outras moedas. Por exemplo, houve desvalorização do real frente ao dólar norte-americano de 18,7% em 2001 e de 52,3% em 2002. Em 2004, 2005, 2006, 2007 e no primeiro trimestre de 2008, o real valorizou 8,1%, 11,8%, 8,7%, 17,2% e 1,3%, respectivamente, frente ao dólar norte-americano. Não podemos garantir que a taxa de câmbio entre o dólar norte-americano e o real se estabilizará no nível atual, o que poderá acarretar em um efeito adverso em nosso negócio e no preço de mercado das nossas Ações Ordinárias.

A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano poderá criar pressões inflacionárias adicionais no Brasil que poderão nos afetar de forma adversa.

A desvalorização do real frente ao dólar norte-americano normalmente dificulta o acesso aos mercados financeiros externos e poderá acarretar a intervenção do governo, inclusive políticas econômicas contra a recessão. Por outro lado, a valorização do real frente ao dólar norte-americano poderá acarretar a deterioração da conta-corrente e da balança de pagamentos do Brasil, bem como prejudicar o crescimento das exportações. Qualquer uma das hipóteses acima poderá afetar de forma significativa e adversa o nosso negócio, a nossa situação financeira e os resultados das operações, bem como o preço de mercado das nossas Ações Ordinárias.

As elevações das taxas de juros poderão acarretar um efeito material adverso em nosso negócio e nos preços de mercado das nossas Ações Ordinárias.

O COPOM estabelece a meta para a taxa de juros básica do sistema financeiro brasileiro, tendo como referência o nível do crescimento econômico da economia brasileira, o índice da inflação e outros indicadores econômicos. No período de fevereiro a 17 de julho de 2002 o Banco Central reduziu a taxa de juros básica de 19% para 18%. No período de outubro de 2002 a fevereiro de 2003, o Banco Central elevou a taxa de juros básica de 18% para 26,5%. A partir de 31 de dezembro de 2004, 2005, 2006 e 2007 a taxa de juros básica era 17,8%, 18,0%, 13,3% e 11,3%, respectivamente. Em 31 de março de 2008 a taxa de juros básica era 11,25% e em 16 abril de 2008, o COPOM elevou a taxa de juros básica para 11,75%. Elevações nas taxas de juros poderão acarretar um efeito adverso em nosso negócio e nos preços de mercado das nossas Ações Ordinárias.

Fatores de risco

Os desdobramentos políticos, econômicos e sociais e a percepção do risco em outros países, em especial os países com mercados emergentes, poderão afetar de modo adverso o valor de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive nossas Ações Ordinárias.

O mercado de valores mobiliários emitidos por empresas brasileiras é influenciado, em diferentes níveis, pelas condições econômicas e de mercado existentes em outros países com mercados emergentes, em especial outros países da América Latina. Apesar das diferenças nas condições econômicas de cada país, a reação dos investidores diante de desdobramentos ocorridos em um país poderá acarretar a flutuação dos mercados de capitais em outros países. Condições econômicas desfavoráveis em outros países com mercados emergentes por vezes acarretaram consideráveis remessas de fundos do Brasil, inclusive, por exemplo, nas crises econômicas do Sudeste Asiático, da Rússia e da Argentina. A economia brasileira também é afetada pelas condições econômicas internacionais e de mercado em geral, em especial pelos desdobramentos nos Estados Unidos. Os preços das ações na BOVESPA, por exemplo, têm sido historicamente sensíveis às flutuações das taxas de juros nos Estados Unidos e às movimentações dos índices das maiores bolsas de valores norte-americanas. Esses fatores poderão afetar de modo desfavorável os preços de mercado das nossas Ações Ordinárias e dificultar nosso acesso aos mercados de capitais e o financiamento das nossas operações no futuro, em termos aceitáveis, ou impedir a obtenção de qualquer financiamento.

Riscos Relacionados às Nossas Ações Ordinárias

A relativa volatilidade do mercado de capitais brasileiro poderá restringir consideravelmente a capacidade dos investidores de vender nossas Ações Ordinárias pelo preço desejado e no momento desejado.

O investimento em valores mobiliários brasileiros, como nossas Ações Ordinárias, envolve um grau de risco maior do que o investimento em valores mobiliários de emitentes de países cujos cenários políticos e econômicos são mais estáveis, e, em geral, tais investimentos são considerados especulativos por natureza. Esses investimentos estão sujeitos a riscos econômicos e políticos, tais como, dentre outros:

- alterações no cenário regulatório, tributário, econômico e político que possam afetar a capacidade dos investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, relativo a seus investimentos; e
- restrições ao investimento estrangeiro e à repatriação do capital investido.

O mercado brasileiro de valores mobiliários é consideravelmente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado do que os grandes mercados de valores mobiliários internacionais, como o dos Estados Unidos. Em 31 de março de 2008, a capitalização total de mercado das empresas relacionadas na BOVESPA era equivalente a cerca de US\$1,4 trilhão, ao passo que as dez maiores empresas relacionadas na BOVESPA representavam cerca de 50,7% da capitalização total de mercado de todas as empresas relacionadas, que figuravam no rol das empresas na referida data. Essas características de mercado poderiam restringir consideravelmente a capacidade dos titulares das nossas Ações Ordinárias de vender suas ações ordinárias pelo preço e na data que desejarem, afetando de modo desfavorável os preços de comercialização de nossas ações ordinárias.

Fatores de risco

Um mercado ativo e líquido para nossas Ações poderá não se desenvolver.

Não existe, atualmente, um mercado ativo ou líquido para nossas Ações. Não podemos prever em que medida o interesse de investidores por nós ocasionará o desenvolvimento de um mercado para a negociação das Ações na BOVESPA, e o quanto líquido poderá vir a ser este mercado.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é substancialmente menor, menos líquido, mais volátil e mais concentrado do que os principais mercados de valores mobiliários internacionais. Como exemplo, a BOVESPA apresentou capitalização bursátil de aproximadamente R\$2,2 trilhão em 31 de março de 2008 e uma média diária de negociação, no mês de março de 2008, de aproximadamente R\$5,6 bilhões em 2008 até a data deste Prospecto. As dez ações mais negociadas em termos de volume contabilizaram, aproximadamente, 46,1% de todas as ações negociadas na BOVESPA no ano de 2006. Essas características de mercado podem limitar substancialmente a capacidade dos detentores de Ações de vendê-las ao preço e na ocasião em que desejarem fazê-lo e, conseqüentemente, poderão vir a afetar negativamente o preço de mercado das Ações.

O Sr. Eike Batista, 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 acionistas.

O Sr. Eike Batista detém aproximadamente, por meio da Centennial Asset, 55,45% do nosso capital votante antes de efetivar esta oferta, sem considerar o exercício do bônus de subscrição pela Centennial Asset, e deterá cerca de 61,25% do nosso capital votante após a consumação desta Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares. Em 18 de dezembro de 2007, emitimos bônus de subscrição para a Centennial Asset, que poderá ser exercido em decorrência de determinados eventos, incluindo a realização desta Oferta. Após efetivar o exercício dos bônus de subscrição a partir da data deste Prospecto, 10.231.048 ações ordinárias adicionais seriam emitidas para a Centennial Asset ao preço de R\$0,01 por cada oito ações ordinárias.

Dessa forma, o Grupo EBX, controlado pelo nosso Acionista Controlador, detém poder de voto suficiente para unilateralmente:

- nomear a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração;
- dar o voto decisivo relativo a uma alteração em nosso controle, ainda que esta não vise o melhor interesse dos nossos 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 nossos 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 nossa política de dividendos.

Para informações adicionais, por favor veja a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações”, na página 192 deste Prospecto.

Fatores de risco

Os titulares de nossas Ações Ordinárias poderão não receber dividendos.

Nosso estatuto social exige que paguemos aos nossos acionistas um dividendo compulsório mínimo de 0,001% do nosso lucro líquido ajustado, na forma de dividendos e/ou juros sobre capital próprio, calculados nos termos da Lei das Sociedades por Ações. A distribuição de dividendos depende, essencialmente, da nossa apuração do lucro líquido. Além disso, a distribuição de dividendos está sujeita à deliberação favorável do nosso Conselho de Administração, conforme disposto em nosso Estatuto Social e na legislação societária brasileira. Não obstante a exigência de dividendos mínimos, nosso Conselho de Administração poderá decidir não pagar quaisquer dividendos aos nossos acionistas em qualquer exercício fiscal em particular, caso o Conselho de Administração julgar tais distribuições desaconselháveis em vista da nossa situação financeira. Portanto, um investimento em nossas Ações Ordinárias não garante que o investidor receberá dividendos.

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

Nós e o nosso Acionista Controlador celebraremos acordos de restrição à venda das ações de nossa emissão (*lock-up*), por meio dos quais nos comprometeremos, sujeitos tão somente às exceções previstas em referidos acordos, durante o período de 180 dias contados da data do Prospecto Definitivo a não emitir ou transferir de qualquer maneira as ações de nossa emissão. 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 destas 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, isto poderá afetar adversamente o valor de mercado de nossas Ações Ordinárias.

Poderemos necessitar de capital adicional no futuro e emitir novas ações ordinárias ao invés de incorrer em endividamento, o que poderá acarretar em diluição da participação do investidor em nossas Ações Ordinárias.

Poderemos necessitar de capital adicional no futuro e nesse sentido poderemos emitir novas ações ordinárias caso não haja disponibilidade de outros financiamentos públicos ou privados, ou caso o nosso Acionista Controlador assim decida. Qualquer emissão adicional de ações ordinárias poderá diluir a participação do investidor em nossa Companhia.

Os detentores de nossas ações ordinárias poderão ter dificuldade de promover a citação de nossa companhia ou de outras pessoas ou de executar decisões contra nós e outras pessoas.

Somos uma sociedade por ações constituída segundo as leis brasileiras, e todos os nossos conselheiros, diretores e auditores independentes residem ou estão sediados no Brasil, com exceção do nosso conselheiro Brian Begley. Todos os nossos ativos e a maior parte dos ativos dessas outras pessoas localizam-se no Brasil. Por isso, poderá não ser possível para o investidor entregar citação a nossa companhia ou a essas outras pessoas nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil. Eventuais decisões dos tribunais norte-americanos sobre responsabilidade civil fundamentadas na legislação federal norte-americana de valores mobiliários somente poderão ser executadas no Brasil se preenchidas certas condições e, portanto, em caso de certos atos praticados por nós, por nosso conselho de administração ou nossa diretoria, o investidor poderá ter maior dificuldade de proteger seus interesses do que teria o acionista de uma companhia norte-americana.

Fatores de risco

Estamos realizando uma Oferta de Ações no Brasil com esforços de colocação das Ações no exterior, o que poderá deixar nossa Companhia exposta a riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil e no exterior. Os riscos relativos a ofertas de valores mobiliários no exterior são potencialmente maiores que os riscos relativos a uma oferta de valores mobiliários no Brasil.

Nossa Oferta compreende, simultaneamente, a distribuição pública primária de Ações no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, para Investidores Qualificados Brasileiros, e, ainda, no exterior mediante esforços de venda coordenados pelos Agentes de Colocação Internacional, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, em todos os casos com base nas isenções de registro do *Securities Act*, desde que tais Investidores Qualificados Estrangeiros sejam registrados na CVM e invistam no Brasil nos termos da Resolução CMN 2.689, e da Instrução CVM 325, regulamentadas pela legislação brasileira. Os esforços de colocação de Ações no exterior expõem a Companhia a normas relacionadas à proteção destes investidores estrangeiros por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Circular* datado da data deste Prospecto, quanto do *Offering Circular* a ser datado da data do Prospecto Definitivo, inclusive no que tange aos riscos de potenciais procedimentos judiciais por parte de investidores em relação a estas questões. Adicionalmente, nossa Companhia é parte do *Placement Facilitation Agreement*, que regula os esforços de colocação de Ações no exterior. O *Placement Facilitation Agreement* apresenta uma cláusula de indenização em favor dos Agentes de Colocação Internacional para indenizá-los caso eles venham a sofrer perdas no exterior por conta de incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Circular* ou no *Offering Circular*. Caso os Agentes de Colocação Internacional venham a sofrer perdas no exterior em relação a estas questões, eles poderão ter direito de regresso contra a nossa Companhia por conta desta cláusula de indenização. Adicionalmente, 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. Nossa eventual condenação em um processo no exterior em relação a incorreções relevantes ou omissões relevantes no *Preliminary Offering Circular* ou no *Offering Circular*, caso envolva valores elevados, poderá ter um impacto significativo e adverso para nossa Companhia.

A subscrição de Ações por Pessoas Vinculadas poderá ter um impacto adverso na liquidez das nossas Ações, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta ao nosso Acionista Controlador, e a participação de Pessoas Vinculadas no Procedimento de Bookbuilding pode impactar a definição do Preço por Ação, acarretando no risco de má formação de preço.

Nos termos da regulamentação em vigor, caso a demanda verificada na Oferta seja inferior em um terço das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), Pessoas Vinculadas, que sejam consideradas Investidores Institucionais, poderão subscrever Ações no contexto da Oferta, o que poderá ter um impacto adverso na liquidez esperada das Ações no mercado secundário, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta aos nossos atuais Acionistas, incluindo nosso Acionista Controlador.

O Preço por Ação será determinado após a conclusão do Procedimento de *Bookbuilding* e poderá diferir dos preços que prevalecerão no mercado após a conclusão desta Oferta. Ademais, a participação de Pessoas Vinculadas, que sejam consideradas Investidores Institucionais, na Oferta, apesar de limitada a 25% das Ações inicialmente ofertadas (excluídas as Ações Adicionais e as Ações Suplementares), poderá gerar o risco de má formação do Preço por Ação. A integralização de Ações realizadas para proteção (*hedge*) de operações com derivativos não serão consideradas investimento efetuado por Pessoas Vinculadas para fins da presente Oferta. Para maiores informações, veja a seção “Informações Relativas à Oferta”, na página 38 deste Prospecto.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Com base no Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa indicativa de preço constante da capa deste Prospecto, nós estimamos que os recursos líquidos da Oferta (após dedução dos valores por nós devidos a título de comissões e despesas) serão de, aproximadamente, R\$4,8 bilhões, sem considerar o eventual exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais. Um aumento (redução) de R\$1,00 no Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, aumentaria (reduziria) o valor dos recursos líquidos a serem captados em um montante de R\$4.747.566,72, sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

Pretendemos utilizar os recursos líquidos que recebermos da Oferta com desembolsos de capital relativos à campanha exploratória em nossos atuais blocos, para buscar investimentos novos ou adicionais, no desenvolvimento inicial de descobertas esperadas, bem como com capital de giro e despesas gerais e administrativas, a serem alocados conforme abaixo descrito:

Projetos	Alocação dos recursos obtidos através da Oferta ⁽¹⁾	Percentual de alocação dos recursos obtidos através da Oferta
	(em milhões de R\$)	
Desembolsos de capital relacionados à nossa atual campanha exploratória	1.813,6	38%
Investimentos Novos ou Adicionais	1.813,6	38%
Desenvolvimento Inicial das Descobertas.....	906,8	19%
Outras	238,6	5%

⁽¹⁾ Considerando o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa indicativa de preço constante da capa deste Prospecto.

A aplicação dos recursos captados conforme acima exposto depende de vários fatores que não podemos garantir que venham a se concretizar, tais como o desenvolvimento dos nossos negócios e, ainda, os demais fatores descritos na seção “Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro” na página 66 deste Prospecto.

Na data deste Prospecto, não estamos em negociação para aquisição de novas empresas, ativos ou negócios, o que depende de análise de estudos econômico-financeiros, técnico e jurídico, além de oportunidades de mercado.

Além da captação de recursos por meio do acesso ao mercado de capitais, podemos dispor de linhas de financiamento e crédito com renomadas instituições financeiras do País e exterior. Ainda, caso os recursos captados com a Oferta sejam parciais, reduziremos proporcionalmente a destinação de recursos acima descrita.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- Capitalização
- Diluição
- Informações Financeiras Seleccionadas
- Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional
- Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações
- Visão Geral do Setor
- Atividades da Companhia
- Administração
- Principais Acionistas
- Operações com Partes Relacionadas
- Informações sobre o Mercado e os Valores Mobiliários Emitidos
- Descrição do Capital Social e Outras Informações
- Dividendos e Política de Dividendos
- Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

CAPITALIZAÇÃO

A tabela a seguir descreve o nosso patrimônio líquido e capitalização, em 31 de março de 2008, e ajustado para refletir o recebimento de aproximadamente R\$4,8 bilhões a título de recursos líquidos da Oferta (após dedução dos valores devidos por nós a título de comissões e despesas), com base no Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa indicativa de preço constante da capa deste Prospecto, e sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

	Em 31 de março de 2008			
	Efetivo (em milhares de R\$)	% do Total	Ajustado ⁽²⁾ (em milhares de R\$)	% do Total
Disponibilidades	828.545	35,4%	5.601.159	78,8%
Endividamento	—	—	—	—
Patrimônio Líquido	2.337.472	100%	7.110.086	100%
Capitalização Total ⁽¹⁾	2.337.472	100%	7.110.086	100%

⁽¹⁾ A capitalização total corresponde ao resultado da soma do total de passivos com a participação dos acionistas.

⁽²⁾ Ajustado para refletir o recebimento dos recursos líquidos da Oferta, com base no Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preço das Ações indicado na capa deste Prospecto.

Um aumento (redução) de R\$1,00 no Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, aumentaria (reduziria) o valor dos recursos líquidos a serem captados em um montante de R\$4.747.566,72, sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

Excetuando-se o descrito acima, não houve mudanças relevantes em nossa capitalização desde 31 de março de 2008. O investidor deve ler esta tabela em conjunto com as seções “Informações Financeiras Seleccionadas” e “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional”, nas páginas 93 e 95 deste Prospecto, bem como nossas demonstrações financeiras consolidadas e notas correspondentes, anexas a este Prospecto.

DILUIÇÃO

Em 31 de março de 2008, nosso patrimônio líquido consolidado era de, aproximadamente, R\$2,3 bilhões, sendo que o valor patrimonial por ação, na mesma data, era de, aproximadamente, R\$88,59 por ação, considerando o exercício do bônus de subscrição pelo nosso Acionista Controlador, que implica na emissão pela nossa Companhia de 10.231.048 novas ações ordinárias. Até a data deste Prospecto Preliminar, possuíamos, além de ações ordinárias, ações preferenciais classe “A” e ações preferenciais classe “B”, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. Para maiores detalhes, veja a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Capital Social” na página 196 deste Prospecto. Contudo, em decorrência da realização da presente Oferta, até a publicação do Anúncio de Início, todas as ações preferenciais Classe “A” e ações preferenciais classe “B” de nossa emissão serão convertidas em ações ordinárias. O valor patrimonial por ação foi determinado pela divisão do patrimônio líquido consolidado pelo número total de ações de nossa emissão, considerando o agrupamento de ações aprovado pela nossa Companhia em 23 de maio de 2008.

Considerando a subscrição das 4.945.382 Ações objeto da presente Oferta, e considerando o exercício do bônus de subscrição pelo nosso Acionista Controlador, que implica na emissão pela nossa Companhia de 10.231.048 novas ações ordinárias, a um preço de R\$1.007,00 por Ação (que corresponde ao preço médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto) e sem considerar o exercício da Opção de Ações Adicionais e da Opção de Ações Suplementares, após deduzir as comissões estimadas e as despesas da Oferta que serão pagas por nós, nosso patrimônio líquido estimado em 31 de março de 2008 seria de, aproximadamente, R\$7,1 bilhões, ou R\$226,94 por ação ordinária. Para maiores informações sobre o bônus de subscrição, veja a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações” na página 196 deste Prospecto. Ao Preço por Ação de R\$1.007,00 (que corresponde ao preço médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto), esta Oferta teria representado, em 31 de março de 2008, um aumento imediato no nosso patrimônio líquido de R\$138,35 por ação ordinária para as acionistas existentes, e uma diluição imediata no nosso patrimônio líquido de R\$780,06 por ação ordinária para os novos investidores que comprem as ações ordinárias nesta Oferta. Essa diluição representa a diferença entre o preço por Ação Ordinária pago pelos novos investidores e o valor patrimonial contábil por ação ordinária imediatamente após a conclusão da Oferta.

Esta informação foi extraída das nossas demonstrações financeiras revisadas em 31 de março de 2008, conforme ajustada para refletir o recebimento dos recursos desta Oferta de R\$4,8 bilhões, com base no Preço por Ação de R\$1.007,00, que corresponde ao preço médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, após deduzir as comissões estimadas e as despesas da Oferta, e presumindo que a Opção de Ações Suplementares não seja exercida.

O quadro a seguir ilustra a diluição por ação ordinária de nossa emissão.

	R\$
Preço por Ação	1.007,00
Valor patrimonial por Ação em 31 de março de 2008 ⁽¹⁾	88,59
Aumento do valor patrimonial por Ação	138,35
Valor patrimonial por Ação após a Oferta.....	226,94
Diluição por Ação para os novos investidores.....	780,06
Percentual de diluição por Ação para os novos investidores ⁽²⁾	77,5%

⁽¹⁾ Considerando 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, ao ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

⁽²⁾ O percentual de diluição por Ação para os novos investidores é calculado dividindo a diluição por Ação para os novos investidores pelo Preço por Ação.

Diluição

Um aumento (redução) de R\$1,00 no Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, aumentaria (reduziria), após a conclusão da Oferta: (i) o valor do nosso patrimônio líquido contábil em R\$4,7 milhões; (ii) o valor do patrimônio líquido contábil por Ação em R\$0,15; e (iii) a diluição do valor patrimonial contábil por Ação aos investidores desta Oferta em R\$0,85, assumindo que o número de Ações oferecidas por meio da Oferta, conforme estabelecido na capa deste Prospecto, não sofra alteração, e após a dedução das comissões e despesas da Oferta a serem pagas por nós.

O preço de emissão das nossas Ações não guarda relação com o valor patrimonial e será fixado com base no valor de mercado das ações de nossa emissão, auferido após a realização do Procedimento de *Bookbuilding*. Para informações adicionais sobre o procedimento de fixação do Preço por Ação e das condições da presente Oferta, veja a seção “Informações Relativas à Oferta”, na página 38 deste Prospecto.

Plano de Opção de Compra de Ações

Temos um Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações Ordinárias (“Programa” ou “Plano”), o qual foi aprovado em 30 de abril de 2008, pelos nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral Extraordinária. O Plano estabelece que poderão ser eleitos como beneficiários de outorgas de opção de compra de ações da Companhia, os membros do Conselho de Administração, os diretores, gerentes, consultores e empregados, bem como os diretores, gerentes e empregados de outras sociedades que estejam ou venham a estar sob o controle direto ou indireto da Companhia (“Beneficiários”).

Nos termos do Plano, que é administrado pelo nosso Conselho de Administração, podem ser outorgadas aos Beneficiários opções de compra de ações, até o limite de 1% do total de ações de emissão da Companhia, não considerando o capital autorizado em nosso Estatuto Social, computando-se neste cálculo todas as opções já outorgadas. Nesta data, ainda não foram outorgadas opções para nossos colaboradores.

As opções para aquisição das nossas ações ordinárias são pessoais e intransferíveis, não podendo ser cedidas, transferidas ou de qualquer forma alienadas. A opção poderá ser exercida conforme preço a ser determinado pelo nosso Conselho de Administração, respeitado o preço mínimo de 80% (e o máximo de 100%) do valor de mercado das Ações, calculado pela média simples do preço das Ações nos 20 pregões da BOVESPA imediatamente anteriores à data de outorga das opções. O preço ajustado será atualizado pelo IPCA do IBGE até a data do efetivo exercício das Opções e caso haja a extinção do IPCA, o Conselho de Administração elegerá outro índice que venha a substituí-lo e que reflita a real inflação do período. Excepcionalmente, na primeira outorga, o preço de exercício das opções será baseado no valor de lançamento das nossas ações, quando da realização da nossa primeira distribuição pública de ações, corrigido pelo IPCA.

No caso de exercício da opção de compra de nossas ações, nosso Conselho de Administração deverá aprovar a emissão de novas ações, dentro do limite do capital autorizado ou, desde que previamente autorizado pela CVM, autorizar a alienação de ações mantidas em tesouraria. Caso o exercício da opção de compra de ações ocorra por meio da emissão de novas ações, haverá aumento do nosso capital social e os nossos acionistas não terão direito de preferência para a subscrição de tais ações, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social, tendo, portanto, suas respectivas participações diluídas em nosso capital social.

Diluição

Com base no modelo de “diluição imediata”, considerando-se o exercício das opções com a aquisição da quantidade máxima de ações objeto do Plano, na data deste Prospecto, teríamos a emissão de 316.471 novas ações ordinárias, e com base no preço unitário de exercício de R\$805,60 equivalente ao mínimo de 80% do Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, o preço total de exercício seria de R\$254.949.037,60. Sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, o valor do nosso patrimônio líquido, de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, em 31 de março de 2008, seria de R\$7,37 bilhões ou R\$230,42 por ação ordinária de nossa emissão, resultando, portanto, em um aumento imediato do valor patrimonial contábil por ação ordinária de R\$3,48 para os antigos acionistas, e uma diluição imediata do valor patrimonial contábil por ação ordinária de R\$575,18 para os novos acionistas. Adicionalmente, o exercício integral das opções com a aquisição da quantidade máxima de ações objeto do Plano resultaria em um custo de oportunidade para a Companhia de R\$63.737.259,40, valor este que representa o montante que deixaria de ser integralizado pelos outorgados em razão da diferença entre o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto e o preço de exercício das opções em questão.

Adicionalmente, não haverá qualquer efeito nas Demonstrações do Resultado do Exercício da Companhia, em decorrência do exercício de opções do Plano. O único efeito, em caso de exercício das respectivas opções, será sobre o índice “lucro por ação”, que diminuirá uma vez que o número de ações da Companhia será aumentado.

Até a data deste Prospecto a Companhia não outorgou opções de compra de ações.

Adicionalmente, nosso Acionista Controlador concedeu opções de compra de ações secundárias aos principais administradores, executivos e outros profissionais, e essas concessões de opções de compra não irão resultar em uma diluição para outros investidores que comprem as nossas Ações, uma vez que não resultarão na emissão de novas ações pela Companhia quando do exercício dessas opções para seus beneficiários, mas tão somente na venda pelo Acionista Controlador de ações ordinárias de sua titularidade. Para informações adicionais sobre o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia e as opções de compra de ações outorgadas por nosso Acionista Controlador, veja a seção “Administração”, na página 182 deste Prospecto.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS SELECIONADAS

As informações financeiras selecionadas relativas ao nosso balanço patrimonial consolidado e às nossas demonstrações de resultado, conforme apresentadas nas tabelas abaixo, foram extraídas de nossas demonstrações financeiras consolidadas em e para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 e de nossas demonstrações financeiras em e para os trimestres findos em 31 de março de 2008 e 31 de março de 2007 e respectivas notas explicativas, auditadas e revisadas, respectivamente, pela KPMG e incluídas neste Prospecto.

Apesar de terem sido preparadas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e com a Lei nº 11.638/07 e de terem sido auditadas ou revisadas, conforme o caso, por nossos auditores independentes de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, tais informações não são necessariamente indicadores dos resultados que podem ser esperados para o exercício social corrente ou para qualquer outro período, e devem ser lidas e analisadas em conjunto com as seções “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional” e “Apresentação das Informações Financeiras e Outras Informações”, respectivamente, nas páginas 95 e 62 deste Prospecto. Nosso resultado financeiro para o trimestre findo em 31 de março de 2008 não é necessariamente representativo dos resultados que podem ser esperados para 2008 ou para qualquer outro trimestre.

A KPMG incluiu um parágrafo em seu relatório indicando que nos encontramos em fase pré-operacional e somos dependentes do suporte financeiro de nossos acionistas e/ou terceiros até que nossas operações se tornem rentáveis.

Não incluímos neste Prospecto as demonstrações financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, porque a Companhia foi constituída em abril de 2006 e inicialmente possuía objeto social materialmente distinto do objeto social atual. Adicionalmente, também durante o período de três meses findo em 31 de março de 2007, a Companhia tinha objeto social materialmente distinto do objeto social sob o qual os negócios da Companhia são atualmente conduzidos. Para informações adicionais, veja a seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional” na página 95 deste Prospecto.

Tendo em vista que não iniciamos operações que gerem receitas, acreditamos que as informações financeiras contidas neste Prospecto não são indicativas, nem constituem parâmetros de comparação em relação ao perfil financeiro que esperamos possuir após o início de nossas operações.

As tabelas abaixo apresentam um resumo das nossas informações financeiras consolidadas auditadas referentes ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 e revisadas para os períodos de três meses findos em 31 de março de 2007 e 31 de março de 2008.

Demonstração de Resultado Consolidada

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007	Período de três meses findo em 31 de março de	
		2008	2007
	(em R\$ milhares)		
Receitas (despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas.....	(52.332)	(5.433)	(30)
Provisões para perda em investimento	(5.218)	–	(2.381)
Receitas financeiras	51.414	51.448	–
Despesas financeiras	(217)	(8.517)	–
Lucro (prejuízo) antes do Imposto de Renda, Contribuição Social	(6.353)	37.498	(2.861)
Imposto de Renda e Contribuição Social	–	(12.357)	–
Lucro líquido (prejuízo) do período/exercício	(6.353)	25.141	(2.861)

Informações financeiras selecionadas

Balanço Patrimonial Consolidado

	Em 31 de dezembro de	Em 31 de março de	
	2007	2008	2007
	(em R\$ milhares)		
Ativo Circulante			
Disponibilidades	2.338.487	828.545	3
Impostos a recuperar	–	11.085	–
Outros créditos	232	2.913	–
Total do ativo circulante.....	2.338.719	842.543	3
Ativo Permanente			
Imobilizado	7.581	8.141	–
Intangível – Concessão de blocos exploratórios	2.015.565	2.015.565	–
Diferidos.....	9.647	20.964	–
Total do ativo permanente.....	2.032.793	2.044.670	–
Total do Ativo.....	4.371.512	2.887.213	3
Passivo e Patrimônio Líquido			
Passivo Circulante			
Fornecedores	43.164	697	20
Impostos e Contribuições.....	362	12.638	–
Provisão para perda em investimento.....	–	–	3.713
Contas a pagar por aquisição de blocos exploratórios	2.015.565	535.842	–
Outras contas a pagar.....	103	401	74
Total do passivo circulante.....	2.059.194	549.578	3.807
Não-Circulante.....	–	176	2
Partes Relacionadas	–	176	2
Patrimônio Líquido (passivo descoberto)	2.312.318	2.337.459	(3.806)
Capital Social	2.324.177	2.324.177	4.561
Lucros (prejuízos) acumulados.....	(11.859)	13.282	(8.367)
Total do passivo e do patrimônio Líquido	4.371.512	2.887.213	3

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE A SITUAÇÃO FINANCEIRA E O RESULTADO OPERACIONAL

Esta seção contém estimativas e perspectivas futuras as quais envolvem riscos e incertezas. Os nossos resultados reais poderão diferir significativamente das estimativas e perspectivas futuras aqui descritas, em decorrência de diversos fatores, inclusive, mas não se limitando às circunstâncias descritas nas seções “Considerações sobre Estimativas e Perspectivas sobre o Futuro”, “Resumo do Estudo de Viabilidade e Outras Informações”, localizadas, respectivamente, nas páginas 66 e 110 deste Prospecto; bem como em outros aspectos descritos neste Prospecto. A discussão a seguir sobre nossa situação financeira e nossos resultados operacionais deve ser lida em conjunto com nossas demonstrações financeiras e notas explicativas correspondentes, incluídas neste Prospecto, bem como com as informações apresentadas nas seções “Apresentação das Informações Financeiras e Operacionais e Outras Informações,” e “Informações Financeiras Seleccionadas” nas páginas 62 e 93 deste Prospecto. Não incluímos neste Prospecto as demonstrações financeiras consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, porque a Companhia foi constituída em abril de 2006 e inicialmente possuía objeto social materialmente diferente do atual. Adicionalmente, também durante o período de três meses findo em 31 de março de 2007, a Companhia tinha objeto social materialmente distinto do objeto social sob o qual os negócios da Companhia são atualmente conduzidos. Tendo em vista que ainda não iniciamos operações que gerem receitas, acreditamos que as informações financeiras contidas neste Prospecto não são indicativas, nem constituem parâmetros de comparação em relação ao perfil financeiro que esperamos possuir após o início de nossas operações.

Visão Geral

Somos uma companhia independente de exploração e produção de petróleo e gás natural com foco predominantemente nas bacias sedimentares marítimas do Brasil. Somos a maior companhia privada brasileira do setor de petróleo e gás natural em termos de área marítima de exploração, com concessões cobrindo aproximadamente 7.000 km² (1,7 milhão de acres), segundo os contratos de concessão de exploração celebrados após a Nona Rodada de licitação da ANP. Em menos de um ano desde o início das nossas operações, estabelecemos posição de destaque no setor brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural por meio da aquisição de um *portfolio* de blocos diversificado e de alto potencial exploratório. Nosso *portfolio* inclui certos prospectos exploratórios de baixo risco identificados por meio de perfurações anteriores nessas regiões. Em dezembro de 2007, por meio de uma colocação privada de ações, captamos aproximadamente US\$1,3 bilhão, o que nos forneceu recursos para a aquisição de direitos de concessão sobre vários blocos exploratórios e para a realização de parte substancial do nosso programa exploratório.

Contratamos um Estudo de Viabilidade com a DeGolyer & MacNaughton, empresa de consultoria em certificação de reservas no setor de petróleo e gás natural, com mais de 70 anos de experiência. Este estudo indica que os nossos blocos exploratórios contêm Recursos Potenciais Totais de petróleo e gás natural estimados em média de 20,180 bilhões de *boe**, Recursos Potenciais Líquidos de petróleo e gás natural estimados em média de 17,602 bilhões de *boe** e Recursos Potenciais Riscados Líquidos para a OGX de petróleo e gás natural estimados em média de 4,835 bilhões de *boe**.

Somos parte do Grupo EBX, conglomerado industrial fundado e liderado pelo empresário brasileiro Sr. Eike F. Batista, que possui um comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de novos empreendimentos nos setores de recursos naturais e infra-estrutura. Atualmente, os negócios da OGX estão em estágio de desenvolvimento e são baseados em seis pilares principais:

- *Portfolio* de elevado potencial e geologicamente diversificado, contendo blocos estrategicamente localizados em quatro bacias sedimentares (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão);

* Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

- Administração e equipe de exploração com experiência diferenciada e com comprovado histórico de sucesso;
- Posicionamento estratégico para capturar o vasto potencial de recursos estimados de petróleo e gás natural ainda não explorados no Brasil, previstos por especialistas no setor, atualmente, entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe*;
- Capacidade comprovada para execução de nosso plano de negócios;
- Capacidade de desenvolver alianças estratégicas de alto valor agregado no setor de petróleo e gás natural, e de se beneficiar das sinergias existentes no Grupo EBX; e
- Acionistas influentes e comprometidos liderados pelo nosso Acionista Controlador e fundador, Sr. Eike F. Batista.

Adquirimos direitos de concessão sobre 21 blocos exploratórios na costa brasileira em quatro diferentes bacias (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão) na Nona Rodada de Licitações da ANP. A nossa Companhia irá operar 14 destes blocos, sendo as sete concessões remanescentes operadas pelos nossos parceiros Maersk e Perenco. Em nossa participação na Nona Rodada de Licitações da ANP adquirimos 21 dos 23 blocos para os quais submetemos ofertas, pagando R\$1.479,7 milhões em bônus de assinatura e nos comprometemos com um PEM de R\$535,8 milhões. Adicionalmente aos 21 blocos adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP, celebramos um contrato de *Farm-in* pelo qual adquirimos uma participação de 50% em um bloco na Bacia de Santos. Esse contrato permanece sujeito à aprovação da ANP.

A tabela abaixo mostra uma visão geral do nosso *portfolio*, conforme o Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton:

Bacias	Prospectos Exploratórios Identificados	Recursos Potenciais Riscados Líquidos Líquidos (Estimativa Média em bilhões de <i>boe</i>)^{(1) (2)}
Campos	24	2.562
Santos.....	15	1.569
Espírito Santo	7	270
Pará-Maranhão	5	434
Total	51	4.835

⁽¹⁾ A taxa utilizada para conversão dos volumes de gás natural para *boe* foi de 1 *boe* = 5.615 pés cúbicos de gás natural (conforme estimado pela DeGolyer & MacNaughton no Estudo de Viabilidade anexo ao presente prospecto).

⁽²⁾ Os valores foram estimados utilizando as probabilidades de sucesso geológico e econômico e ajustados pelo coeficiente do TEFS (*Threshold Economic Field Size*), conforme detalhado no Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton e anexo ao presente prospecto.

Além do nosso *portfolio* atual de exploração, planejamos continuar buscando oportunidades significativas 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*. Pretendemos investir simultaneamente na implementação do nosso programa exploratório e na captura de novas oportunidades de crescimento no vasto território ainda não explorado do Brasil. Para informações adicionais, veja a seção “Destinação dos Recursos”, na página 85 deste Prospecto.

Principais Práticas Contábeis Futuras

Uma vez iniciadas as nossas operações, estaremos sujeitos a práticas contábeis específicas do setor de petróleo e gás natural, de acordo com Práticas Contábeis Adotadas no Brasil. As principais práticas contábeis são aquelas essenciais para a demonstração da nossa situação financeira e resultados operacionais, as quais demandarão julgamento substancial da nossa Administração e da nossa equipe de exploração, normalmente em vista da necessidade de preparação de projeções sobre os efeitos de determinados fatores que envolvem incertezas. Tais julgamentos se tornam mais complexos e subjetivos à medida que a quantidade de premissas aumenta. Para auxiliar a sua compreensão acerca de como nossa administração e nossa equipe da área de exploração formarão seu juízo sobre eventos futuros, incluindo as premissas subjacentes às estimativas, identificamos as nossas principais práticas contábeis, as quais seguem abaixo detalhadamente descritas.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Custos Ambientais e de Restauração de Áreas

Adotamos determinados programas de cumprimento da legislação ambiental, visando minimizar o impacto ambiental das nossas atividades. As nossas despesas associadas ao cumprimento da legislação ambiental serão levadas a débito de resultado ou capitalizadas, da maneira mais apropriada, no decorrer das nossas futuras operações. Contabilizaremos nossos passivos ao valor justo do montante das nossas obrigações que envolverem a restauração das nossas áreas durante o período em que tais passivos sejam incorridos. Neste aspecto, são relevantes as estimativas contábeis relacionadas aos custos de restauração e descontinuação de nossas atividades. Os custos de descontinuação futuros e estimados serão descontados do valor presente à uma taxa de juros ajustada e em conformidade com o risco inerente às nossas operações.

Instalações, Propriedades, Equipamentos e Custos Diferidos

Contabilizaremos nossos ativos imobilizados, tais como instalações, tubulações e equipamentos, ao custo de construção ou aquisição. A depreciação, exaustão e amortização são calculadas usando o método de unidade-de-produção (UoP) ou o método linear, dependendo da natureza de cada ativo.

Ajustes em razão da Recuperação de Ativos, Depreciação, Exaustão e Amortização das Instalações, Propriedades, Equipamentos e Custos Diferidos

De acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, pretendemos avaliar periodicamente a necessidade de realizar testes de depreciação nos valores contabilizados dos nossos ativos duráveis, tendo em vista diversos indicadores, tais como os ganhos e as perdas derivados de nossas operações e desenvolvimento tecnológico. Quando necessário, mediante a ocorrência de qualquer evento adverso significativo, como, por exemplo, uma queda significativa no valor de mercado de uma propriedade, de uma instalação ou de um equipamento, ou uma mudança adversa significativa na extensão ou no modo como um ativo durável está sendo usado, nós prepararemos estudos de fluxo de caixa para determinar se o valor contábil da propriedade, da instalação ou do equipamento em questão é recuperável. A fim de avaliar os fluxos de caixa futuros, estabelecemos diversas premissas e estimativas, as quais podem ser influenciadas por diferentes fatores externos e internos, tais como tendências econômicas e industriais, taxas de juros, taxas de câmbio, mudanças nas estratégias comerciais e nos tipos de produtos ou serviços que ofereceremos ao mercado. Dependendo das premissas geradas, os resultados das avaliações podem ser relevantemente diferentes.

As despesas associadas à depreciação, exaustão e amortização dos nossos projetos e equipamentos na exploração e produção de petróleo e gás natural serão baseadas no método de unidade-de-produção (UoP). Em razão da natureza complexa dos nossos projetos e equipamentos, a determinação das suas vidas úteis requer um grau de julgamento considerável e é inerentemente incerta. As mudanças nas nossas estimativas, baseadas nas informações futuras mais precisas, ou as diferentes premissas ou condições, podem afetar os montantes que contabilizaremos como depreciação nos períodos futuros.

Exceto pelos ativos mencionados anteriormente, quaisquer outros serão avaliados com base no método da depreciação linear, na data em que nossas operações efetivamente tiverem início. A vida útil dos nossos ativos será reavaliada periodicamente com base em fatos e circunstâncias determinadas, tais como períodos de utilização sem interrupção, que podem resultar na depreciação acelerada dos ativos.

Reconhecimento das Receitas e Custos Futuros

Nossas receitas e custos futuros serão apropriados ao resultado pelo regime de competência.

Impostos diferidos

Os impostos (ativos e passivos) diferidos são reconhecidos com base nas diferenças entre os valores contábeis apresentados em nossas demonstrações financeiras e os montantes que servem como base para tributação dos ativos e passivos, às alíquotas aplicáveis. O ativo fiscal diferido deve ser revisado regularmente, considerando a redução do seu valor de realização, conforme exigido, com base nas estimativas futuras de lucro tributável e na realização esperada das diferenças temporárias. Ao preparar essas revisões, temos que efetuar estimativas significativas e adotar premissas associadas à determinação do lucro tributável futuro. Isso requer que nós estimemos receitas e despesas tributáveis futuras, que estão sujeitas a diferentes fatores internos e externos, tais como tendências econômicas, práticas da indústria, taxas de juros, mudanças nas nossas estratégias comerciais e alterações no tipo e preços dos produtos e serviços que oferecemos ao e demandamos do mercado. A utilização dessas premissas e estimativas diferentes pode afetar de maneira adversa nossas demonstrações financeiras. Não reconhecemos os ativos de imposto diferido nas nossas demonstrações financeiras devido ao estágio corrente das nossas operações.

Contingências

Contabilizaremos contingências de eventos passados quando for provável que uma saída de recursos econômicos seja necessária para quitar a obrigação e o montante deste passivo possa ser razoavelmente estimado. Um julgamento significativo é necessário para determinar a existência do passivo, bem como o montante a ser contabilizado. Os passivos são contabilizados considerando as melhores estimativas do risco específico de ocorrência do passivo e, em geral, levam em consideração a avaliação do nosso advogado externo, envolvido nesses assuntos, bem como as decisões judiciais anteriores e avaliações da administração. Regularmente avaliamos os passivos contabilizados para as contingências com base nas mudanças nos fatos e circunstâncias pertinentes e nos eventos que possam ter impacto nestas estimativas, tais como decisões judiciais, que possam ter um impacto relevante adverso nos nossos resultados operacionais e no patrimônio líquido. Não contabilizamos ativos contingentes.

Avaliação de Instrumentos Financeiros (Derivativos)

Utilizamos instrumentos financeiros como derivativos de *swap* para gerenciar riscos relacionados às alterações nas taxas de câmbio internacionais. De acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, os contratos de *swap* são lançados no balanço patrimonial com base no valor justo de mercado reconhecido nos demonstrativos de receitas, exceto nos casos em que critérios específicos de *hedge* sejam preenchidos. As estimativas de valor de mercado são realizadas em uma data específica, geralmente baseados em cotações de mercado (*mark-to-market*) de instrumentos semelhantes e em determinadas presunções, como as de taxas de câmbio futuras.

Alterações da Lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6404/76)

A Lei nº 11.638 publicada no Diário Oficial da União em 28 de dezembro de 2007, alterou diversos dispositivos da Lei das Sociedades por Ações. Estas alterações entraram em vigor em 1º de janeiro de 2008.

Dentre as principais alterações introduzidas, destacamos os seguintes aspectos, os quais geraram, ou acreditamos que possam gerar, impactos em nossas demonstrações financeiras:

- Foi extinta a obrigatoriedade da Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos – DOAR, sendo substituída pela Demonstração dos Fluxos de Caixa – DFC. No caso das companhias abertas a Demonstração do Valor Adicionado – DVA é agora considerada como publicação obrigatória. DFC e DVA são também obrigatórias para todas as grandes empresas, independentemente de sua forma societária, estando sujeitas à auditoria independente;

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

- Bens e direitos intangíveis passam a ser segregados dos tangíveis, ficando o ativo permanente classificado em investimentos, imobilizado, intangível e diferido;
- Foi criada a rubrica “ajustes de avaliação patrimonial” na Participação de Acionistas no Patrimônio Líquido. Serão considerados ajustes de avaliação patrimonial, enquanto não computados no resultado do exercício em obediência ao regime de competência, as contrapartidas de aumentos ou diminuições de valor atribuído a elementos do ativo e do passivo;
- As despesas pré-operacionais e os gastos de reestruturação que contribuirão, efetivamente, para o aumento do resultado de mais de um exercício social e que não configurem tão-somente uma redução de custos ou acréscimo na eficiência operacional serão classificadas no Ativo Diferido;

As nossas demonstrações financeiras para o período de três meses findo em 31 de março de 2008 foram preparadas de acordo com as alterações introduzidas pela Lei nº 11.638, mencionada acima.

Principais Fatores que Afetam Nossas Receitas e Resultados Operacionais

Sucesso na Descoberta e Desenvolvimento de Recursos Petrolíferos

Por sermos uma companhia pré-operacional de exploração de petróleo e gás natural, o resultado futuro de nossas operações e situação financeira serão diretamente afetados pela nossa capacidade de descobrir e desenvolver recursos petrolíferos por meio de nossas atividades de prospecção. Atualmente, os nossos recursos potenciais estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Nossos recursos potenciais representam a quantidade de petróleo que será, eventualmente, obtida das acumulações a serem descobertas. As estimativas de nossos recursos potenciais são complexas e imprecisas, e existe a possibilidade de que nossa prospecção futura não resulte em descobertas e, mesmo que nós consigamos realizar descobertas com sucesso, não há certeza de que estas sejam comercialmente viáveis, no sentido de produzir qualquer parcela de nossos recursos potenciais estimados. Os nossos resultados operacionais serão afetados adversamente na eventualidade de nossos recursos potenciais estimados não resultarem em reservas que possam ser exploradas.

Situação Econômica Brasileira

Substancialmente todas as nossas operações são planejadas no Brasil, razão pela qual nossos resultados operacionais e situação financeira são diretamente afetados pelas condições econômicas gerais do Brasil, em especial, pelas taxas de inflação, taxas de juros, políticas governamentais, flutuações do câmbio e políticas tributárias.

No início de 2005, o Banco Central continuou a implementar uma política de aumento da taxa de juros SELIC uma vez que os indicadores inflacionários não convergiam em direção às metas traçadas para o ano. O aumento da taxa de juros SELIC reduziu a atividade econômica no Brasil. Conseqüentemente o PIB brasileiro cresceu apenas 2,9% em 2005. Ainda em setembro de 2005, o Banco Central reduziu a taxa de juros assim que a estimativa de inflação para 2005 se aproximou da meta estabelecida. A taxa de juros no final de 2005 era de 18%. Em 2005 a média da inflação medida pelo IPCA foi de 5,7%, ou seja, maior do que a meta de 5,1% estabelecida pelo Banco Central. O real teve uma valorização de 13,4% em relação ao dólar americano, fechando a R\$2,34 para US\$1,00 em 31 de dezembro de 2005. Em 2006, o Banco Central continuou a reduzir a taxa de juros SELIC, que caiu para 13,25% em 31 de dezembro de 2006. Neste período, a inflação média medida pelo IPCA foi de 3,1%. Desde então, o Banco Central continuou a reduzir a taxa de juros SELIC, que ficou em 11,25% em 31 de dezembro de 2007 e em 31 de março de 2008. Entretanto, em 16 de abril de 2008 o COPOM aumentou a taxa de juros SELIC, para os atuais 11,75%. Em 2007, a taxa média da inflação foi de 4,5% e nos três primeiros meses de 2008, a taxa média da inflação foi de 1,5%, ambas conforme medido pelo IPCA. Em 2007, o real teve uma valorização de 17,2% em relação ao dólar norte-americano, e teve outra adicional de 1,3% em relação à moeda americana nos três primeiros meses de 2008, fechando a R\$1,749 para US\$1,00 em 31 de março de 2008. Na data deste Prospecto a taxa de juros SELIC é de 11,75%.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

A tabela a seguir apresenta os dados relativos ao crescimento do PIB, inflação, taxas de juros e a taxa de câmbio de dólar norte-americano em relação ao real para os períodos indicados:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período de três meses findo em 31 de março de	
	2005	2006	2007	2007	2008
Crescimento do PIB ⁽¹⁾	2,9%	3,7%	5,4%	0,8%	ND
Inflação (IGP-M) ⁽²⁾	1,2%	3,8%	7,7%	1,1%	2,4%
Inflação (IPCA) ⁽³⁾	5,7%	3,1%	4,5%	1,3%	1,5%
Taxa Interbancária – CDI ⁽⁴⁾	19,1%	15,2%	11,9%	12,9%	11,1%
Taxa de Juros a Longo Prazo – TJLP ⁽⁵⁾	9,8%	6,9%	6,3%	6,5%	6,3%
Valorização do real em relação ao dólar norte-americano	11,8%	8,7%	17,2%	4,1%	1,3%
Taxa de câmbio no final do período por US\$1,00	R\$2,341	R\$2,138	R\$1,711	R\$2,050	R\$1,749
Taxa de câmbio média por US\$1,00 ⁽⁶⁾	R\$2,934	R\$2,170	R\$1,947	R\$2,108	R\$1,738

⁽¹⁾ PIB medido pelo novo método apresentado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) em 2007.

⁽²⁾ IGP-M, medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV).

⁽³⁾ IPCA, conforme medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

⁽⁴⁾ Certificado de Depósito Interbancário, ou CDI, é a taxa média de depósito interbancário fixo praticada durante o dia no Brasil.

⁽⁵⁾ Refere-se à taxa de juros cobrada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para financiamento a longo prazo.

⁽⁶⁾ Média das taxas de câmbio no final do mês durante o período indicado.

Fontes: IBGE, BNDES, Banco Central e FGV.

Demanda e Preço

A demanda de petróleo e gás natural é suscetível à volatilidade relacionada ao nível da atividade econômica global e, particularmente, do Brasil e também pode flutuar dependendo do desempenho de indústrias específicas no mercado brasileiro. Acreditamos que um aumento ou diminuição na atividade econômica, no Brasil ou em qualquer outro lugar, possa afetar a demanda de petróleo e gás natural a serem por nós produzidos. Entretanto, como estamos em fase pré-operacional e ainda não geramos receitas, esses fatores fundamentais somente nos afetarão quando efetivamente produzirmos e vendermos hidrocarbonetos.

Esperamos gerar lucro a partir de:

- vendas de petróleo e gás natural para o mercado doméstico;
- vendas para o mercado internacional (exportação); e
- outras fontes, incluindo prestação de serviços, lucros provenientes de investimentos e ganhos com o câmbio.

Esperamos que nossas despesas incluam (sem considerar a participação do governo):

- custos dos produtos vendidos (que são compostos de custos de produção, seguros e operações dos nossos poços);
- manutenção e reparos dos bens e equipamentos;
- depreciação e amortização dos ativos fixos;
- exaustão dos campos de petróleo;
- despesas gerais e administrativas;
- custos de exploração;
- despesas comerciais (que incluem despesas de transporte e distribuição dos nossos produtos) e despesas gerais e administrativas; e
- despesas de juros, perdas monetárias e de câmbio.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Esperamos que as flutuações na nossa situação financeira e resultados operacionais ocorram em função de uma combinação de fatores, incluindo:

- nossos volumes de produção e venda de petróleo e gás natural;
- alterações nos preços internacionais do petróleo e gás natural, que são denominados em dólares norte-americanos;
- alterações relativas nos preços internos do petróleo e gás natural, que são denominados em reais;
- flutuações nas taxas de câmbio real/dólar norte-americano;
- nossa performance nas futuras rodadas de licitações da ANP;
- situação político-econômica brasileira; e
- o montante em impostos e taxas que temos que pagar em relação às nossas operações futuras, em virtude da nossa posição como companhia brasileira e nosso envolvimento no setor de petróleo e gás natural.

Aspectos Tributários Relevantes nas Atividades de Upstream no Brasil

Nossas atividades estão sujeitas à incidência de diversos tributos no Brasil. Os principais tributos que pagamos são:

Contribuições Sociais sobre a Receita Bruta (PIS/COFINS)

A Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, ou COFINS, e a Contribuição para o Programa de Integração Social, ou PIS, são tributos federais calculados sobre as receitas brutas mensais. Em geral, a maioria das companhias que operam no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural está sujeita ao regime não cumulativo. Neste regime, o PIS/COFINS é calculado a uma taxa combinada de 9,25%, e o contribuinte pode apurar e deduzir os créditos, aplicando a mesma taxa às aquisições de bens e serviços, bem como à depreciação dos ativos da produção (não existem créditos para as despesas de amortização).

As receitas de exportação são isentas de PIS/COFINS, mas os créditos acumulados em relação às operações de exportação podem ser usados para compensar outros impostos federais devidos pelo contribuinte. Não há regulamentação específica para a tributação das atividades de petróleo e gás natural, razão pela qual haverá determinadas restrições na contabilização e utilização dos créditos, especialmente para determinadas aquisições de bens e serviços.

REPETRO

REPETRO é o regime aduaneiro especial de bens importados, usados nas atividades de petróleo e gás no Brasil. O REPETRO visa, principalmente, reduzir a carga tributária sobre as companhias envolvidas na exploração e extração de petróleo e gás natural, basicamente pela suspensão total dos impostos federais devidos sobre a importação dos maiores equipamentos (plataformas e equipamentos submarinos, entre outros). A fim de se beneficiar do REPETRO, é obrigatório para a companhia que os bens importados sejam “emprestados” ou alugados de uma empresa estrangeira.

Em decorrência desse benefício, a estrutura para a importação desses equipamentos é significativamente diferente da estrutura adotada internacionalmente. Resumidamente, os atuais contratos de Engenharia, Suprimento e Construção (EPC) e os contratos de serviços são substituídos por estruturas que envolvam locação da maioria dos bens e separação dos contratos de prestação de serviços, a fim de reduzir o montante total da carga tributária em um projeto. Essas estruturas têm de ser desenvolvidas detalhadamente para que sejam evitados questionamentos pelas autoridades fiscais.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, é um imposto estadual não cumulativo arrecadado sobre a circulação de qualquer mercadoria. O processo de cálculo envolve um regime segundo o qual, em cada período de pagamento, o contribuinte deve verificar o montante dos débitos do ICMS (gerado sobre a circulação da mercadoria / prestação de serviços) e dos créditos do ICMS (gerado sobre a aquisição de bens), recolhendo o imposto sobre a diferença, se for o caso. As alíquotas do ICMS podem variar entre os estados brasileiros. Em muitos estados ele é cobrado à taxa de 17%, exceto nos estados de São Paulo e de Minas Gerais, nos quais a alíquota é de 18%. Alíquotas especiais se aplicam às vendas interestaduais.

Recentemente, a legislação concernente à tributação do ICMS sobre os equipamentos trazidos para o Brasil sob o regime do REPETRO foi significativamente alterada (Convênio nº. 130/07). Esse regulamento permite a redução da alíquota de ICMS para bens trazidos sob o regime do REPETRO, na fase de produção e isenção total na fase de exploração.

Consórcio

O setor de petróleo e gás natural é caracterizado no Brasil pela presença de várias companhias que atuam por meio de contratos de consórcio (similares a uma *joint venture* americana sem personalidade jurídica) com o objetivo de compartilhar os riscos da realização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção. Devido ao fato do consórcio não constituir uma entidade jurídica plena, para fins de legislação tributária brasileira, ele não é considerado um contribuinte independente e, em princípio, não está sujeito a cumprir as obrigações fiscais.

Despesas Gerais e Administrativas

Seguem abaixo descritas projeções para futuras despesas administrativas, gerais e despesas diversas:

	2008	2009	2010	2011	2012
	(em milhões de R\$)				
Despesas Totais	22	33	50	70	90

Nossas despesas administrativas e gerais projetadas compreenderão fundamentalmente (i) folha de pagamento e benefícios; (ii) aluguel, manutenção e suprimentos; (iii) serviços externos (consultores, auditores, dentre outros); (iv) viagens, refeições e transporte; (v) seguros, tributos e taxas; e (vi) custos geológicos e geofísicos, diretos e indiretos, atribuídos a nós ou a nossos parceiros. Não estão incluídas nas despesas relativas ao ano de 2008 as despesas relacionadas à Oferta.

Resultados das Operações

Comparação entre os períodos de 3 (três) meses findos em 31 de março de 2008 e 2007.

Principais Variações nas Demonstrações Consolidadas de Resultados

	Período findo em 31 de março de	
	2008	2007
	(em milhares de R\$)	
Receitas (despesas) operacionais		
Despesas Gerais e Administrativas	(5.433)	(30)
Provisão para perdas em investimentos	–	(2.381)
Receitas Financeiras	51.448	–
Despesas Financeiras	(8.517)	–
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	37.498	(2.861)
Imposto de renda e contribuição social	(12.357)	–
Lucro (prejuízo) líquido no período	25.141	(2.861)

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Receitas (Despesas) Operacionais. Não contabilizamos receitas operacionais nos períodos de três meses encerrados em 31 de março de 2008 e 2007, uma vez que ainda não iniciamos nossas operações. Nossas receitas serão geradas pela nossa subsidiária OGX Ltda. a qual, atualmente, se encontra em fase pré-operacional, e será presumivelmente capaz de gerar receita assim que nossos projetos comecem a produzir e vender hidrocarbonetos.

Despesas Gerais e Administrativas. Nossas despesas gerais e administrativas para o período de três meses findo em 31 de março de 2008, totalizaram aproximadamente R\$5,4 milhões, enquanto no período findo em 31 de março de 2007, totalizaram R\$30 mil. O aumento de aproximadamente R\$5,1 milhões, observado na comparação entre os dois períodos, deve-se às significativas despesas incorridas com as comissões cobradas por agentes financeiros e advogados envolvidos diretamente nesta Oferta.

Provisões para Perdas em Investimentos. Este item representa as provisões para perdas em investimentos, no patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto). No período encerrado em 31 de março de 2007 contabilizamos provisões para perdas em investimentos na importância de aproximadamente R\$2,8 milhões.

Receitas Financeiras. Nossas receitas financeiras totalizaram aproximadamente R\$51,4 milhões no período de três meses findo em 31 de março de 2008, como resultado de ganhos oriundos de nossos investimentos no fundo exclusivo, “OGX63”, um Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado. Não tivemos receitas financeiras no período findo em 31 de março de 2007.

Despesas Financeiras. No período findo em 31 de março de 2008, nossas despesas financeiras foram de, aproximadamente, R\$8,5 milhões, utilizados para cobrir ajustes negativos relacionados ao nosso contrato de *hedge* em taxas de câmbio futuras. No período findo em 31 de março de 2007, não tivemos despesas financeiras.

Principais Variações nos Balanços Patrimoniais Consolidados

	Em 31 de março	
	2008	2007
	(em milhares de R\$)	
Ativo Circulante		
Disponibilidades.....	828.545	3
Impostos a Recuperar.....	11.085	–
Outros.....	2.913	–
Total do ativo circulante.....	842.543	3
Ativo Permanente		
Instalações propriedades e equipamentos, líquidos	8.141	–
Intangível – Concessão de blocos exploratórios	2.015.565	–
Diferido.....	20.964	–
Total do ativo permanente.....	2.044.670	–
Total do ativo	2.887.213	3
Passivo		
Passivo Circulante		
Fornecedores	697	20
Impostos e contribuições a recolher	12.638	–
Compromissos a pagar por aquisição dos blocos exploratórios.....	535.842	–
Outros.....	401	74
Total do passivo circulante	549.578	3.807
Não-Circulante	176	2
Partes relacionadas.....	176	2
Patrimônio Líquido (passivo descoberto).....	2.337.459	(3.806)
Capital Social.....	2.324.177	4.561
Lucros (prejuízos) acumulados.....	13.282	(8.367)
Total do passivo.....	2.887.213	3

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Ativos Circulantes

Disponibilidades. Nossas disponibilidades são representadas basicamente por aplicações financeiras, relativas aos montantes investidos em fundos exclusivos (Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado OGX63 e Fundo de Investimento Corp Plus DI). Estes fundos são administrados por uma instituição financeira que investe em cotas de fundos de renda fixa e valores mobiliários mantidos por meio de contrato de recompra, vinculados a títulos privados (Debêntures e Certificados de Depósitos Bancários - CDB), Letras do Tesouro Nacional – LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN, os quais apresentam rendimento médio equivalente ao DI CETIP (“CDI”) e taxas fixas. Estas transações são registradas na CETIP (Câmara de Custódia e Liquidação), e estão sujeitas ao risco de crédito de seus emissores.

Impostos a Recuperar. Em 31 de março de 2008, o montante de impostos a recuperar era representado por imposto de renda retido sobre aplicações financeiras, à ordem de R\$7,479 mil, e contribuição social paga antecipadamente, à base estimada de R\$3,606 mil, ambos a serem recuperados na declaração do imposto de renda ao final do exercício.

Ativo Não-Circulante (Ativo Permanente)

Instalações, propriedades e equipamentos. Nosso ativo permanente em 31 de março de 2008 era composto por móveis e instalações, à ordem de R\$526 mil, hardware & software (principalmente relacionados ao processamento, reproprocessamento e interpretação sísmicas), à ordem de R\$6.654 mil, benfeitorias em imóveis de terceiros, à ordem de R\$658 mil, veículos e outros ativos fixos, à ordem de R\$303 mil. Este saldo encontra-se líquido de depreciação, calculada por meio da aplicação do método linear, o qual leva em consideração a vida útil estimada dos ativos.

Intangível – Concessão de Blocos Exploratórios. Nosso ativo intangível em 31 de março de 2008 correspondia ao desembolso realizado pela subsidiária OGX Ltda. na Nona Rodada de Licitação da ANP, para a aquisição de 21 blocos exploratórios, por R\$2.015,565 mil, dos quais, R\$1.479,723 mil referem-se ao bônus de assinatura e R\$535,842 mil ao PEM. A subsidiária pagou a totalidade do bônus de assinatura em 4 de março de 2008.

Custos Diferidos. Nossos custos diferidos refere-se principalmente aos resultados no estágio pré-operacional, às despesas com pesquisas incorridas por nossa subsidiária OGX Ltda. em relação aos seus projetos, além dos correspondentes custos financeiros, monetários e/ou variação monetária incorrida e/ou obtida até a data do balanço, associadas com a expectativa de lucros futuros. Nossos custos diferidos estão distribuídos da seguinte forma: Salários e Benefícios, totalizando R\$9.305 mil; Despesas Gerais e Administrativas, principalmente referentes a Prestação de Serviços de Terceiros (Consultoria, Advogados, Auditoria), Viagens & Estadas e Locação, Manutenção e Material de Escritório, totalizando R\$6.063 mil, Despesas com Geologia & Geofísica, totalizando R\$5.993 mil e Receitas Financeiras líquidas, à ordem de R\$397 mil.

Passivo Circulante

Fornecedores. O montante registrado nesse item diz respeito ao desembolso com fornecedores regulares, para o desenvolvimento das operações da Companhia e de sua subsidiária OGX Ltda., no dia-a-dia das suas atividades. Fazem parte desta linha, os serviços prestados por consultorias, auditores e escritórios de advocacia, bem como materiais de escritório, mobiliário, instalações, suprimentos e etc.

Impostos e Contribuições. Este item representa os impostos a recolher, compreendendo o imposto de renda, no valor total de R\$9.085 mil e a contribuição social, à ordem de R\$3.273 mil, calculados pelo método do Lucro Real utilizando alíquotas nominais (cerca de 34%). Salientamos, entretanto, que os pagamentos mensais são realizados com base em estimativas (vide nota “Impostos a Recuperar”).

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Compromissos relativos à Concessão dos Blocos Exploratórios. A subsidiária OGX Ltda. assumiu a implementação do PEM, o qual consiste na perfuração de 28 poços exploratórios, em adição às aquisições, processamento e reprocessamento sísmicos especiais. Esse compromisso deverá ser cumprido durante o período de exploração de cada concessão, que é de 3 a 6 anos. De acordo com as regras da ANP o valor representativo para as unidades de trabalho das 21 concessões é R\$535,842 mil.

Passivos Não-Circulantes

Pagamentos a Partes Relacionadas. No período findo em 31 de março de 2008, a subsidiária OGX Ltda. incorreu em despesas no valor total de R\$363, referentes ao acordo de compartilhamento de recursos e serviços administrativos com a afiliada MMX Mineração e Metálicos S.A. O saldo nessa data era de R\$176 mil.

Patrimônio Líquido

A única variação significativa do nosso Patrimônio Líquido ocorrida até 31 de março de 2008 consistiu num aumento de capital de R\$2.291,236 mil, por meio da emissão privada de ações (899.500.000 ações preferenciais classe A; 89.950.000 ações preferenciais classe B e 996.894.948 ações ordinárias, em 18 de dezembro de 2007) e lucro líquido (R\$25,141 mil) gerado durante o trimestre findo em 31 de março de 2008. Todas as ações preferenciais da Companhia serão convertidas em Ações Ordinárias em decorrência da presente Oferta, até a data da publicação do Anúncio de Início.

Comparação entre o trimestre findo em 31 de março de 2008 e o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Principais Variações nas Demonstrações Consolidadas dos Resultados

	Período findo em 31 de março de 2008	Exercício findo em 31 de dezembro de 2007
	(em milhares de R\$)	
Receitas (despesas) operacionais		
Despesas Gerais e Administrativas	(5.433)	(52.332)
Provisão para perdas em investimentos	–	(5.218)
Receitas Financeiras	51.448	51.414
Despesas Financeiras	(8.517)	(217)
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	37.498	(6.353)
Imposto de renda e contribuição social	(12.357)	–
Lucro (prejuízo) líquido no período/exercício	25.141	(6.353)

Receitas (Despesas) Operacionais. Não contabilizamos receitas operacionais líquidas no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 e no período de três meses encerrado em 31 de março de 2007, uma vez que ainda não iniciamos nossas operações. Nossas receitas serão geradas pela nossa subsidiária OGX Ltda. a qual, atualmente, se encontra em fase pré-operacional, e será presumivelmente capaz de gerar receita assim que nossos projetos comecem a produzir e vender hidrocarbonetos.

Despesas Gerais e Administrativas. Em 31 de dezembro de 2007, as nossas despesas gerais e administrativas mais significativas (R\$43.137 mil) diziam respeito às comissões dos agentes financeiros responsáveis por assessorar a Companhia na emissão privada de suas ações. O saldo remanescente (R\$9.132 mil) refere-se à CPME, vinculada aos recursos investidos no nosso fundo exclusivo OGX63, em 19 de dezembro de 2007, logo após o aumento de capital proveniente da colocação privada de nossas ações.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Provisões para Perdas em Investimentos. Para que fossem separados os investimentos nos setores de mineração e petróleo e gás natural, em 3 de setembro de 2007, o nosso Acionista Controlador cindiu os investimentos na Companhia, resultando na transferência do investimento na MMX Corumbá para uma nova companhia. Como resultado, contabilizamos provisões para perdas em correspondentes a R\$5.218 mil, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Receitas e Despesas Financeiras. Em 27 de novembro de 2007, quando a subsidiária OGX Ltda. adquiriu os blocos exploratórios na licitação, com o pagamento do compromisso em moeda nacional, a Companhia contratou, simultaneamente, transações de *hedge* em igual montante dos recursos estrangeiros, previamente acordados com os investidores, para assegurar que os fundos derivados da emissão privada de ações em 19 de dezembro de 2007, somente se igualassem ao compromisso firmado perante a ANP. O contrato foi firmado em 19 de dezembro de 2007 com um ganho líquido de R\$43.069 mil. Adicionalmente, a Companhia obteve ganho de R\$8.345 mil, líquido de impostos, provenientes dos fundos de investimento exclusivo OGX63, dentre outros.

Principais Variações nos Balanços Patrimoniais Consolidados

	Em 31 de março de 2008	Em 31 de dezembro de 2007
	(em milhares de R\$)	
Ativo Circulante		
Disponibilidades.....	828.545	2.338.487
Impostos a recuperar	11.085	–
Outros.....	2.913	232
Total do ativo circulante	842.543	2.338.719
Ativo Permanente		
Instalações, propriedades e equipamentos, líquidos	8.141	7.581
Intangível – Concessão de blocos exploratórios	2.015.565	2.015.565
Diferido.....	20.964	9.647
Total do ativo permanente	2.044.670	2.032.793
Total de ativos	2.887.213	4.371.512
Passivo		
Passivo Circulante		
Fornecedores	697	43.164
Impostos e contribuições a recolher	12.638	362
Compromissos a pagar por aquisição de blocos de exploração	535.842	2.015.565
Outros.....	401	103
Total do passivo circulante.....	549.578	2.059.194
Não-Circulante.....	176	–
Partes relacionadas	176	–
Patrimônio Líquido	2.337.459	2.312.318
Capital Social	2.324.177	2.324.177
Lucros (prejuízos) acumulados	13.282	(11.859)
Total do passivo.....	2.887.213	4.371.512

Ativos Circulantes

Disponibilidades. Redução significativa gerada pelo pagamento do bônus de assinatura dos 21 contratos de concessão adquiridos pela subsidiária OGX Ltda., durante a Nona Rodada de Licitação da ANP, no montante de R\$1.479.723 mil, em 4 de março de 2008.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Impostos a Recuperar. Em 31 de março de 2008, esse montante era representado pelo imposto de renda retido sobre aplicações financeiras, no valor de R\$7.479 mil, e contribuição social paga antecipadamente (base estimada), no valor de R\$3.606 mil, ambas a serem recuperados na declaração do imposto de renda ao final do ano.

Ativo Não-Circulante (Ativo Permanente)

Instalações, propriedades e equipamentos. O saldo de nossas instalações, propriedades e equipamentos, aumentou levemente no período encerrado em 31 de março de 2008, em comparação com o exercício encerrado 31 de dezembro de 2007, devido a pequenas aquisições de mobiliário, instalações e *hardware*, bem como pela realização de benfeitorias em imóveis de terceiros.

Custos Diferidos. A variação de custos diferidos entre o período de três meses encerrado em 31 de março de 2008 e o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 diz respeito aos resultados no estágio pré-operacional, relacionados às despesas com pesquisas incorridas pela subsidiária OGX Ltda. em relação aos nossos projetos. Durante esse período os principais geradores de custos foram: salários e benefícios, no montante de R\$2.630 mil; prestação de serviços de terceiros (consultoria, advogados, auditoria), viagens, estadias, locação, manutenção e material de escritório, no montante de R\$3.141 mil; despesas com geologia e geofísica, no montante de R\$5.635 mil; e receitas financeiras líquidas, no montante de R\$89 mil.

Passivos Circulantes

Fornecedores. A Redução do dispêndio com fornecedores associa-se com os pagamentos de comissões aos agentes financeiros envolvidos diretamente na divulgação e busca de investidores para a colocação privada das ações realizada pela nossa Companhia. Esse saldo foi provisionado em 31 de dezembro de 2007.

Impostos e Contribuições. O saldo de impostos e contribuições é representado pelo imposto de renda (R\$9.085 mil) e contribuição social (R\$3.273 mil), a recolher, calculados pelo método do Lucro Real, utilizando alíquotas nominais (cerca de 34%). Pagamentos mensais são realizados em bases estimadas.

Compromissos relacionados à Concessão dos Blocos Exploratórios. A significativa redução diz respeito ao pagamento à ANP dos bônus de assinatura relacionados à aquisição de concessão dos blocos exploratórios.

Passivos Não-Circulantes

Pagamentos a Partes Relacionadas. Refere-se ao custo do contrato de compartilhamento de recursos e serviços administrativos entre a nossa subsidiária OGX Ltda. e a nossa coligada MMX. O saldo de pagamentos a partes relacionadas em 31 de março de 2008 era de R\$176 mil. Para maiores informações, veja a seção “Operações com Partes Relacionadas” na página 193 deste Prospecto.

Patrimônio Líquido

A única variação significativa em nosso patrimônio líquido refere-se ao lucro líquido apurado no trimestre findo em 31 de março de 2008.

Liquidez e Recursos de Capital

Em dezembro de 2007, captamos aproximadamente US\$1,3 bilhão por meio de uma emissão privada de ações, a qual nos proporcionou recursos para adquirir os direitos de concessão de diversos blocos exploratórios e financiar nossa campanha exploratória, compreendendo o pagamento de, aproximadamente, US\$800 milhões à ANP pelos bônus de assinatura relativos aos nossos blocos exploratórios adquiridos na Nona Rodada de Licitação da ANP.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Nossa situação financeira e de liquidez sofrerão impacto, dentre outros fatores, decorrentes do sucesso da nossa campanha exploratória, do número de prospectos exploratórios onde efetuarmos descobertas, do levantamento e verificação de custos, do número de poços perfurados, da nossa capacidade de encontrar petróleo e gás natural em quantidade comercial, do sucesso dos nossos esforços de produção e nossa capacidade de adequadamente transportar e distribuir petróleo e gás natural. Iremos financiar nosso capital de giro com os fundos recebidos da emissão privada das nossas ações e com os recursos desta Oferta.

Nossos gastos de capital totais consolidados, para o período de três meses findo em 31 de março de 2008 foram de 1,5 bilhão, devidos principalmente ao pagamento dos bônus de assinatura dos blocos exploratórios adquiridos na Nona Rodada de Licitação da ANP e aos gastos associados à aquisição dos dados sísmicos e despesas relacionadas. Esperamos que nossos gastos de capital aumentem significativamente durante os estágios de desenvolvimento e produção dos nossos projetos. Acreditamos que seremos capazes de executar nosso plano de negócios com recursos remanescentes da colocação privada de ações que realizamos no final de 2007, com recursos oriundos da presente Oferta, bem como com a utilização de dívida de longo prazo, uma vez que tenhamos reservas provadas.

Obrigações Contratuais

Em 31 de março de 2008, não possuíamos nenhuma dívida.

A tabela abaixo descreve nossas obrigações contratuais existentes na data deste Prospecto:

	Pagamentos devidos por ano				Total
	Menos de um ano	De um a três anos	De três a cinco anos (em R\$ mil)	Mais de cinco anos	
Empréstimos e financiamentos.....	–	–	–	–	–
Contratos de aquisição	68,211	–	–	–	68,211
Contratos de arrendamento	–	86	–	–	86
Obrigações contratuais totais.....	68,211	86	–	–	68,297

Acordos Não Incluídos no Balanço

Na data deste Prospecto, não possuíamos nenhum acordo não incluído no balanço patrimonial.

Divulgação Quantitativa e Qualitativa do Risco de Mercado

Estaremos expostos a diversos riscos de mercado oriundos das nossas atividades normais. Tais riscos de mercado envolvem principalmente a possibilidade de que as mudanças nas taxas de juros, nas taxas de câmbio ou nos preços dos produtos afetem, de maneira adversa, o valor dos nossos ativos e passivos financeiros ou os fluxos de caixa e ganhos futuros.

Não esperamos contrair qualquer dívida nos próximos 2 (dois) anos, mas caso o façamos, a dívida a curto prazo e longo prazo estará sujeita ao risco da taxa de juros. Qualquer dívida, denominada em dólar norte-americano, à taxa flutuante de moeda estrangeira futura, estará sujeita às flutuações em LIBOR ou, se a dívida for denominada em reais, ela estará sujeita às flutuações da taxa de juros a longo prazo (TJLP) brasileira, conforme fixada pelo Banco Central.

O risco da taxa de câmbio ao qual estaremos expostos será derivado principalmente do fato de que nossas receitas brutas futuras e a maioria das nossas despesas operacionais, também futuras, serão denominadas em dólares norte-americanos. No entanto, embora os preços que temos que usar para calcular nossas receitas operacionais líquidas futuras sejam ajustados pelas alterações nos preços de mercado internacional para o petróleo e gás natural e as mudanças na taxa de câmbio real/dólar norte-americano, há um período de defasagem durante o qual podemos nos beneficiar ou sofrer com a taxa de câmbio ou o movimento dos preços do petróleo e gás natural.

Análise e discussão da administração sobre a situação financeira e o resultado operacional

Nossas atividades de gestão do risco de *commodity* consistem principalmente em contratos de futuros, opções e *swaps*. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007 e para o período de três meses findo em 31 de março de 2008, realizamos atividades de *hedging* de compromissos em dólares-americanos para os próximos 18-24 meses. Os contratos de *hedging* são, de um modo geral, celebrados por períodos curtos, normalmente de até seis meses e podem ser “rolados” caso se julgue necessário. Em 31 de março de 2008, possuíamos contrato de *hedge* em aberto no montante de US\$85.000.000, que representa os compromissos em moeda estrangeira, assumidos em função do PEM.

Eventos Subseqüentes

Em 31 de março de 2008 não possuíamos quaisquer outros eventos subseqüentes que deveriam ser refletidos em nossas demonstrações financeiras.

RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE E OUTRAS INFORMAÇÕES

Esta seção apresenta um resumo do Estudo de Viabilidade preparado por especialistas no setor de petróleo e gás natural, que inclui informações financeiras e operacionais, bem como determinadas projeções, incluindo informações sobre o cronograma estimado do projeto, data de início da produção, estimativas de investimento, custos e produção. Este resumo não inclui todas as informações que o investidor deverá considerar antes de investir nas Ações. Antes de tomar uma decisão sobre o investimento, o investidor deverá ler este Prospecto na sua totalidade, incluindo, mas sem limitação, o Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto e as seções “Fatores de Risco,” “Apresentação das Informações Financeiras e Outras Informações”, “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional” e “Atividades da Companhia” nas páginas 225, 68, 62, 95 e 146, respectivamente, deste Prospecto; bem como as Demonstrações Financeiras e respectivas notas explicativas anexas ao presente Prospecto.

Estudo de Viabilidade

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

O investidor deverá considerar que as projeções constantes deste Prospecto refletem determinadas premissas, análises e estimativas nossas e dos especialistas que prepararam o Estudo de Viabilidade, inclusive no que se refere à receita, recursos projetados, probabilidades de sucesso, desembolsos de capital, custos de exploração, custos de desenvolvimento e aquisição, despesas operacionais, capacidade de produção e outras projeções. Nossa capacidade de obter os resultados operacionais projetados depende, entre outros fatores, do sucesso dos nossos esforços de exploração, desenvolvimento e produção. Não podemos garantir aos investidores que nossas atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural não serão material e adversamente afetadas por questões políticas, ambientais ou quaisquer outras. Não podemos garantir que as nossas operações de pesquisa, exploração, perfuração, produção e logística não serão prejudicadas de maneira significativa por questões de ordem política, ambiental ou outras. Veja a seção “Fatores de Risco – Há riscos inerentes à exploração e produção de petróleo e gás natural que podem afetar adversamente nosso negócio, nossa situação financeira e os resultados das operações”, na página 68 deste Prospecto para maiores informações.

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

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

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

Estudo Técnico

Qualificações

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

Escopo de Trabalho e Metodologia

O Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton foi baseado no nosso *portfolio* existente, o qual consiste em 51 prospectos exploratórios localizados em nossos blocos exploratórios distribuídos em 4 Bacias (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão). No referido Estudo de Viabilidade, foram apresentadas estimativas de Recursos Potenciais Totais, Recursos Potenciais Líquidos, probabilidade de sucesso geológico e econômico, volumes de produção estimados para cada projeto, bem como estimativas de investimentos e custos associados às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

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

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

Cálculo dos Recursos Potenciais

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

Foram utilizados métodos probabilísticos padrões na análise de incertezas. As distribuições de probabilidade foram estimadas através de dados e informações indicativas de porosidade, saturação de petróleo e/ou gás natural, espessura do reservatório com hidrocarboneto, fator geométrico, eficiência de recuperação, propriedades de fluido e área produtiva para cada prospecto exploratório. Estes parâmetros foram utilizados com base em dados conhecidos, analogias, e outros métodos de estimativas padrões, incluindo toda a experiência adquirida pela DeGolyer & MacNaughton. As medidas estatísticas que descrevem as distribuições de probabilidade desses indicativos foram identificadas e submetidas a uma simulação *Monte Carlo*, produzindo desta forma, as estimativas baixa, melhor, alta e média para os Recursos Potenciais Totais associados a cada prospecto exploratório. A estimativa média é usada como valor esperado no resultado da análise probabilística.

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

- Probabilidade Geológica (P_g), é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzem petróleo a uma vazão mensurável. P_g é estimada através da quantificação da probabilidade de cada um dos seguintes fatores geológicos individuais: trapa, geração, reservatório e migração. O produto destas quatro probabilidades ou fatores de risco é computado como P_g ;
- Limite Econômico para Tamanho de Campo (*Threshold Economic Field Size – TEFS*), leva em conta o volume mínimo recuperável de petróleo e/ou gás natural necessário para se obter um valor presente potencial superior a zero;
- Probabilidade associada ao TEFS (P_{TEFS}), definida como a probabilidade de se descobrir uma acumulação maior que o TEFS. A P_{TEFS} pode ser determinada a partir da distribuição de Recursos Potenciais Totais;
- Probabilidade Econômica (P_e), considera a probabilidade de que os Recursos Potenciais Totais sejam economicamente viáveis. A Probabilidade Econômica leva em consideração os seguintes fatores: P_g , TEFS, P_{TEFS} , custos de desenvolvimento e operacionais, o plano de desenvolvimento considerado, o modelo econômico (fluxo de caixa descontado), entre outras estimativas econômicas. A P_e é calculada conforme a fórmula abaixo:

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

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

Dessa forma, segue abaixo a estimativa média dos nossos Recursos Potenciais Totais, Recursos Potenciais Riscados Totais e Recursos Potenciais Riscados Líquidos, levando em conta os ajustes dos fatores P_{gr} , TEFS e P_e , conforme o Estudo de Viabilidade preparado pela *DeGolyer & MacNaughton*:

Bacia	Recursos Potenciais Totais ⁽¹⁾	Probabilidade de Sucesso Econômico (P_e)	Recursos Potenciais Riscados Totais ⁽²⁾	Recursos Potenciais Riscados Líquidos (OGX) ⁽³⁾
(Estimativa Média – Mean Estimate)				
Óleo (10³bbl)				
Campos	8,289,054	33%	2,738,087	2,562,081
Santos.....	2,186,747	23%	506,452	395,390
Espírito Santo	2,099,731	18%	373,243	186,622
Pará-Maranhão	2,164,538	20%	433,669	433,669
Total	14,740,070	27%	4,051,451	3,577,762
Gás Natural (10⁶ ft³)				
Campos	–	–	–	–
Santos.....	25,728,835	26%	6,802,765	6,588,979
Espírito Santo	4,816,466	20%	937,419	468,709
Pará-Maranhão	–	–	–	–
Total	30,545,302	25%	7,740,183	7,057,688
Óleo + Gás Natural (10³boe)⁽⁴⁾				
Campos	8,289,054	33%	2,738,087	2,562,081
Santos.....	6,768,908	25%	1,717,986	1,568,850
Espírito Santo	2,957,517	18%	540,192	270,096
Pará-Maranhão	2,164,538	20%	433,669	433,669
Total	20,180,017	27%	5,429,934	4,834,697

⁽¹⁾ Recursos Potenciais Totais truncados, ajustado pelo TEFS, considerando 100% de participação da OGX em seus blocos exploratórios.

⁽²⁾ Recursos Potenciais Totais ajustados pela probabilidade de sucesso econômico.

⁽³⁾ Recursos Potenciais Líquidos multiplicados pela participação da OGX em seus blocos exploratórios, ou seja, excluindo a participação de parceiros da Companhia nos blocos exploratórios.

⁽⁴⁾ Convertemos o volume de reservas de gás natural estimadas por DeGolyer & MacNaughton pelo fator de 5.615 pés cúbicos de gás natural para um Barril de Óleo.

Fase de Exploração

Planejamos perfurar 24 poços exploratórios na Bacia de Campos, 15 poços exploratórios na Bacia de Santos, 7 poços exploratórios na Bacia do Espírito Santo, e 5 poços exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão. As estimativas de custo de poço para o poço seco e poço completado são resumidas na Tabela P1 do Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto. Com base nas informações do Estudo de Viabilidade, os custos brutos totais de perfuração podem variar entre US\$1,61 bilhão (considerando todos os poços secos) e US\$1,69 bilhão (considerando todos os poços completados), necessários para a avaliação técnica do *portfolio* de prospectos exploratórios.

Pretendemos adquirir novos dados sísmicos 3D para nossos blocos localizados nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão, e (ii) reprocessar os dados sísmicos 3D na Bacia de Santos. Os dados sísmicos 3D resultarão em uma melhor definição dos elementos do sistema petrolífero, consequentemente, reduzindo o risco exploratório e otimizando a alocação dos poços. As despesas totais com sísmica estão resumidas na Tabela P1 e totalizam US\$131 milhões (considerando 100% de participação em todos os blocos), para a fase de exploração inicial associada aos 51 prospectos exploratórios do *portfolio* atual.

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

Fase de Desenvolvimento e Produção

Os cenários de desenvolvimento apresentados no Estudo de Viabilidade são planos de desenvolvimento conceituais assumindo-se descobertas de quantidades econômicas para todos os nossos prospectos exploratórios. Os 51 prospectos exploratórios foram conceitualmente agrupados em 23 projetos de desenvolvimento, visto que esses planos de desenvolvimentos são baseados em estimativas de recursos potenciais, considerando uma participação de 100% em todos os blocos.

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

Para descobertas de petróleo economicamente viáveis, poderão ser utilizadas embarcações arrendadas do tipo FPSO que variam em capacidade de produção de 100.000 de *bopd* a 200.000 de *bopd*. Os poços de desenvolvimento podem ser produzidos por completações submarinas conectadas ao FPSO.

As descobertas de gás natural em águas rasas e economicamente viáveis poderão ser desenvolvidas com plataformas fixas para cabeça de poço, sendo que as descobertas em águas mais profundas poderão ser desenvolvidas com completações submarinas conectadas a plataformas flutuantes. Um gasoduto transportaria o gás até a costa para seu posterior processamento. A plataforma fixa para cabeça de poço para águas rasas é conveniente para os prospectos exploratórios de gás da Bacia de Santos e os potenciais investimentos apresentados são baseadas nesta premissa. A opção de desenvolvimento através de plataforma flutuante é conveniente para os prospectos exploratórios de águas profundas da Bacia do Espírito Santo e os potenciais investimentos para tais prospectos exploratórios de gás foram previstos assumindo esta premissa.

As potenciais despesas operacionais fixas estimadas incluem despesas como arrendamento de FPSO e pagamentos operacionais feitos aos proprietários dos navios. Incluem também despesas relativas a salários de pessoal operacional, suporte terrestre, barcos de suprimento, peças de reposição e despesas de manutenção. As potenciais despesas variáveis estão relacionadas aos encargos do manuseio de água, produtos químicos e custos relativos à intervenção de poços (*workover*).

As potenciais despesas operacionais foram estimadas no Estudo de Viabilidade assumindo-se um custo fixo de US\$100 milhões ao ano, para cada 100.000 *boedp* de capacidade de processamento do FPSO. As potenciais despesas operacionais variáveis estão estimadas entre US\$5,30 e US\$8,50 por Barril de Óleo, incluindo os custos de transporte do óleo. As potenciais despesas operacionais fixas para potenciais volumes de gás variam de US\$30 milhões ao ano para plataformas de cabeça de poço em águas rasas, a US\$80 milhões ao ano para plataformas de desenvolvimento de gás em águas mais profundas. As potenciais despesas operacionais variáveis estão previstas entre US\$0,15 e US\$0,25 por mil pés cúbicos. Tais estimativas de custos variáveis incluem custos de transporte.

Para obter os valores esperados de investimento, despesas operacionais e produção, deve-se aplicar uma probabilidade de sucesso que reflita o caso esperado em cada um dos projetos considerados no estudo da *DeGolyer & MacNaughton*.

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

Análise da Oferta e Demanda e Histórico de Preços de Petróleo e Gás Natural

Para informações sobre a análise da oferta e demanda de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, bem como históricos dos preços, veja a seção “Visão Geral do Setor”, na página 121 deste Prospecto.

Estimativa de Despesas Gerais, Administrativas e Comerciais

Para informações sobre a estimativa de despesas gerais, administrativas e comerciais, veja a seção “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional”, na página 95 deste Prospecto.

Impostos, Taxas e Contribuições

Para informações relativas aos aspectos tributários aplicáveis ao setor de petróleo e gás natural no Brasil e à nossa Companhia, veja as seções “Análise e Discussão da Administração sobre a Situação Financeira e o Resultado Operacional” e “Visão Geral do Setor” nas páginas 95 e 121 deste Prospecto, respectivamente.

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

Sumário das Premissas e Projeções dos 23 projetos conceitualmente desenvolvidos pela DeGolyer & MacNaughton:

Bacia Projeto	Estimativa Média de Produção		Capacidade das Facilidades		Tempo útil de Produção Anos	Número de Poços		Custo por Poço 10 ⁶ \$/poço	Opção de Desenvolvimento Conceitual	Despesas Operacionais Fixas Anuais p/ FPSO com capacidade de processamento de 100Mbopd 10 ⁶ \$	Despesas Operacionais Fixas Anuais para Plataforma Fixa 10 ⁶ \$	Custos Variáveis		
	Óleo 10 ⁶ bbl	Gás 10 ⁶ ft ³	Óleo 10 ³ BPD	Gás 10 ⁶ ft ³ /GPD		Produtores	Injetores					Oil \$/bbl	Gas \$/10 ⁶ ft ³	
Bacia de Campos														
Campos - Project I - Oil	1.326	0	200	0	30	51	17	68	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,00	0,00	
Campos - Project II - Oil	1.393	0	200	0	31	59	19	78	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,00	0,00	
Campos - Project III - Oil	1.697	0	300	0	30	66	22	88	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,00	0,00	
Campos - Project IV - Oil	1.690	0	300	0	29	53	17	70	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,00	0,00	
Campos - Project V - Oil	981	0	200	0	30	28	9	37	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,00	0,00	
Campos - Project VI - Oil	1.055	0	150	0	26	31	10	41	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,00	0,00	
Bacia do Espírito Santo														
ES - Project I - Oil + Gas	1.284	2.301	200	500	30 (oil) 21 (gas)	40	10	50	40.000 FPSO Alugado - oil; Plataforma Flutuante - gas	100.000	80.000	5,30	0,15	
ES - Project II - Oil + Gas	789	2.269	200	500	25 (oil) 20 (gas)	28	6	34	40.000 FPSO Alugado - oil; Plataforma Flutuante - gas	100.000	80.000	5,30	0,15	
Bacia de Santos														
Projetos de Gás														
Santos - Project I - Gas	0	5.710	0	900	26	20	0	20	40.000 Plataformas fixas para cabeça de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Santos - Project II - Gas	0	11.799	0	1800	30	30	0	30	40.000 Plataformas fixas para cabeça de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Santos - Project III - Gas	0	1.087	0	180	22	6	0	6	40.000 Conectado ao Project I - Gas; Plataformas fixas para cabeça de poço	0	5.000	0,00	0,25	
Santos - Project IV - Gas	0	2.499	0	400	25	8	0	8	40.000 Plataformas fixas para cabeça de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Santos - Project V - Gas	0	2.191	0	350	26	7	0	7	40.000 Plataformas fixas para cabeça de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Santos - Project VI - Oil + Gas	819	1.536	200	300	25 (oil) 20 (gas)	28	6	34	30.000 FPSO Alugado; Plataforma c/ cabeça de poço fixa	100.000	30.000	5,50	0,15	
Projetos de Óleo														
Santos - Project VII - Oil	194	0	100	0	10	8	2	10	40.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project VIII - Oil	332	0	100	0	15	13	4	17	40.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project IX - Oil	289	0	100	0	15	12	3	15	40.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project X - Oil	225	0	100	0	15	9	3	12	40.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project XI - Oil	286	0	100	0	15	12	3	15	40.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,30	0,00	
Bacia do Para-Maranhao														
Para - Project I - Oil	144	0	60	0	14	6	2	8	20.000 Conectado ao Project II	0	0	8,50	0,00	
Para - Project II - Oil (inclui conectado com o Project I)	1.102	0	200	0	30	23	7	30	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,50	0,00	
Para - Project III - Oil	40	0	20	0	15	3	0	3	20.000 Conectado ao Project IV	0	0	8,50	0,00	
Para - Project IV - Oil (inclui conectado com o Project III)	818	0	200	0	25	19	6	25	20.000 FPSO Alugado	100.000	0	5,50	0,00	

Notas:

- Esta tabela considera o caso em que todos os prospectos são bem sucedidos, ou seja, com 100% de probabilidade de sucesso.
- Para se obter os valores esperados para a OGX, é necessário multiplicar a participação da OGX nos blocos, como também por uma probabilidade de sucesso.
- Volumes de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.

Principais Riscos Envolvidos

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

- Não temos histórico operacional e nosso desempenho futuro é incerto. A KPMG incluiu um parágrafo em seu relatório indicando que nos encontramos em fase pré-operacional e somos dependentes do suporte financeiro de nossos acionistas e/ou terceiros até que nossas operações se tornem rentáveis;
- Áreas potenciais que decidamos perfurar poderão não produzir petróleo ou gás natural em quantidades ou qualidade viáveis do ponto de vista comercial;
- Os dados sísmicos utilizados por nós estão sujeitos à interpretação e poderão não identificar com exatidão a presença de petróleo e gás natural, o que poderia impactar adversamente os resultados de nossas operações de perfuração;
- Podemos não conseguir alcançar nossos objetivos de exploração e produção;
- Nosso Estudo de Viabilidade baseia-se em projeções de desempenho futuro que podem se revelar inexatas;
- Não seremos a operadora dos poços de perfuração em todos os nossos blocos exploratórios e, portanto, não poderemos controlar o cronograma dos esforços de desenvolvimento, os custos associados ou a taxa de produção das reservas no que se refere a tais propriedades;
- Dependemos de determinados integrantes da nossa administração e da nossa equipe de exploração, e a perda de qualquer um desses indivíduos poderia gerar um impacto relevante e adverso em nossa capacidade de implementar as nossas estratégias de negócio e nosso crescimento;
- Nosso negócio requer investimento de capital e gastos de manutenção significativos com os quais poderemos não ser capazes de suportar;
- Poderemos estar sujeitos a conflitos de interesses em transações futuras com partes relacionadas;
- Poderemos sofrer prejuízos consideráveis e estar sujeitos a ações pleiteando nossa responsabilidade em decorrência de operações futuras com petróleo e gás natural;
- Riscos de transações de *hedging* associadas à nossa exposição a flutuações da moeda e dos preços das commodities podem acarretar prejuízos;
- Nossas concessões, segundo as quais nós ou nossos parceiros estamos autorizados a produzir petróleo e gás natural de várias reservas, estão sujeitas ao término antecipado ou a não renovação da concessão em determinadas circunstâncias;
- Uma redução considerável ou prolongada dos preços do petróleo e do gás natural poderá impactar de modo adverso nosso negócio, nossa situação financeira e os resultados das nossas operações;
- Nossas estimativas de potenciais recursos de petróleo e gás natural envolvem um grau considerável de incerteza, que poderia afetar de modo adverso nossa capacidade de gerar receita;
- Há riscos inerentes à exploração e produção de petróleo e gás natural que podem afetar adversamente nosso negócio, nossa situação financeira e os resultados das operações;

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

- A indústria de petróleo e gás natural depende da existência de reservas e do aumento da capacidade de produção nas reservas existentes;
- Condições de mercado ou impedimentos operacionais poderão dificultar nosso acesso aos mercados de petróleo e gás natural ou atrasar nossa produção;
- O cronograma de desenvolvimento dos projetos de petróleo e gás natural está sujeito a atrasos e ao estouro de custos (orçamento), devido à indisponibilidade ou o alto custo das plataformas de perfuração, dos equipamentos, dos suprimentos e da mão de obra e dos serviços nos campos de petróleo, podendo dessa forma afetar de forma adversa nossos futuros projetos;
- A indústria do petróleo e do gás natural, inclusive a aquisição de áreas para fins de exploração, é altamente competitiva;
- Empresas na indústria brasileira de petróleo e gás natural recorrem, basicamente, ao processo de leilão público regulado pela ANP para adquirir direitos de exploração de reservas de petróleo e de gás natural;
- Participantes da indústria de petróleo e gás natural estão sujeitos a leis complexas que podem afetar o custo, a maneira ou a viabilidade da realização do negócio; e
- Nossas operações futuras estão sujeitas a numerosas regulamentações ambientais e de saúde que poderão se tornar mais rigorosas no futuro e resultar em um aumento de responsabilidades e dispêndios de capital, inclusive indenização e penalidades por danos ambientais, que poderão ocasionar um efeito adverso relevante em nosso negócio e no preço de mercado de nossas Ações Ordinárias.

Para informações adicionais e mais detalhadas sobre os riscos acima descritos, veja a seção “Fatores de Risco”, na página 68 deste Prospecto.

Avaliação do investimento pelo método do Valor Presente em detrimento da Taxa Interna de Retorno

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

A primeira parte do Estudo de Viabilidade consiste na validação feita pela equipe de geólogos e geofísicos da DeGolyer & MacNaughton dos prospectos exploratórios da Companhia, validação esta baseada em análises probabilísticas. Os volumes de recursos potenciais recuperáveis em cada um dos 51 prospectos exploratórios foram estimados através de curvas de distribuição de probabilidade, gerando estimativas de baixa, melhor, alta e média.

Em seguida, a equipe de engenharia e economia da DeGolyer & MacNaughton desenvolveu fluxos de caixa determinísticos para as estimativas de baixa, alta e média dos volumes potenciais recuperáveis dos 51 prospectos exploratórios, que foram conceitualmente agrupados em 23 projetos. Nesta análise determinística foram elaborados planos conceituais de desenvolvimento da produção para os todos os projetos (incluindo cálculos de desembolsos de capital (Capex) e despesas operacionais (Opex), possibilitando o cálculo do valor presente potencial em cada um dos projetos nas estimativas de baixa, alta e média, utilizando-se uma taxa de desconto de 10% (taxa de desconto padrão utilizada pela DeGolyer & MacNaughton para fins de cálculo do valor presente).

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

O passo seguinte foi transformar essa análise determinística em uma análise probabilística, sendo que para isso calculou-se o múltiplo do valor presente potencial dividido pelo volume de óleo e/ou gás produzido (PW/BOE) em cada um dos 23 projetos, considerando-se as estimativas de baixa, alta e média destes múltiplos.

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

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

O resultado desta simulação referente às estimativas de baixa, melhor, alta e média de cada um dos 51 prospectos exploratórios está descrito na “Tabela 5” do Estudo de Viabilidade da DeGolyer & MacNaughton, anexo a este Prospecto.

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

Não obstante o acima exposto, a análise utilizada pela DeGolyer & MacNaughton resulta em um valor presente descontado a uma taxa de 10% (amplamente utilizada no setor) que, em última análise, representa uma taxa de retorno para o valor presente apresentado.

Adicionalmente, a apresentação do valor presente potencial no Estudo de Viabilidade traz ao investidor uma medida sofisticada, completa e conclusiva sobre a avaliação da Companhia realizada por uma companhia de consultoria independente de grande renome e experiência internacional no setor de óleo e gás, o que em última análise baliza de forma completa, clara e objetiva a decisão do investidor potencial de investir ou não nas Ações da Companhia.

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

Conclusão

O Estudo de Viabilidade anexo a este Prospecto foi preparado de forma independente pela DeGolyer & MacNaughton com base nas informações financeiras projetadas e preparadas por seus especialistas. O investidor deverá considerar que as projeções constantes deste Prospecto refletem determinadas premissas, análises e estimativas nossas e dos especialistas que prepararam o Estudo de Viabilidade, inclusive no que se refere à receita, recursos projetados, probabilidades de sucesso, desembolsos de capital, custos de exploração, custos de desenvolvimento e aquisição, capacidade de produção e outras projeções.’

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

Resumo do estudo de viabilidade e outras informações

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

	Valor Presente (descontado a uma taxa de 10%)			
	Estimativa	Melhor	Estimativa	Estimativa
	Baixa	Estimativa	Alta	Média
	(10 ³ US\$)	(10 ³ US\$)	(10 ³ US\$)	(10 ³ US\$)
(Valores expressos em milhares de Dólares dos EUA)				
Recursos potenciais líquidos de gás e óleo ajustados por TEFS, truncados	19.521.340,0	23.142.030,0	27.638.150,0	23.366.749,2

Dessa forma, considerando a estimativa média do valor presente para os recursos potenciais líquidos de petróleo e gás natural no valor de US\$23,4 bilhões, conforme descrito na tabela acima e no Estudo de Viabilidade, nossa Administração acredita, com base no entendimento e conhecimento de especialistas da DeGolyer & MacNaughton sobre os setores pertinentes ao nosso projeto, que o Estudo de Viabilidade foi elaborado refletindo, atualmente, as melhores práticas e julgamento disponíveis, e apresenta, de acordo com o melhor conhecimento e opinião da Administração, a expectativa do curso de ação previsto da Companhia e, portanto, sua viabilidade.

Declaração da Companhia e do Coordenador Líder

O Estudo de Viabilidade resumido nesta seção foi elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, nos termos do artigo 32, inciso II, e item 3.7 do Anexo III, da Instrução CVM 400, e a Companhia e o Coordenador Líder declaram que concordam com o seu teor em todos os aspectos relevantes.

VISÃO GERAL DO SETOR

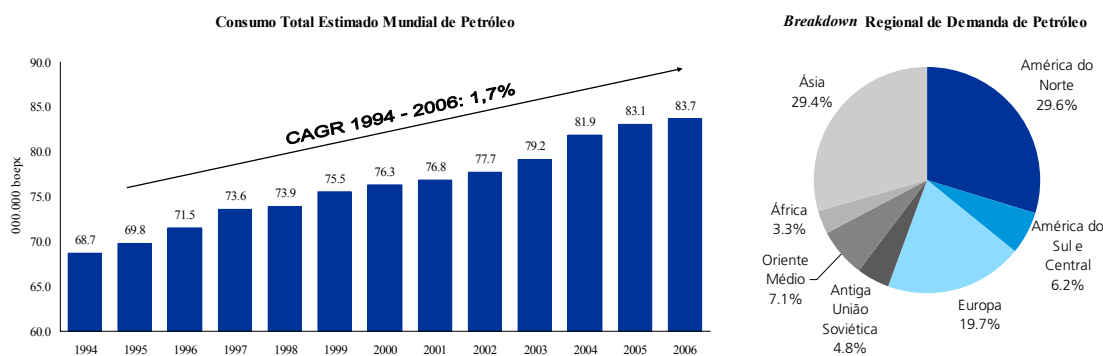
Setor Mundial de Petróleo e Gás Natural

Histórico

A moderna indústria do petróleo foi criada em 1859, quando Edwin Drake se tornou a primeira pessoa a perfurar para petróleo com sucesso na Pensilvânia, nos Estados Unidos da América. A Standard Oil, criada em 1870, dominou os setores de produção e o refino de petróleo durante os estágios iniciais da indústria, até a sua dissolução em 37 sociedades independentes em 1911. Algumas destas novas entidades tornaram-se os maiores participantes do setor, incluindo a Exxon, a Chevron, a Texaco, a Conoco e a BP. Não obstante os Estados Unidos sejam, atualmente, o terceiro maior produtor mundial de petróleo, conforme novas acumulações de petróleo foram identificadas por todo o mundo, seu papel no mercado global foi se reduzindo. De acordo com a Agência Internacional de Energia, os Estados Unidos da América produziram menos de 9% do petróleo mundial em 2006, comparado a uma participação de mercado de 28% em 1965. Atualmente no mundo, as chamadas companhias petrolíferas nacionais, como a Saudi Aramco, a National Iranian Oil Company, a Iraqi National Oil Company, a Kuwait Oil Company, a Abu Dhabi National Oil Company e a Petróleos de Venezuela são responsáveis pela maior parte da produção mundial.

Demanda por Petróleo

A demanda por petróleo vem crescendo de maneira consistente nos últimos 14 anos. De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, o nível de consumo mundial em 2006 era de 83,7 milhões de *boepd*. De acordo com a Agência Internacional de Energia – EIA, espera-se que esta demanda continue a crescer nos próximos 20 anos, em linha com o crescimento econômico médio anual global, impulsionada, principalmente, pelos países da América do Norte, bem como os países asiáticos não-membros da OCDE. Os Estados Unidos da América permanecem, sem dúvida, como o maior consumidor de petróleo, respondendo por 25% da demanda global total em 2006, com um consumo de 20,6 milhões de *boepd*, superando o consumo de 7,4 milhões de *boepd* da China.



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

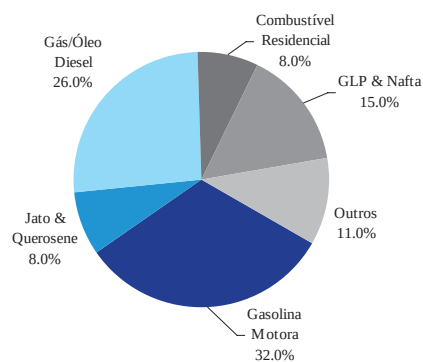
De acordo com a EIA, o consumo mundial de petróleo e outros combustíveis líquidos subirá para 97 milhões de *boepd* em 2015 e para 118 milhões de *boepd* em 2030. É esperado que o crescimento da demanda seja impulsionado principalmente por países em desenvolvimento, notadamente a China. Projeta-se que a demanda em países asiáticos não-membros da OCDE crescerá a uma taxa quase três vezes maior que a dos membros da OCDE a cada ano (2,7% contra 1,0%). Adicionalmente, a EIA espera que a demanda de países não-membros da OCDE eventualmente ultrapasse os níveis da OCDE até 2010, impulsionada, sobretudo, pela China, a qual vem sendo a principal responsável pelo crescimento da demanda de petróleo entre os países não-membros da OCDE na última década, em razão do crescimento econômico do país.

Visão geral do setor

O consumo elevado da China deve-se principalmente à sua grande população, já que o seu consumo per capita, embora cresça rapidamente, permanece relativamente baixo, em menos de dois Barris de Óleo por pessoa por ano. Comparativamente, a América do Norte possui um consumo per capita de quase 25 barris de petróleo por pessoa por ano, refletindo a correlação entre maturidade econômica, padrão de vida elevado e utilização de petróleo. Segundo a EIA, o crescimento da economia asiática continuará, cada vez mais, a impulsionar o suprimento mundial de petróleo no futuro próximo.

Há três principais usos energéticos para o petróleo, quais sejam: transporte, geração de energia e aquecimento, assim como uma série de mercados não-energéticos (por exemplo, matéria-prima para a indústria petroquímica). Embora a demanda de energia para cada uso final correlacione-se com os níveis de atividade econômica, há diferenças claras entre os diversos usos finais em termos de possibilidade de substituição de combustível. Os mercados de transporte e não-energético possuem baixa vulnerabilidade, tornando-os mercados relativamente cativos do petróleo. No entanto, muitos mercados energéticos fixos podem, com determinadas limitações, mudar de um combustível para o outro, especialmente entre gás, carvão e petróleo e, desta forma, a elasticidade de seu preço de curto prazo é alta.

Total OECD - Breakdown dos usos finais de petróleo



Fonte: Agência Internacional de Energia.

Existe também uma sazonalidade comprovada no consumo de petróleo (principalmente com relação a óleo para aquecimento, propano e querosene) particularmente como resultado da necessidade de aquecimento do hemisfério norte, a qual influencia significativamente o consumo destes produtos durante inverno.

Os dois principais fatores que influenciam a demanda de petróleo são (1) preço e (2) renda.

(1) Preço: O preço e a demanda por petróleo tipicamente possuem uma relação inversa, a qual pode variar dependendo do sub-mercado. Por exemplo, o petróleo combustível possui uma flexibilidade de preço relativamente alta, o que quer dizer 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 possui menor flexibilidade de preço, já que não existe um substituto imediato.

(2) Renda: Historicamente, o principal impulsionador do crescimento da demanda de petróleo é a renda. O crescimento econômico robusto aumenta os níveis de demanda por petróleo, como foi o caso dos EUA e, agora, espera-se que ocorra na China e em outros países em desenvolvimento, especialmente na medida em que cresce o uso de veículos motores. O crescimento econômico em 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.

Visão geral do setor

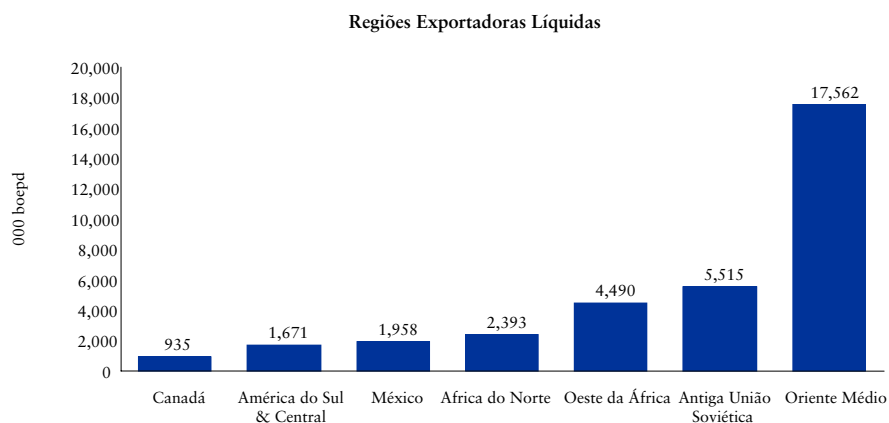
Recentemente, a demanda por petróleo provou ser menos correlacionada com os preços do que o esperado, principalmente pelo fato de que os gastos com energia estão representando atualmente uma menor porção da renda do consumidor do que já representaram no passado. O mundo se tornou mais eficiente na utilização de energia e petróleo em razão de novas tecnologias, consumidores mais conscientes quanto ao consumo de energia, melhor isolamento decorrente de novas técnicas de construção e uma série de outros fatores que contribuíram para uma utilização mais consciente de recursos energéticos, incluindo o petróleo.

Oferta de Petróleo

Com base em dados de 2006, os Estados Unidos da América eram o terceiro maior produtor de petróleo do mundo, com uma produção de 6,9 milhões de *boepd*, atrás da Arábia Saudita (10,9 milhões de *boepd*) e da Rússia (9,8 milhões de *boepd*). Estes três países produzem mais de um terço do petróleo mundial. O restante da produção mundial é amplamente dispersa entre mais de 42 países, nenhum dos quais individualmente responde por mais de 6% do total.

Regionalmente, o Oriente Médio domina a oferta de petróleo, com 31% do total. A segunda maior região produtora é a América do Norte, principalmente em razão dos Estados Unidos da América. Todas as demais regiões produtoras (África, América do Sul, Mar do Norte, Extremo Oriente) possuem níveis de produção similares, cada qual respondendo por 9-10% do total.

O Oriente Médio também respondia por quase dois terços das reservas mundiais comprovadas em 2006. Os membros da OPEP, Organização dos Países Exportadores de Petróleo, são responsáveis por cerca de 40% da oferta do petróleo mundial e possuem aproximadamente dois terços do total das reservas mundiais comprovadas de petróleo. O gráfico abaixo mostra as maiores regiões exportadoras de petróleo em 2006, comprovando a dependência dos outros países das exportações de petróleo do Oriente Médio.

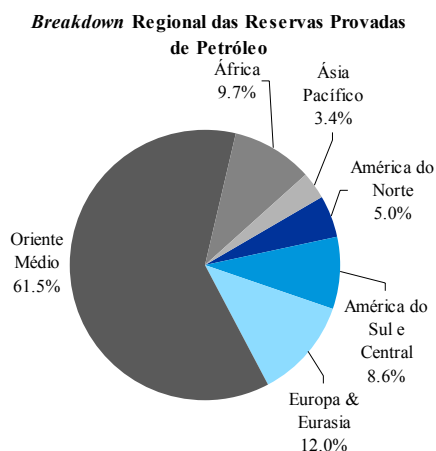


Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2007.

Os Estados Unidos da América são o maior importador individual de petróleo. Contudo, uma vez que o Canadá e o México são dois dos três principais fornecedores dos EUA, o resultado das importações versus exportações para a América do Norte acaba sendo menor, tornando a região da Ásia-Pacífico o maior importador regional.

Visão geral do setor

O Embargo do Petróleo Árabe de 1973 levou a esforços entre países dependentes da importação de petróleo visando a criação de estoques de petróleo controlados pelo governo, conhecidos como estoques estratégicos, para atuarem como amortecedores contra interrupções severas de fornecimento. Atualmente, estes estoques estratégicos, o maior dos quais é a Reserva Estratégica de Petróleo dos EUA, respondem por uma porção significativa dos estoques mundiais. A reserva norte-americana possui um estoque de emergência de petróleo que é o maior suprimento emergencial do mundo, com capacidade atual para manter 727 milhões de *boe*. A EIA publica semanalmente os níveis de estoque de petróleo, produtos petrolíferos e uso de refinaria. Tais relatórios semanais são frequentemente utilizados como indicadores para se estimar a atual capacidade ou escassez do mercado. Estes estoques estratégicos podem ser utilizados para atenuar oscilações de oferta e demanda, podendo ter um impacto significativo sobre o preço de mercado do petróleo.



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2006.

O equilíbrio da oferta e demanda de petróleo é bastante influenciado pela capacidade do sistema de evitar interrupções do fornecimento e aumentos repentinos na demanda. Atualmente, o cenário global da oferta de petróleo é impactado pela redução da capacidade ociosa dos países membros da OPEP, os quais reduziram de 10 milhões de *boepd* em 1985 para 2,2 milhões de *boepd* em 2007. Além disso, o crescimento econômico em países populosos, como a China e Índia, resultou em um aumento na renda e nos gastos com meios de transporte individuais. Este desequilíbrio está conduzindo a alta na demanda e reduzindo a sensibilidade do mercado em relação ao preço do petróleo.

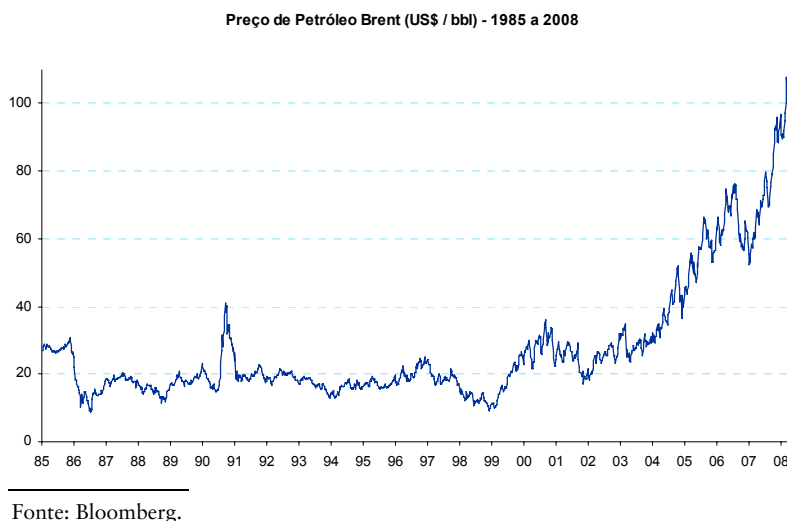
Preços Históricos

Nas últimas décadas ocorreram três mudanças bruscas e duradouras do preço do petróleo, conhecidos como “choques de preço do petróleo”. Essas mudanças foram causadas por alterações fundamentais na estrutura do mercado de petróleo. Por sua vez, também tiveram impacto fundamental sobre a indústria. O primeiro choque ocorreu em 1973 com o Embargo do Petróleo Árabe. O segundo choque foi provocado, entre outros fatores, pelo início da guerra Irã/Iraque em 1980, fazendo os preços quase triplicarem. Finalmente, em 1985/86, a Arábia Saudita adotou um sistema de margens fixas para as refinarias, causando uma forte redução nos preços.

Nos últimos anos, outras variações nos preços ocorreram, como, por exemplo, as elevações de preços em 1990 em decorrência da invasão do Kuwait pelo Iraque, uma queda de preços devido à crise asiática e à retomada das exportações do Iraque em 1998, e uma forte alta de preços em 1999 devido a cortes de produção dos países membros da OPEP e uma forte pressão de demanda.

Visão geral do setor

O gráfico abaixo mostra os preços históricos do petróleo até março de 2008:

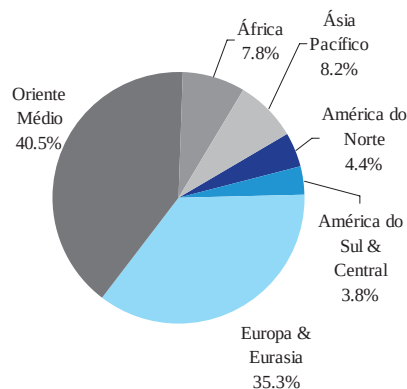


Demanda por Gás Natural

O gás natural representou 23,7% da utilização total de energia em 2006, de acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, sendo, portanto, a terceira maior fonte de energia do mundo, atrás do petróleo e do carvão. Os mercados de gás, se comparados com os de petróleo, são geralmente regionais em razão das limitações de transporte, uma vez que o gás precisa ser transportado através de gasodutos ou por meio da liquefação antes do seu carregamento em navios-tanque. O impacto mais significativo sobre a demanda de gás natural nos últimos 10 anos foi causado pela pressão ambientalista sobre os setores público e privado para que o carvão ou o petróleo fosse substituído por gás natural, principalmente por causa da menor poluição gerada pelo gás natural.

Atualmente, as reservas de gás natural mundiais são somente um pouco menores que as reservas mundiais de petróleo. No entanto, este é um fato recente atribuído ao crescimento das reservas de gás natural em 30% na última década, enquanto que as reservas de petróleo de modo geral permaneceram praticamente estáveis. Inúmeras empresas começaram a explorar o gás natural diretamente, ao passo que, historicamente, a maior parte das acumulações de gás natural foi descoberta durante a exploração de petróleo. Além disso, preços mais elevados resultaram na recuperação de certos depósitos de gás natural, os quais antigamente teriam simplesmente sido queimados.

Breakdown Regional de Reservas de Gás Natural



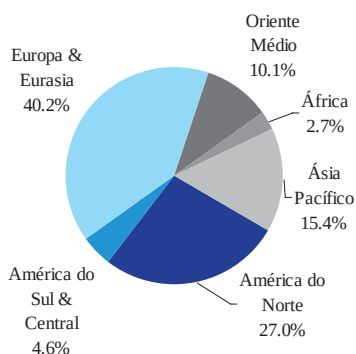
Fonte: *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

Visão geral do setor

De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, o consumo mundial de gás natural sofreu um aumento de 2,5% em 2006, quando comparado com 2005. Enquanto o consumo na América do Norte permaneceu inalterado, o consumo na região da Ásia-Pacífico cresceu 6,5%. O maior crescimento ocorreu na China, com um consumo em 2006 quase 22% acima do que foi consumido em 2005. Novos aumentos na demanda são esperados nos próximos anos principalmente por parte da China.

Houve um aumento do consumo de gás natural na Europa em decorrência da construção de um gasoduto conectando o continente a países da antiga União Soviética, que possuem a maior parte das reservas mundiais de gás natural, com 32% do total. Adicionalmente, a Rússia propôs a construção de gasodutos para a China e a Coreia do Sul e está entrando nos mercados de gás natural liquefeito.

Breakdown Regional de Consumo de Gás Natural



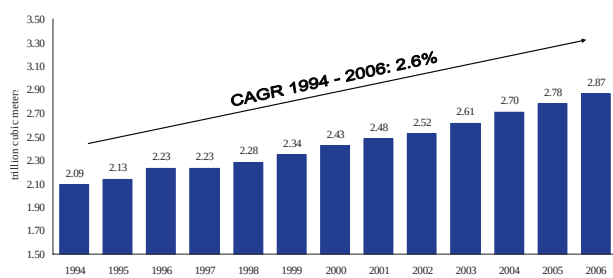
Fonte: *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

Nas Américas Central e do Sul, o gás natural é a fonte de combustível que mais rapidamente cresce, com o consumo aumentando a uma taxa composta de crescimento anual de 5,7% nos últimos cinco anos. O Brasil responde por mais de 20% do crescimento projetado do consumo de gás natural da região nos próximos anos, de acordo com a EIA. Embora haja descobertas promissoras de gás natural 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 médio prazo.

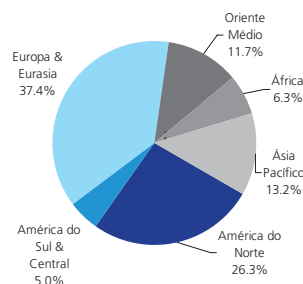
Oferta de Gás Natural

A produção de gás natural cresceu a uma taxa composta anual de 2,6% entre 1994 e 2006, comparado a um crescimento anual inferior a 2% na produção de petróleo no mesmo período. Em 2006, o consumo de gás natural foi equivalente a 66,2% do consumo de petróleo. Caso os preços mundiais de petróleo venham a se manter elevados com relação aos níveis históricos, espera-se que o gás natural seja cada vez mais utilizado, especialmente no setor industrial.

Produção Total Estimada Mundial de Gás Natural



Breakdown Regional de Produção de Gás Natural



Fonte: *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

Visão geral do setor

As reservas de gás natural apresentam, em geral, uma dispersão geográfica maior que as de petróleo, sendo que os maiores consumidores do mundo possuem reservas próprias significativas. A Rússia possui as maiores reservas de gás do mundo (26,3% do total) e, desde 2002, também é o maior produtor mundial (59,2 Bcfpd em 2006), além de ser o maior exportador de gás. A Noruega e a Holanda também são grandes exportadores de gás natural. Os Estados Unidos da América são o segundo maior produtor, responsáveis por 18,5% da produção mundial, mas também são o maior importador em razão de seus elevados níveis de consumo.

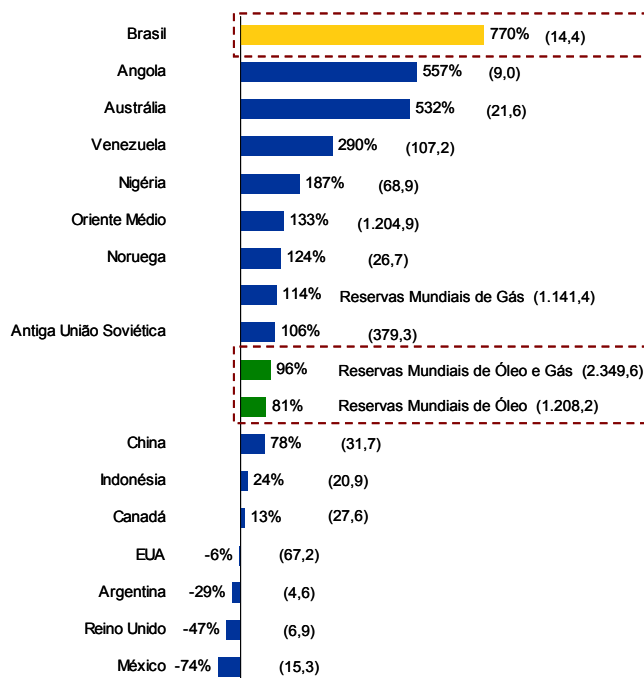
O recente processo denominado “GTL” (*Gas to Liquid*) que permite a obtenção de produtos de petróleo na forma líquida, mormente nafta, gasolina, e querosene de aviação, a partir de gás natural, irá maximizar o consumo das reservas de gás natural aumentando a sua comercialização.

O Setor Brasileiro de Petróleo e Gás Natural

Histórico Brasileiro

De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, as reservas brasileiras de petróleo e gás natural estão entre as de maior crescimento em todo o mundo, aumentando a uma taxa composta anual de 8,7%, de 1,7 bilhão de *boe* de recursos comprovados em 1980 para 14,4 bilhões de *boe* no final de 2006. Adicionalmente, a produção diária brasileira de petróleo e gás natural cresce a uma taxa composta de crescimento anual de 9,1%, passando de 0,2 milhão de *boepd* em 1980 para 1,9 milhão de *boepd* no final de 2006. Das reservas comprovadas de petróleo e gás natural, 92,6% estão localizadas nas bacias marítimas e 7,4% nas bacias terrestres. Além disso, 88% das reservas provadas estão localizadas na região Sudeste, nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

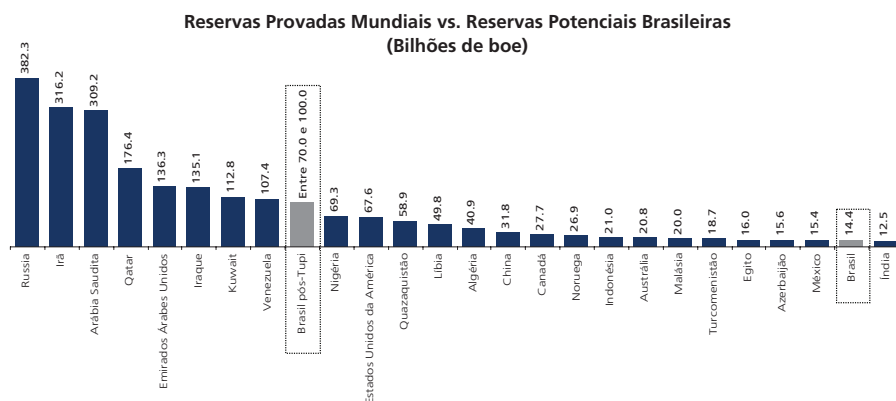
Crescimento das Reservas de Petróleo e Gás Natural entre 1980 e 2006 (bilhões de boe)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2007.

Visão geral do setor

Em novembro de 2007, anúncios públicos recentes com relação às descobertas de aproximadamente oito bilhões de *boe* no campo de Tupi, localizado na Bacia de Santos, levaram muitos observadores do setor a aumentar suas estimativas acerca das reservas brasileiras de petróleo e gás natural. Considerando o grande potencial inexplorado das áreas de pré-sal, calcula-se que o país tenha recursos potenciais estimados entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe* de reservas de petróleo e gás natural, de acordo com especialistas do setor. Confirmadas essas expectativas, o Brasil poderia chegar à nona colocação entre os países com as maiores reservas no mundo, entre a Venezuela e Nigéria.



Fonte: BP Statistical Review of World Energy e outros.

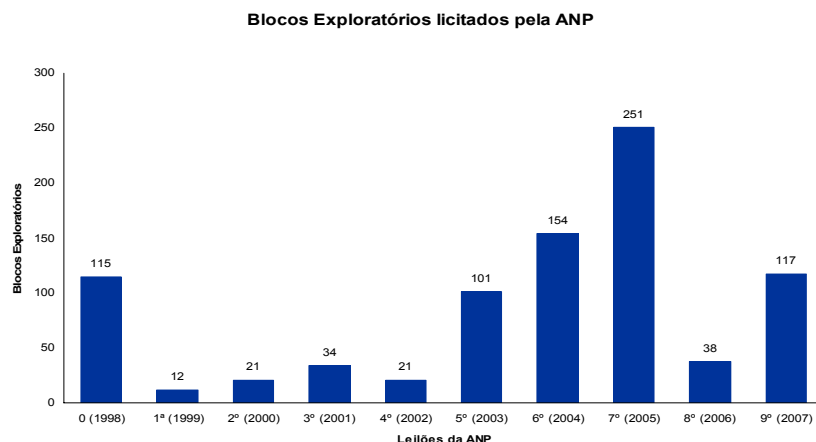
De acordo com a ANP, o Brasil possui aproximadamente 7,5 milhões Km² (1,9 bilhão de acres) de áreas sedimentares, a maior parte das quais espalhadas por 29 principais bacias sedimentares, sendo que cerca de 2,5 milhões de km² estão localizados ao longo da costa. Foram outorgadas concessões para exploração e produção para menos de 4% destas áreas.

Historicamente, o setor de petróleo brasileiro era controlado pela Petrobras, sociedade estatal brasileira fundada em 1953. Em 1995, a Constituição Federal brasileira foi alterada para que permitisse que empresas públicas ou privadas atuassem na exploração e na produção de petróleo e gás natural, observadas as condições estabelecidas na legislação específica que rege o setor. Em 1997, a Lei do Petróleo foi promulgada, criando a ANP para gerir, regular e supervisionar o setor brasileiro de petróleo e gás natural, promovendo ainda rodadas de licitação para áreas de concessão.

A abertura do Setor de Petróleo Brasileiro atraiu a atenção de empresas privadas. Em 31 de dezembro de 2007, 60 empresas atuavam no Brasil na exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo 32 brasileiras e as demais 28 de 13 outros países (Estados Unidos da América, Reino Unido, Canadá, Noruega, Itália, Japão, Dinamarca, Argentina, Portugal, Espanha, Holanda, Coreia do Sul e França).

Visão geral do setor

A ANP realizou até o momento nove rodadas de licitação. A Rodada Zero foi a primeira realizada pela ANP para outorgar à Petrobras a concessão dos blocos onde a estatal já realizava atividades e investimentos. O gráfico abaixo indica o número de blocos exploratórios licitados em cada rodada:

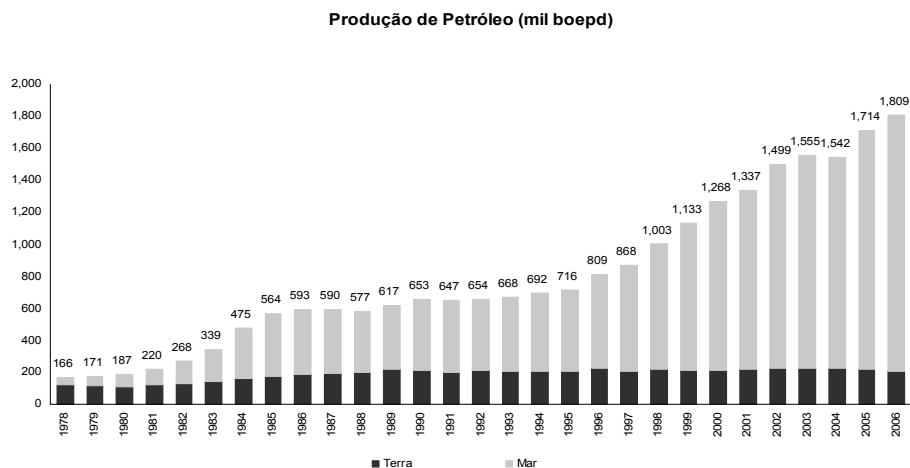


Reservas, Produção e Outras Informações Operacionais

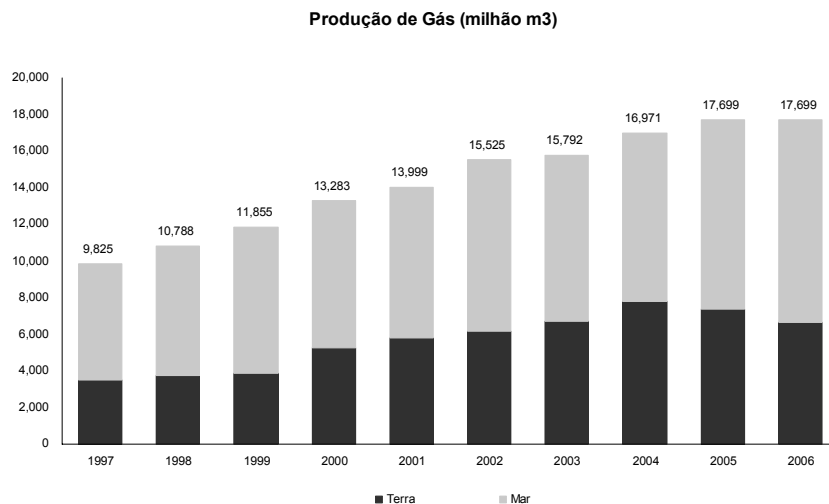
Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural

De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, o Brasil possuía 14,4 bilhões de *boe* de reservas provadas de petróleo ao final de 2006, a segunda maior na América Latina após a Venezuela. As descobertas recentes no País posicionaram o País como uma das regiões mais promissoras do mundo em termos de potencial petrolífero remanescente. As Bacias de Campos e Santos, localizadas no sudeste do País, contêm a maior parte das reservas provadas de petróleo e gás natural do País.

De acordo com especialistas da Petrobras em notícia veiculada na mídia, a produção brasileira de petróleo e gás natural aumentou substancialmente nos últimos anos, atingindo mais de 2 milhões de *boepd* em 2008, com a Bacia de Campos produzindo aproximadamente 77% da produção total do país. Espera-se que este crescimento continue durante a próxima década conforme a produção em campos-chave aumente e as descobertas mais recentes nas Bacias do Espírito Santo e Santos sejam desenvolvidas.

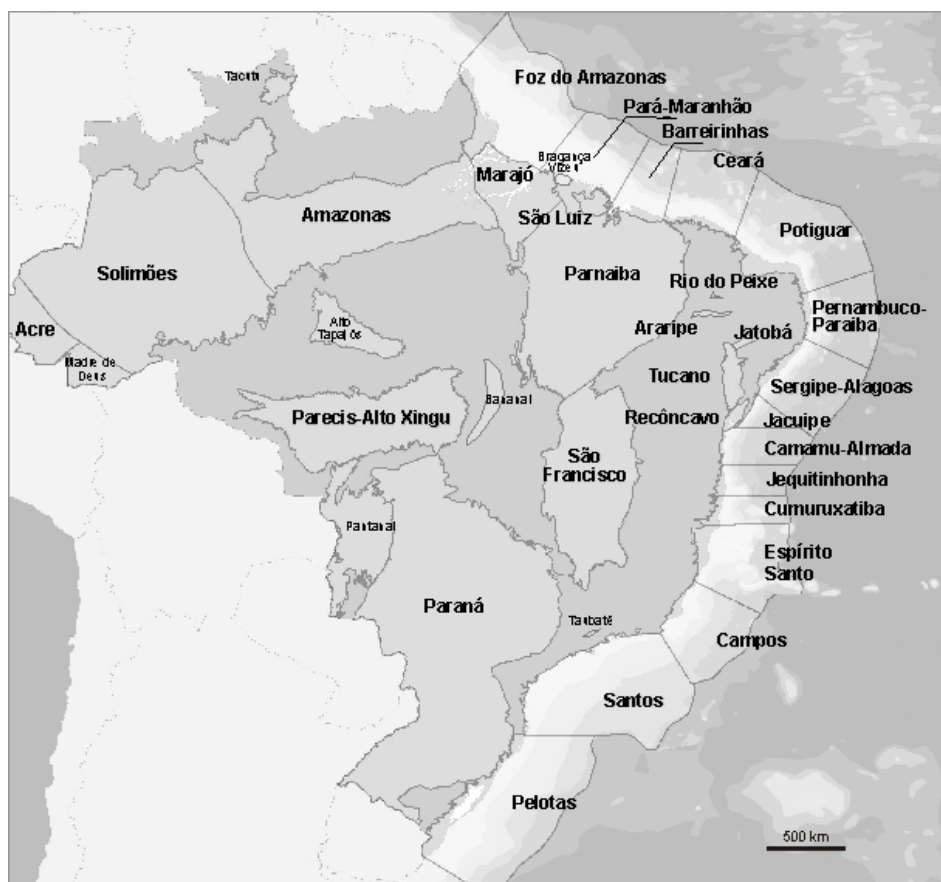


Fonte: ANP.



Bacias Sedimentares Brasileiras

De acordo com a ANP as áreas sedimentares brasileiras estão distribuídas ao longo de mais de 40 bacias sedimentares, conforme se observa no mapa abaixo. Vinte e nove destas bacias, conforme destacadas em **negrito**, são consideradas as bacias principais, sendo 15 marítimas:



Fonte: OGX.

Visão geral do setor

O arcabouço tectônico sedimentar brasileiro é formado basicamente por (i) dois escudos cristalinos antigos, denominados Escudo das Guianas e Escudo Brasileiro; e (ii) por extensas depressões onde bacias sedimentares interiores proterozóicas e paleozóicas se formaram, principalmente as Bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba, São Francisco, Parecis Alto Xingu e Paraná. A evolução das bacias marítimas brasileiras foi controlada por eventos subseqüentes à separação mesozóica da América do Sul da África (fase rifte), seguida da abertura do Atlântico Sul. Este evento gerou bacias denominadas do tipo rift, contendo rochas ricas em matéria orgânica, geradoras de petróleo, depositadas em antigos lagos. Esses depósitos foram em seguida cobertos por depósitos de sal provenientes de mares rasos incipientes. Sobre os depósitos de sal, carbonatos foram depositados em ambiente de mar aberto e, então, recobertos por espessas seções de sedimentos clásticos formados principalmente por folhelhos e arenitos, a medida que o mar se aprofundava. Estes carbonatos e, mais importante, os arenitos turbidíticos depositados por extensas áreas, constituem-se nos principais reservatórios. Turbiditos são depósitos sedimentares transportados e depositados por fluxos de densidades originados por deslizamentos submarinos, e podem se constituir em excelentes reservatórios. As bacias marítimas são individualmente separadas por feições geológicas conhecidas como arcos, geralmente relacionados a zonas de falhamentos e a depósitos vulcânicos.

A Bacia de Campos

Considerada a mais prolífica do Brasil, a Bacia de Campos é responsável por mais de 85% do total das reservas brasileiras e por cerca de 77% da produção atual do País. A Bacia de Campos localiza-se predominantemente no mar e a maior parte de suas reservas está localizada em águas profundas no sudeste do Brasil, ao longo do litoral dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. A Bacia de Campos tem área de aproximadamente 115.000 km². O limite norte da Bacia de Campos é o Alto de Vitória, onde se inicia a Bacia do Espírito Santo. O limite sul é o Alto de Cabo Frio, onde começa a Bacia de Santos.

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos está associada a três diferentes fases: (i) a fase rifte, relacionada à abertura do Oceano Atlântico Sul; (ii) a fase transicional, caracterizada pela deposição de rochas evaporíticas; e (iii) a fase drifte, de mar aberto, correspondendo a depósitos carbonáticos de águas rasas gradando para margas e folhelhos e em seguida, já num ambiente de águas mais profundas, para depósitos siliciclásticos relacionados a seqüências prográdantes, com depósitos proximais arenosos grosseiros e depósitos distais de arenitos finos e folhelhos, com destaque para os depósitos de turbiditos arenosos. A fase drifte foi fortemente afetada pela tectônica salífera.

As atividades exploratórias na Bacia de Campos foram iniciadas na década de 1950 com a perfuração de um poço estratigráfico em terra firme. Os primeiros estudos sísmicos foram realizados no final da década de 1960, e o primeiro poço marítimo foi perfurado em 1971. Em 1974 foi descoberto o campo de Garoupa, localizado em águas rasas foi primeiro campo de petróleo dessa Bacia e cujas atividades de exploração resultaram em um total de 975 poços exploratórios e mais de 75 acumulações de petróleo e gás natural descobertos até dezembro de 2007.

A produção comercial de petróleo na Bacia de Campos começou em agosto de 1977, no campo de Enchova, em águas rasas. O primeiro campo de petróleo de águas profundas do Brasil, Albacora, foi descoberto em 1984, em profundidade superior a 400 metros. Após a descoberta subseqüente do campo de Marlim, o foco dos esforços exploratórios mudou para as águas profundas. Até 1998, vários outros campos gigantes de águas profundas haviam sido descobertos, incluindo os campos de Albacora Leste, Marlim Sul, Marlim Leste, Espadarte, Barracuda e Roncador.

Visão geral do setor

Entre 2002 e 2007, foram efetuadas aproximadamente 20 novas descobertas na Bacia de Campos. O foco das atividades de exploração deslocou-se para as porções norte e sul da bacia, e grandes descobertas foram feitas em águas rasas e profundas. Na porção mais a 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 porção 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 pela Devon (Peregrino e Polvo, respectivamente).

Em 31 de dezembro de 2007, as reservas provadas da Bacia de Campos eram estimadas em 10,5 bilhões de barris (89% das reservas provadas brasileiras) e aproximadamente 157 milhões de m³ de gás natural. Mais de 1.000 poços de petróleo e gás natural estão em operação na Bacia de Campos, com 43 estações de produção fixas e flutuantes e cerca de 4.200 km de dutos submarinos. A produção diária da bacia alcançou cerca de 1,5 milhões de *boepd* e 20 milhões de m³ de gás natural, correspondendo, respectivamente, a 80% e 40% da produção total brasileira.

A grande quantidade de petróleo encontrado na Bacia de Campos está diretamente relacionada ao excelente potencial de geração de hidrocarbonetos das rochas geradoras do pré-sal, de idade Barremiana. As acumulações da bacia estão distribuídas em reservatórios de diversas idades, incluindo as coquinas da fase rifte, carbonatos marinhos da sequência transgressiva Albiana e arenitos turbidíticos da sequência regressiva Cretácica-Terciária. Nas regiões de águas profundas, que contêm os maiores volumes de petróleo da bacia, o sistema petrolífero reconhecido conecta as rochas geradoras da Formação Lagoa Feia (pré-sal, barremiano) aos reservatórios das diversas idades.

A Bacia de Santos

Localizada na região sudeste do Brasil, no litoral dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, a Bacia de Santos é geologicamente definida como uma enorme depressão limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio e ao sul pelo Alto de Florianópolis. A Bacia de Santos cobre uma área de aproximadamente 350.000 km², dos quais 150.000 km² (43%) estão situados em águas com profundidade inferior a 400 metros, enquanto os 200.000 km² (57%) restantes estão situados em águas com profundidade de 400 a 3.000 metros.

Além dos três atuais campos produtores (Caravela, Merluza e Coral), espera-se que a Bacia de Santos tenha um impacto substancial no mercado brasileiro de petróleo e gás natural na próxima década. A bacia mostrou ter um alto potencial para acumulações de gás natural, comprovado pela descoberta do campo de Mexilhão, que deve acelerar o desenvolvimento da indústria de gás natural brasileira. Além disso, mais recentemente ocorreram na bacia descobertas importantes de óleo leve, demonstrando assim seu enorme potencial para hidrocarbonetos líquidos.

Três sequências principais formam a estrutura estratigráfica da bacia: (i) a fase rifte, relativa à abertura do Oceano Atlântico Sul; (ii) a fase transicional associada a depósitos evaporíticos; e finalmente, (iii) a fase drifte, de mar aberto, associada a rochas carbonáticas cobertas por depósitos clástico/carbonáticos de um sistema transgressivo e subsequentemente, com o aprofundamento do mar, cobertos por sequências transgressiva/regressivas representadas por vastas plataformas carbonáticas nas porções centro-sul e forte influxo clástico na porção norte da bacia.

Visão geral do setor

Os primeiros levantamentos sísmicos foram adquiridos no final da década de 1960, e o primeiro poço foi perfurado em 1970, na Bacia de Santos. O final da década de 1970 foi caracterizado por um grande pico na atividade de exploração, incluindo a perfuração de diversos poços por companhias contratadas mediante contratos de risco. A primeira acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos foi descoberta pela Pecten, antigo nome da subsidiária da Shell para atuação no setor de E&P de gás no regime de contrato de risco, (campo de gás de Merluza) em 1979. Subsequentemente, até 1994, seis outros campos de petróleo e gás natural foram descobertos pela Petrobras (Tubarão, Coral, Estrela do Mar, Caravela, Caravela do Sul e 1-BSS-69). Até dezembro de 2007, 190 poços exploratórios foram perfurados.

De 2002 a 2007, foram descobertos dez novos campos de petróleo e gás natural pela Petrobras (Cavalo-Marinheiro, Mexilhão, Tambaú, Uruguá, Pirapitanga, Carapiá, Tambuatá, Tupi, Carioca e Jupiter), enquanto a El Paso descobriu mais um campo (Lagosta) e a Shell descobriu outros dois campos (Atlanta e Oliva).

Recentemente, a Petrobras anunciou a descoberta de três campos super-gigantes de petróleo e gás natural em águas ultra profundas na Bacia de Santos. A Petrobras confirmou a sua descoberta de Tupi, no Bloco BM-S-11, em 8 de novembro de 2007 e estimou que o campo poderia possuir recursos provados e prováveis de cerca de 5 a 8 bilhões de *boe* de petróleo leve. Outro possível campo de petróleo, possivelmente muito maior, é o Carioca, que foi descoberto a aproximadamente 80 km a oeste de Tupi. Uma terceira descoberta, denominada de Júpiter, foi anunciada em 21 de janeiro de 2008, sendo estimado que o mesmo contenha aproximadamente 36 Tcf de gás natural.

Na Bacia de Santos, vários campos de petróleo de águas rasas e um campo de gás estão em produção há muitos anos. O primeiro campo a ser desenvolvido foi o campo de gás de Merluza, desenvolvido pela Pecten-Shell nos anos de 1970 e 1980, o qual atualmente produz aproximadamente 1,5 milhões de m³ de gás natural. O campo petrolífero de Coral está localizado em águas de 140 a 160 metros de profundidade, e teve sua produção aumentada recentemente para cerca de 5.000 *boepd* tendo em vista a perfuração e a adição ao campo de acumulações adjacentes. As operações de produção do campo de Caravelas tiveram início em 1993, tendo produzido até cerca de 10.000 *boepd*, encontrando-se atualmente quase que totalmente exaurido. O desenvolvimento da Bacia de Santos, caso as novas descobertas sejam confirmadas, pode alterar substancialmente o perfil do mercado brasileiro de gás natural.

São reconhecidos quatro Sistemas Petrolíferos na Bacia de Santos e três deles estão relacionados às rochas geradoras da Formação Guaratiba: (i) a reservatórios carbonáticos algálicos estromatolíticos carstificados da própria Formação Guaratiba, (ii) a reservatórios clásticos do Albiano e, (iii) a reservatórios turbidíticos arenosos do Cretáceo Superior e Terciário. O quarto Sistema Petrolífero conhecido é responsável pelas acumulações em carbonatos albianos do sul da bacia e está relacionado a rochas geradoras marinhas albianas e a reservatórios carbonáticos também albianos.

De acordo com a ANP, em dezembro de 2007 a Bacia de Santos possuía reservas totais de cerca de 450 milhões de barris de petróleo e de 73,6 bilhões de m³ (463 milhões de *boe*) de gás natural.

A Bacia do Espírito Santo

As atividades exploratórias na Bacia do Espírito Santo tiveram início no final da década de 1950. Até 2001, a exploração concentrou-se em terra e em águas rasas (até 400 metros de profundidade), com modestos resultados. A partir de 2002, o foco da atividade de exploração deslocou-se para as águas profundas da bacia, o que resultou em uma série de importantes descobertas de petróleo leve e gás natural, posicionando a Bacia do Espírito Santo como uma nova e importante província petrolífera, com grande incremento na produção de gás natural.

Visão geral do setor

Localizada na região leste do Brasil, ao longo das partes central e norte do Estado do Espírito Santo e a sul do Estado da Bahia, a Bacia do Espírito Santo cobre uma área sedimentar total de 102.723 km². A Bacia do Espírito Santo é delimitada ao sul com a Bacia de Campos pelo Alto de Vitória. O limite norte, com a Bacia de Cumuruxatiba, está definido pela borda norte da Plataforma Vulcânica de Abrolhos.

A evolução tectono-sedimentar da bacia está relacionada a três grandes seqüências: (i) a fase rifte, relativa à abertura do Oceano Atlântico Sul, com depósitos siliciclásticos aluviais e fluvio-lacustrinos; (ii) a fase transicional caracterizada por depósitos siliciclásticos fluviais e evaporitos; e (iii) a fase drifte, de mar aberto, com depósitos siliciclásticos e de rochas carbonáticas, subsequentemente recobertos por siliciclásticos de águas profundas intercalados com rochas vulcânicas e finalmente recobertas por uma seqüência progradante de arenitos e carbonatos recifais. A fase drifte foi profundamente afetada pela tectônica salífera.

A atividade exploratória inicial nesta bacia data do final da década de 1950. Até dezembro de 2007, aproximadamente 147 poços exploratórios foram perfurados na porção marítima da bacia e aproximadamente 424 foram perfurados em terra. Desse esforço, foram descobertos 55 campos de petróleo e de gás natural, dos quais oito no mar.

O principais Sistemas Petrolíferos da Bacia relacionam (i) os folhelhos geradores lacustres da seção rifte (pré-sal) e (ii) os folhelhos geradores marinhos do albo-cenomaniano aos reservatórios do Cretáceo Superior e do Terciário.

Em 31 de março de 2008, a produção de petróleo na Bacia do Espírito Santo era de aproximadamente 85.000 *boepd* e a produção de gás natural era de aproximadamente 2,9 milhões de metros cúbicos por dia. As atividades exploratórias na Bacia do Espírito Santo iniciaram-se em 1957, sendo que o campo de São Mateus foi descoberto em 1969. A Bacia do Espírito Santo tornou-se a quarta bacia brasileira a produzir petróleo, começando em 1973. A infra-estrutura de transporte da bacia começou a operar em 1981.

Mais recentemente, de 2002 a 2007, quatro novos campos de petróleo leve e gás natural (Golfinho, Canapu, Camarupim e Carapó) foram descobertos, aumentando consideravelmente as expectativas de novas reservas nas águas profundas da bacia.

Em dezembro de 2007 a Petrobras anunciou a descoberta de novas reservas de gás natural ao norte do campo de Camarupim, na bacia do Espírito Santo. Esta nova descoberta reforça o elevado potencial de petróleo e gás natural da bacia, o qual pode resultar em acréscimo da expectativa de volume recuperável nesta área.

A Bacia do Pará-Maranhão

Embora nenhuma acumulação comercial de petróleo e gás natural tenha sido descoberta na Bacia do Pará-Maranhão até abril de 2008, possivelmente por conta da baixa qualidade e ou quantidade de dados sísmicos sobre a região e do reduzido número de poços perfurados até então (29) a área possui grande potencial, uma vez que as características geológicas são similares às da Bacia Marítima de Gana, no Oeste da África, onde ocorreram importantes descobertas de petróleo leve nos últimos anos (como o campo de Jubilee).

A Bacia do Pará-Maranhão está localizada na plataforma continental norte brasileira, no litoral dos estados do Pará e Maranhão. Ela tem uma área de aproximadamente 100.000 km².

Visão geral do setor

Três seqüências principais compõem o arcabouço tectono-estratigráfico da bacia: (i) a fase rifte, relativa à abertura da parte norte do Oceano Atlântico Sul, com depósitos sedimentares fluvio/deltaicos/lacustres; (ii) a fase transicional, caracterizada por uma seqüência carbonática de mar aberto; e (iii) a fase drifte, com uma seqüência transgressiva representada por folhelhos e arenitos, inclusive com turbiditos arenosos, subsequentemente recobertos por uma extensa plataforma carbonática do Maastrichtiano (Cretáceo Superior) ao Terciário, com calcarenitos, calcisiltitos e calcilutitos, ao norte, e uma seqüência clástica progradante composta por folhelhos, arenitos e nas porções mais distais com a deposição de arenitos turbidíticos.

A atividade exploratória na Bacia do Pará-Maranhão teve início na década de 1970, e desde então 29 poços exploratórios foram perfurados. A fase exploratória inicial ocorreu entre 1978 e 1980 com a abertura seqüencial de sete poços. De 1981 a 1986, 19 poços foram perfurados, dos quais 13 tiveram como objetivo os reservatórios carbonáticos da Formação Ilha de Santana, cinco tiveram como objetivo os turbiditos arenosos do Cretáceo Superior e um teve como objetivo arenitos do Cretáceo Inferior. De 1987 a 1989, um poço exploratório foi perfurado em águas profundas tendo como alvo arenitos Oligocênico das Formações Travosas e Canárias.

Os esforços exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão resultaram em duas acumulações de petróleo não comerciais em carbonatos fraturados da Formação Ilha de Santana (1-PAS-9 e 1-PAS-11). Diversos outros poços mostraram indicações de petróleo em reservatórios arenosos das Formações Travosas.

Os Sistemas Petrolíferos conhecidos na Bacia do Pará-Maranhão estão relacionados a: (i) rochas geradoras da seqüência rifte Albiano-Aptiana; (ii) seção marinha Albiana-Cenomaniana; e (iii) geradores da seção Paleocena-Eocena, para reservatórios do Albiano-Cenomaniano, do Cretáceo Superior e do Terciário.

Outras Bacias Brasileiras

Bacias Marítimas

Além das Bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão, existem muitas outras que compõem a área sedimentar brasileira. Muitas bacias permanecem inexploradas ou pouco exploradas e são consideradas Bacias de fronteira, tais como: (i) as Bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas, localizadas na margem equatorial brasileira, (ii) as Bacias de Pernambuco-Paraíba e de Jacuipe na margem nordeste, (iii) a Bacia de Cumuruxatiba na margem leste, e (iv) a Bacia de Pelotas na região sul brasileira. Outro conjunto de bacias, incluindo as Bacias do Ceará, Potiguar e a de Sergipe-Alagoas na região nordeste brasileira são bacias produtoras em águas rasas e são praticamente inexploradas em águas profundas (com exceção do campo de Piranema na Bacia de Sergipe-Alagoas).

As Bacias da Foz do Amazonas e de Barreirinhas estão localizadas na parte noroeste da região equatorial brasileira; essas bacias ainda são consideradas fronteiras inexploradas, com altos riscos exploratórios, mas também com expectativas de grandes retornos em caso de êxito. A Bacia marítima do Ceará-Potiguar é uma típica Bacia Atlântica que passou por fases de rifteamento continental e separação de placas. Essa bacia ocupa uma área de aproximadamente 180.000 km², em terra e no mar, com a exploração tendo ocorrido predominantemente em terra e em águas rasas.

Visão geral do setor

Bacias Terrestres

As Bacias terrestres brasileiras podem ser divididas em dois principais tipos, as Bacias paleozóicas-proterozóicas interiores e as Bacias cretáceas costeiras. Com exceção da Bacia de Solimões (que é uma bacia produtora de petróleo e gás natural), todas as demais são inexploradas ou são muito pouco exploradas (incluindo as Bacias do Acre, do Amazonas, Parnaíba, do São Francisco, do Paraná e a de Parecis-Alto Xingu). Muito embora as bacias cretáceas costeiras, como a Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo sejam consideradas bacias terrestres maduras, muitas outras (incluindo as Bacias de Marajó, de Araripe-Rio do Peixe, de Tucano, de São Luiz e de Tatucu) continuam pouco ou inteiramente inexploradas.

Dutos e Infra-estrutura

A produção petrolífera brasileira está concentrada em águas profundas, o que determina que a maior parte da sua produção está associada a unidades de Produção, Armazenagem e Descarregamentos Flutuantes (FPSO). A infra-estrutura de dutos é, por conseguinte, relativamente limitada, tendendo a produção a ser carregada em navios-tanques e despachada diretamente para terminais marítimos localizados nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Na Bacia de Campos, há dois dutos para trazer petróleo para a terra, embora suas capacidades sejam relativamente limitadas.

Estrutura Regulatória Brasileira

A Constituição Federal brasileira de 1988 estabeleceu o monopólio do Governo Federal sobre a prospecção e a exploração 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 e gás natural (art. 177). Na época de sua promulgação, o parágrafo primeiro do artigo 177 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, a Emenda Constitucional nº 9 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, observadas as condições estabelecidas na legislação.

A Lei do Petróleo, que regulamentou este dispositivo constitucional:

- confirmou o monopólio do Governo Federal sobre os depósitos de petróleo e gás natural e ainda dispôs que a exploração e a produção de tais hidrocarbonetos seriam regulamentadas e supervisionadas pelo Governo Federal;
- criou o CNPE e a ANP;
- revogou a Lei nº 2004/53, a qual designava a Petrobras como agente exclusivo para executar o monopólio do Governo Federal; e
- estabeleceu uma norma transitória que conferia à Petrobras o direito de: (i) produzir com exclusividade nos campos em que a Petrobras já iniciara produção, mediante um contrato de concessão com a ANP com prazo de 27 anos, a contar da data em que o campo tivesse sido declarado comercialmente lucrativo; e (ii) explorar, por até três anos, subsequentemente prorrogados para cinco anos, as áreas nas quais a Petrobras pudesse demonstrar indícios de “reservas estabelecidas” antes da promulgação da Lei do Petróleo.

Visão geral do setor

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

A Lei do Petróleo também criou uma agência reguladora independente, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (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. Suas principais responsabilidades incluem promover a regulação, a contratação e a fiscalização das 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 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e em conformidade com os interesses do país.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), também 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 orientações procedimentais para concorrências relativas a blocos exploratórios e áreas com viabilidade reconhecida, de acordo com o estabelecido na Lei do Petróleo.

Política de Precificação

Até a promulgação da Lei do Petróleo, o governo brasileiro regulava todos os aspectos da precificação do petróleo e de seus produtos derivados no Brasil, desde o custo do petróleo importado para uso nas refinarias até o preço dos produtos refinados, cobrados dos consumidores. De acordo com as novas normas adotadas após a Lei do Petróleo, o governo brasileiro alterou as suas políticas de regulamentação de preços. De acordo com tais regulamentações, o governo brasileiro: (i) introduziu uma nova metodologia para determinar o preço dos produtos à base de petróleo, criada para seguir os preços internacionais vigentes e a taxa cambial Real/Dólares americanos; e (ii) gradativamente eliminou os controles sobre os preços de venda por atacado.

A partir de 2 de janeiro de 2002, de acordo com a Lei nº 9.990/00, o governo brasileiro eliminou os controles de preços para o petróleo e seus produtos derivados, exceto para o gás natural vendido para usinas termoeletricas a gás. Isto levou à maior competição e a posteriores ajustes de preços, na medida em que foi permitido a outras empresas participar do mercado brasileiro e importar e/ou exportar petróleo, seus produtos derivados e gás natural.

Concessões

Além da abertura do setor brasileiro do petróleo e gás natural para o investimento privado, a Lei do Petróleo criou novas instituições, incluindo a ANP, para regular e controlar as crescentes atividades do setor. A ANP tem a responsabilidade de licenciar direitos de concessão para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras, através de um processo de licitação transparente e competitivo. A ANP conduziu nove rodadas de leilões de blocos exploratórios desde 1999.

Visão geral do setor

A identificação e definição dos blocos a serem ofertados é baseada na disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que indiquem a presença de hidrocarbonetos. Adicionalmente, a fim de proteger o meio ambiente, a ANP, o IBAMA e os Órgãos Ambientais Estaduais analisam todas as áreas disponíveis antes de decidir quais blocos serão ofertados nas rodadas de licitação. As exigências ambientais para os blocos a serem licitados são então publicadas, permitindo ao interessado efetuar uma avaliação mais abrangente dos riscos ambientais associados, para determinar quais projetos realizarão. Tais orientações ambientais são revistas e atualizadas em cada rodada de licitação da ANP.

Para fins de participar das rodadas de licitação realizadas pela ANP, as empresas devem se habilitar individualmente. Tais empresas podem, contudo, apresentar as suas propostas individualmente ou em consórcios. Na hipótese da formação de consórcios, a ANP exige a designação de uma empresa líder, designada como “operador”, a qual lidera o consórcio e é responsável por suas operações, sem afetar a responsabilidade solidária dos demais membros de tal consórcio.

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 empresa considere relevantes): (i) contrato/estatuto social da sociedade e atas de assembléias de acionistas; (ii) procuração relativa à designação do representante da sociedade junto à ANP; (iii) acordo de confidencialidade, o qual deve ser celebrado com a ANP pelo representante da empresa; (iv) descrição da denominação social da empresa e de quaisquer pessoas que detenham mais de 20% de seu capital votante, com a descrição das respectivas ações detidas e; (v) carta de encaminhamento assinada pelo representante da empresa, a qual deve ser entregue para atestar a veracidade de todas as informações contidas nos documentos exigidos no processo de licitação.

As empresas 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 em que os blocos estão localizados, sendo que as empresas somente podem apresentar propostas para os blocos localizados nos setores das bacias para os quais pagaram taxa de participação.

Caso a empresa decida prosseguir, esta participará de uma segunda rodada de habilitação, na qual certas questões técnicas, legais e financeiras são consideradas, conforme descrito a seguir:

- *Habilitação técnica:* a habilitação técnica das empresas será baseada na sua experiência em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. As empresas podem buscar habilitação técnica como operacional ou não-operacional. As empresas que buscam habilitação como operadoras devem apresentar um sumário técnico com informações que comprovem sua capacidade operacional. Por sua vez, as empresas habilitadas como não-operacionais somente podem participar de rodadas de licitação como membros de consórcios que possuam uma operadora habilitada para operar o bloco em questão. As empresas podem se habilitar como operadoras A, B ou C, 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;
- *Habilitação legal:* a habilitação legal das empresas exige a apresentação da documentação societária pertinente à ANP. Tal documentação inclui o contrato/estatuto social da empresa, assim como uma descrição da cadeia de acionistas. As empresas 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 empresa com sede e administração no Brasil, organizada de acordo com as leis brasileiras; e

Visão geral do setor

- **Habilitação financeira:** a habilitação financeira é realizada com base em um patrimônio líquido mínimo exigido, com 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. Empresas 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 sociedade, referências bancárias e/ou outros documentos financeiros.

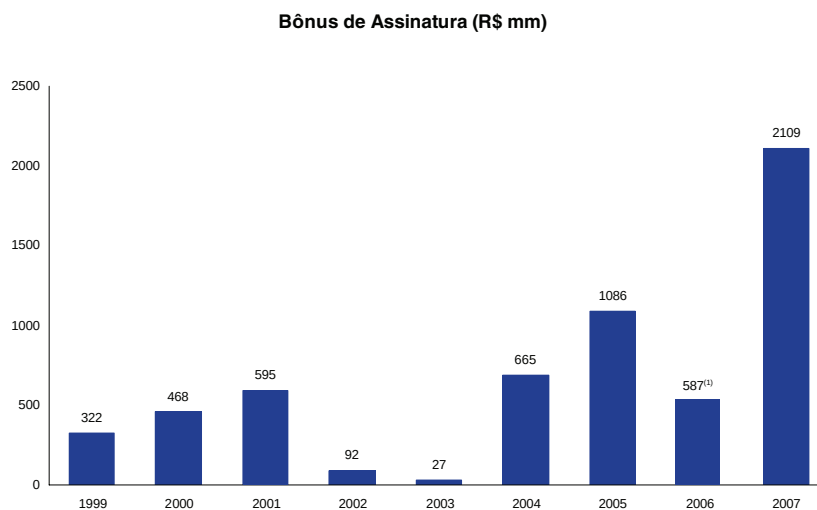
Caso todas as exigências sejam satisfeitas, a empresa é considerada habilitada a participar da licitação e apresentar propostas para as áreas em leilão de sua categoria.

Participações do Governo

Com a vigência da Lei do Petróleo e das regulamentações promulgadas pela ANP, exige-se que as concessionárias paguem ao Governo Federal:

- bônus de assinatura;
- pagamento pela ocupação ou retenção das áreas;
- 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. O quadro abaixo indica o valor total dos pagamentos de bônus de assinatura nas Rodadas de Licitação 1 a 8 realizadas pela ANP:

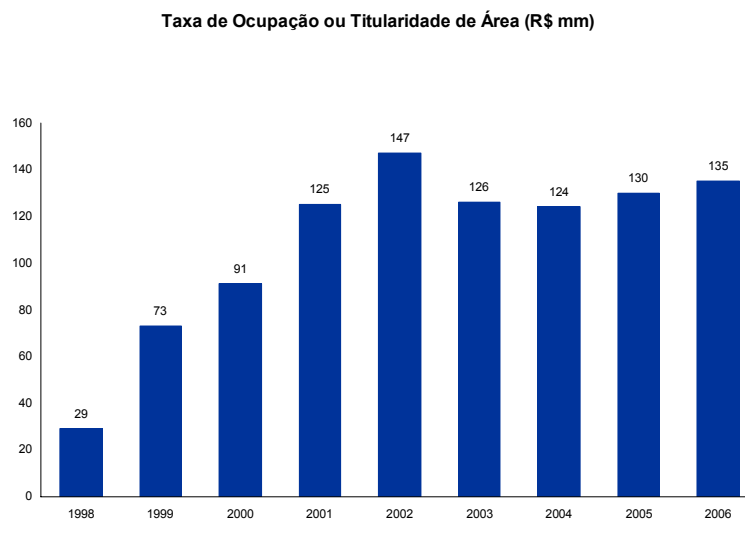


⁽¹⁾ A oitava rodada de licitação foi suspensa em função de medida judicial, antes de seu término.

Fonte: ANP

Visão geral do setor

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. O quadro abaixo indica a evolução dos pagamentos a título de ocupação ou retenção das áreas licitadas pela ANP na Rodadas de Licitação 1 a 8:



Fonte: ANP

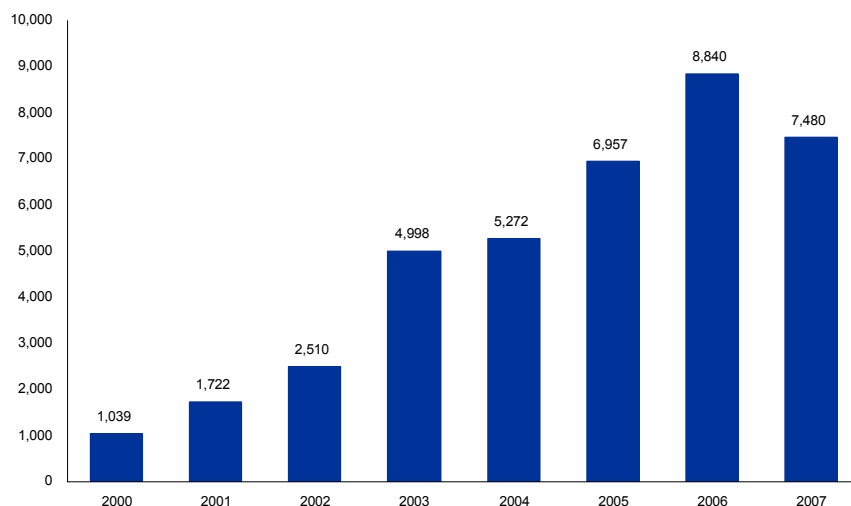
A participação especial será devida pelas concessionárias na hipótese de obterem elevados volumes de produção e/ou rentabilidade a partir dos campos de petróleo, em conformidade com critérios estabelecidos pela regulamentação aplicável. A participação especial será paga trimestralmente por campo a partir 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 e (ii) se o bloco localiza-se em terra firme, 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 depreciação e tributos incidentes.

Visão geral do setor

O quadro abaixo indica a evolução do pagamento da participação especial decorrente dos blocos licitados pela ANP nas Rodadas de Licitação 2 a 8:

Taxa de Participação Especial (R\$ mm)

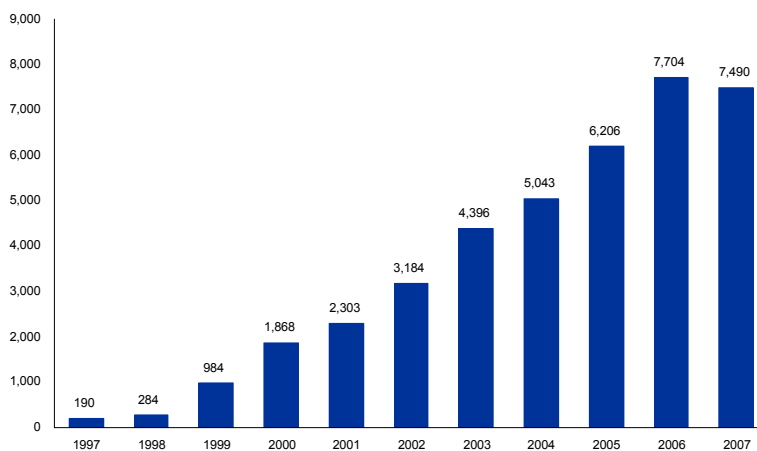


Fonte: ANP

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.

O quadro abaixo indica o progresso dos pagamentos de *royalties* realizados na Rodadas de Licitação 1 a 7 da ANP:

Royalties (R\$ mm)



Fonte: ANP

Visão geral do setor

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 empresas 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 PEM, com peso relativo de 40%.

Contratos de Concessão

Os contratos de concessão, celebrados com a ANP, regem os direitos e as responsabilidades do(s) proponente(s) vencedor(es) com relação a cada bloco de exploração outorgado. O contrato de concessão é dividido em duas fases: (i) a exploração; e (ii) o desenvolvimento e a produção. Segundo os nossos contratos de concessão, a fase de exploração pode durar de três a seis 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 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 da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; (iii) programa de trabalho e o volume de investimento previsto; (iv) obrigações da concessionária quanto às participações; (v) especificação de regras e condições para a devolução e desocupação das áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reserção de bens; (vi) indicação das garantias a serem prestadas pela concessionária para assegurar o cumprimento do contrato de concessão, incluindo os investimentos exigidos em cada fase; (vii) penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pela concessionária dos termos contratuais; (viii) procedimentos relativos à transferência do contrato; (ix) regras sobre solução de controvérsias relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional; e (x) casos de rescisão e extinção do contrato.

Os direitos das concessionárias incluem: (i) direito exclusivo de perfuração e produção na área sob concessão; (ii) propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos; (iii) direito de vender os hidrocarbonetos produzidos; e (iv) direito de exportar os hidrocarbonetos. No entanto, o contrato de concessão estabelece que, na hipótese de risco de falta de suprimento de combustíveis no Brasil, as concessionárias devem satisfazer as necessidades do mercado interno. De modo a assegurar o suprimento interno, a Lei do Petróleo conferiu à ANP o poder de regular as exportações de petróleo, gás natural e de seus produtos derivados.

As principais obrigações das concessionárias descritas no contrato de concessão são: (i) assunção dos custos e dos riscos relativos à exploração dos hidrocarbonetos, incluindo responsabilidades relativas a danos ambientais; (ii) cumprimento das exigências relativas à aquisição de ativos e serviços de fornecedores internos; (iii) cumprimento das exigências relativas à execução do 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 e ao abandono das instalações, nos termos da legislação brasileira.

Visão geral do setor

De acordo com o contrato de concessão, as partes devem acordar a resolução de quaisquer litígios ou controvérsias decorrentes do contrato de concessão ou relativas ao mesmo por 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 Contratos Operacionais

A fim de mitigar os riscos exploratórios e maximizar o potencial de seu *portfolio*, muitas empresas 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 empresas para apresentação de proposta conjunta, o qual estabelece, entre outros, os termos e condições, a cronograma para o estudo conjunto da área em questão e as participações 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 integrantes de consórcios.

Após a rodada de licitação, antes ou depois de as partes assinarem o contrato de concessão com a ANP, os membros do consórcio geralmente celebram um contrato operacional 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 empresas 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 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

Após a abertura do mercado para participantes internacionais e a criação da ANP em 1997, o Brasil vem realizando anualmente rodadas de licitação. Em vista do recente sucesso exploratório na Bacia de Campos, as rodadas atraíram interesse significativo e elevados bônus de assinatura.

A Nona Rodada de Licitação da ANP, a mais recente, ocorreu em 27 de novembro de 2007. Nessa rodada, 271 blocos foram ofertados para exploração, os quais foram distribuídos entre nove bacias, totalizando quase 73.000 km². As bacias incluídas nessa rodada foram: Campos, Santos, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo e Rio do Peixe. Diferentemente das rodadas anteriores, as empresas participantes da nona rodada de licitação estavam autorizadas a obter um número ilimitado de blocos.

Visão geral do setor

Pouco antes da Nona Rodada de licitação, a ANP anunciou que 41 blocos exploratórios próximos ao Campo de Tupi, localizados na camada de pré-sal ao longo da costa dos Estados do Espírito Santo até Santa Catarina, seriam excluídos da rodada de licitação. Dos 41 blocos, 26 estavam localizados na Bacia de Santos, 13 na Bacia de Campos e 2 na Bacia do Espírito Santo.

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 Rodada de Licitação, esperada para ocorrer no terceiro ou quarto trimestre de 2008. Esperamos, ainda, que a Oitava Rodada, suspensa em novembro de 2006, seja retomada em 2008. Os sucessos exploratórios recentes e a crescente participação de novas empresas na Nona Rodada de licitação sugerem que os leilões se tornarão mais competitivos.

Importações e Exportações

As importações estão sujeitas aos seguintes controles governamentais: (i) Secretaria de Comércio Exterior (SECEX), responsável por supervisionar os procedimentos de registro e licença; (ii) Banco Central, que aprova os pagamentos de importações financiadas; e (iii) Receita Federal, que supervisiona o desembaraço aduaneiro dos produtos importados. As importações também estão sujeitas à autorização prévia e padrões de controle de qualidade da ANP.

As exportações de petróleo e seus derivados estão sujeitas a exigências governamentais genéricas, além daquelas impostas pela ANP e pelo CNPE. A ANP pode estabelecer que determinados critérios devam ser satisfeitos por exportadores em potencial. A ANP tem o poder de conceder autorizações para a exportação de petróleo e seus derivados, assim como de gás condensado e natural, mediante o entendimento de que a demanda interna não será afetada.

Aspectos Tributários

Introdução

A Lei do Petróleo introduziu significativas alterações e benefícios na tributação das atividades de petróleo e gás natural. O principal elemento da tributação sobre o petróleo é a receita do Governo, composta de bônus de assinatura, taxas devidas com relação à ocupação ou titularidade de áreas, *royalties* e a taxa de participação especial. A introdução da Lei do Petróleo apresenta certos benefícios fiscais, principalmente quanto aos tributos indiretos. Tais tributos indiretos são bastante complexos e, no Brasil, podem encarecer significativamente os custos de projetos. Os tributos diretos são, principalmente, o imposto de renda de pessoa jurídica e a contribuição social sobre o lucro líquido.

Aspectos Tributários Relevantes em Atividades de Exploração e Produção

O regime aduaneiro especial para bens a serem utilizados em atividades com petróleo e gás natural no Brasil – REPETRO tem, primariamente, o objetivo de reduzir o ônus fiscal sobre as empresas envolvidas na exploração e extração de petróleo e gás natural, basicamente por meio da suspensão total dos tributos federais devidos na importação dos principais equipamentos (plataformas e equipamentos submarinos, entre outros), sujeitos à observância dos requisitos legais. Para se beneficiar do REPETRO, é imprescindível que os bens a serem importados sejam emprestados ou locados/arrendados de uma entidade estrangeira.

Visão geral do setor

Em 2007, a legislação acerca da tributação de ICMS sobre equipamentos trazidos ao Brasil no âmbito do regime do REPETRO foi significativamente alterada (Convênio ICMS nº 130/07). Esta regulamentação permite a redução da alíquota de ICMS para bens adquiridos sob o regime do REPETRO para a fase de produção e isenção total durante a fase de exploração.

As modificações introduzidas pelo Convênio ICMS nº 130/07 deverão ser ratificadas por cada Estado. Por exemplo, o Estado do Rio de Janeiro incluiu a isenção e a redução da base de cálculo, conforme definido no Convênio. Também, em resposta ao REPETRO, o Estado do Rio de Janeiro promulgou uma lei (Lei Estadual nº 4.117, de 27 de junho de 2003), a qual impõe ICMS sobre atividades de exploração e produção. A lei foi regulamentada pelo Decreto nº 34.761, de 3 de fevereiro de 2004, o qual foi suspenso pelo Decreto nº 34.783, de 4 de fevereiro de 2004, por período indeterminado. Não obstante, o Estado do Rio de Janeiro pode optar por reinstituir a lei a qualquer momento. A constitucionalidade desta lei está, atualmente, sendo questionada. A ação foi apresentada pelo Ministério Público Federal. Segundo a legislação atualmente em vigor, o ICMS sobre combustíveis derivados do petróleo é lançado no ponto de venda e não na origem. Por conseguinte, o tributo é recolhido principalmente nos Estados em que as vendas de combustível são realizadas.

No entanto, é importante ressaltar que o Convênio ICMS nº 130/07 foi recentemente incorporado à legislação estadual do Rio de Janeiro através da publicação, em 24 de janeiro de 2008, do Decreto nº 41.142/08, datado de 23 de janeiro de 2008, de acordo com os termos e condições estabelecidos no referido Decreto.

De acordo com a Lei do Petróleo e legislação subsequente (Lei nº 10.336/01), o Governo Federal estabeleceu uma Contribuição para Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), a qual é um tributo a ser pago por produtores, formuladores e importadores, nas vendas de produtos de petróleo e combustíveis, por um valor designado para cada produto com base na unidade de medida tipicamente utilizada para os mesmos.

Consórcios

No Brasil, o setor de petróleo e gás natural caracteriza-se pela presença de várias empresas que atuam por meio de contratos de consórcio para compartilhar os riscos das atividades de exploração, desenvolvimento e produção. Uma vez que os consórcios não constituem pessoas jurídicas para os fins da legislação tributária brasileira, os mesmos não são considerados contribuintes independentes.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

Visão Geral

Somos uma companhia independente de exploração e produção de petróleo e gás natural com foco predominantemente nas bacias sedimentares marítimas do Brasil. Somos a maior companhia privada brasileira do setor de petróleo e gás natural em termos de área marítima de exploração, com concessões cobrindo aproximadamente 7.000 km² (1,7 milhão de acres), segundo os contratos de concessão de exploração celebrados após a Nona Rodada de licitação da ANP. Em menos de um ano desde o início das nossas operações, estabelecemos posição de destaque no setor brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural por meio da aquisição de um *portfolio* de blocos diversificado e de alto potencial exploratório. Nosso *portfolio* inclui certos prospectos exploratórios de baixo risco identificados por meio de perfurações anteriores nessas regiões. Em dezembro de 2007, por meio de uma colocação privada de ações, captamos aproximadamente US\$1,3 bilhão, o que nos forneceu recursos para a aquisição de direitos de concessão sobre vários blocos exploratórios e para a realização de parte substancial do nosso programa exploratório.

Contratamos um Estudo de Viabilidade com a DeGolyer & MacNaughton, empresa de consultoria em certificação de reservas no setor de petróleo e gás natural, com mais de 70 anos de experiência. Este estudo indica que os nossos blocos exploratórios contêm Recursos Potenciais Totais de petróleo e gás natural estimados em média de 20,180 bilhões de *boe*¹, Recursos Potenciais de petróleo e gás natural estimados em média de 17,602 bilhões de *boe*¹ e Recursos Potenciais Riscados Líquidos para a OGX de petróleo e gás natural estimados em média de 4,835 bilhões de *boe*¹.

Os nossos Recursos Potenciais Riscados indicados neste Prospecto consideram uma probabilidade média de sucesso de 27%. No entanto, a nossa equipe de exploração, enquanto atuava na Petrobras, obteve um índice médio de sucesso de 53% nos últimos 4 anos.

Somos parte do Grupo EBX, conglomerado industrial fundado e liderado pelo empresário brasileiro Sr. Eike F. Batista, que possui um comprovado histórico de sucesso no desenvolvimento de novos empreendimentos nos setores de recursos naturais e infra-estrutura. Atualmente, os negócios da OGX estão em estágio de desenvolvimento e são baseados em seis pilares principais:

- *Portfolio* de elevado potencial e geologicamente diversificado, contendo blocos estrategicamente localizados em quatro bacias sedimentares (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão);
- Administração e equipe de exploração com experiência diferenciada e com comprovado histórico de sucesso;
- Posicionamento estratégico para capturar o vasto potencial de recursos estimados de petróleo e gás natural ainda não explorados no Brasil, previstos por especialistas do setor, atualmente, entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe*;
- Capacidade comprovada para execução de nosso plano de negócios;
- Capacidade de desenvolver alianças estratégicas de alto valor agregado no setor de petróleo e gás natural, e de se beneficiar das sinergias existentes no Grupo EBX; e
- Acionistas influentes e comprometidos liderados pelo nosso Acionista Controlador e fundador, Sr. Eike F. Batista.

¹ Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*.

Atividades da companhia

Adquirimos direitos de concessão sobre 21 blocos exploratórios na costa brasileira em quatro diferentes bacias (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão) na Nona Rodada de Licitações da ANP. A nossa Companhia irá operar 14 destes blocos, sendo as sete concessões remanescentes operadas pelos nossos parceiros Maersk e Perenco. Em nossa participação na Nona Rodada de Licitações da ANP adquirimos 21 dos 23 blocos para os quais submetemos ofertas, pagando R\$1.479,7 milhões em bônus de assinatura e nos comprometemos com um PEM de R\$535,8 milhões. Adicionalmente aos 21 blocos adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP, celebramos um contrato de *Farm-in* pelo qual adquirimos uma participação de 50% em um bloco na Bacia de Santos. Esse contrato permanece sujeito à aprovação da ANP.

A tabela abaixo mostra uma visão geral do nosso *portfolio*, conforme o Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton:

Bacias	Prospectos Exploratórios Identificados	Recursos Potenciais Riscados Líquidos Líquidos (Estimativa Média em bilhões de boe) ⁽¹⁾⁽²⁾
Campos	24	2.562
Santos.....	15	1.569
Espírito Santo	7	270
Pará-Maranhão	5	434
Total	51	4.835

⁽¹⁾ A taxa utilizada para conversão dos volumes de gás natural para boe foi de 1 boe = 5.615 pés cúbicos de gás natural (conforme estimado pela DeGolyer & MacNaughton no Estudo de Viabilidade anexo ao presente prospecto).

⁽²⁾ Os valores foram estimados utilizando as probabilidades de sucesso geológico e econômico e ajustados pelo coeficiente do TEFS (*Threshold Economic Field Size*), conforme detalhado no Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton e anexo ao presente prospecto.

Além do nosso *portfolio* atual de exploração, planejamos continuar buscando oportunidades significativas 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*. Pretendemos investir simultaneamente na implementação do nosso programa exploratório e na captura de novas oportunidades de crescimento no vasto território ainda não explorado do Brasil. Para informações adicionais, veja a seção “Destinação dos Recursos”, na página 85 deste Prospecto.

Os Nossos Blocos Exploratórios

Bacia de Campos

A Bacia de Campos, com uma área sedimentar total de aproximadamente 115.000 km² (28,4 milhões de acres), é a maior área produtora de petróleo e gás natural do Brasil, com uma produção de aproximadamente 1,63 milhão de boepd em fevereiro de 2008. Em 2007, esta Bacia respondeu por aproximadamente 77% da produção brasileira de petróleo. Atualmente, possuímos direitos de concessão sobre sete blocos exploratórios na Bacia de Campos, compreendendo uma área total de 1.177 km² (290.843 acres), na parte sul desta Bacia, que é considerada hoje uma das regiões de petróleo mais prolíficas do Brasil. Iremos operar cinco destas concessões e as duas restantes serão operadas pela Maersk.

Atividades da companhia

Todos os nossos blocos estão localizados em áreas adjacentes a campos de petróleo existentes, quais sejam, o campo de Polvo (operado pela Devon Energy), com reservas provadas e prováveis de aproximadamente 285 milhões de *boe**, o campo de Peregrino (operado pela Hydro Brasil), com reservas provadas e prováveis de aproximadamente 500 milhões de *boe**, o campo de Papa-Terra (operado pela Petrobras), com reservas provadas, prováveis e possíveis de aproximadamente 700 milhões de *boe** e o campo de Maromba (operado pela Petrobras), com reservas provadas de aproximadamente 245 milhões de *boe**. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, a estimativa média é de que os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia de Campos somem 2,562 bilhões de Barris de Óleo.

Poços perfurados anteriormente em áreas próximas a alguns de nossos principais prospectos exploratórios na Bacia de Campos confirmaram a existência de hidrocarbonetos nessas áreas. Apesar de tais objetivos não terem sido considerados comercialmente viáveis à época, diante do atual cenário de preços do petróleo e tendo em vista as tecnologias modernas de produção, acreditamos que nossos prospectos exploratórios na região apresentam oportunidades bastante atraentes e de relativo baixo risco exploratório, dos quais esperamos geração de fluxo de caixa já em 2011.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos de exploratórios na Bacia de Campos:

Blocos exploratórios	Área total (km ²)	Participações (%)
BM-C-37	177	50% OGX / 50% MAERSK ⁽¹⁾
BM-C-38	177	50% OGX / 50% MAERSK ⁽¹⁾
BM-C-39	109	100% OGX
BM-C-40	124	100% OGX
BM-C-41	236	100% OGX
BM-C-42	177	100% OGX
BM-C-43	177	100% OGX
Total	1.177	–

⁽¹⁾ Blocos exploratórios que serão operados pela Maersk.

Bacia de Santos

A Bacia de Santos representa hoje uma das áreas exploratórias mais promissoras do Brasil, com uma área total de aproximadamente 350.000 km² (86,5 milhões de acres). De acordo com estimativas divulgadas pela Petrobras, as descobertas recentes mais significativas de petróleo e gás natural no Brasil – os campos de Tupi e Júpiter, cada um com aproximadamente 5 a 8 bilhões de *boe* e 6,4 bilhões de *boe* (36 Tcf de gás natural) de Recursos Potenciais, respectivamente – ocorreram nesta Bacia.

Atualmente possuímos direitos sobre cinco blocos exploratórios na Bacia de Santos, cobrindo uma área total superior a 1.000 km² (247.105 acres), dos quais quatro foram adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP e um adquirido por meio de processo de *Farm-in*, pelo qual adquirimos uma participação de 50%, contrato este que permanece sujeito a aprovação da ANP.

* De acordo com informações divulgadas pelo IHS, suas afiliadas e subsidiárias. Todas as informações fornecidas pela IHS, pelas suas subsidiárias e afiliadas, e Petroconsultants S.A., estão protegidas por Registro de Propriedade Autoral e têm direitos reservados.

Atividades da companhia

Quatro dos nossos blocos estão localizados em áreas adjacentes ao campo de Mexilhão (operado pela Petrobras), em que há reservas potenciais de gás natural de aproximadamente 8 Tcf, ou 1,4 bilhão de *boe*, de acordo com notícia publicada no Estadão *online* em 3 de setembro de 2007. Dentre os prospectos exploratórios identificados em nossos blocos na Bacia de Santos, quatro têm objetivos nos reservatórios do pré-sal, com potencial para conter recursos de petróleo leve. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia de Santos são estimados em média de 395 milhões de Barris e 6,589 Tcf de gás natural. Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*, nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos na Bacia de Santos são estimados em média de 1,569 bilhão de *boe*.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos exploratórios na Bacia de Santos:

Blocos exploratórios	Área total (km ²)	Participações (%)
BM-S-56	176	100% OGX
BM-S-57	176	100% OGX
BM-S-58	176	100% OGX
BM-S-59	148	100% OGX
<i>Farm-in</i>	Aprox. 400	50% OGX ⁽¹⁾
Total	Aprox. 1.076	–

⁽¹⁾ Participação adquirida pela OGX por meio de processo de *Farm-in*, cujo contrato encontra-se sujeito à aprovação da ANP.

Bacia do Espírito Santo

Acreditamos que a Bacia do Espírito Santo seja uma nova e promissora região de petróleo e gás natural no Brasil, com uma área total de aproximadamente 90.000 km² (22,2 milhões de acres). Atualmente, possuímos direitos de concessão sobre cinco blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo, com área total de 3.620 km² (894.521 acres). Todos os nossos blocos estão localizados em águas profundas e serão operados pela Perenco. Os nossos prospectos exploratórios identificados possuem características geológicas similares às dos campos de petróleo e gás natural já descobertos nesta Bacia, tais como os campos de Golfinho, Camarupim e Canapu, que produzem petróleo leve e gás natural de reservatórios do Cretáceo Superior. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia do Espírito Santo são estimados em média de 187 milhões de Barris e 469 Bcf de gás natural. Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*, nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos na Bacia do Espírito Santo são estimados em média de 270 milhões de *boe*.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo:

Blocos exploratórios	Área total (km ²)	Participações (%)
BM-ES-37	725	50% OGX / 50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-38	725	50% OGX / 50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-39	724	50% OGX / 50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-40	723	50% OGX / 50% PERENCO ⁽¹⁾
BM-ES-41	723	50% OGX / 50% PERENCO ⁽¹⁾
Total	3.620	–

⁽¹⁾ Blocos operados pela Perenco.

Atividades da companhia

Bacia do Pará-Maranhão

Embora nenhuma descoberta comercial tenha sido anunciada na Bacia do Pará-Maranhão, nós acreditamos que exista um grande potencial nesta Bacia, uma vez que as características geológicas presentes na região são similares às de Gana (oeste da África), onde houve importantes descobertas de petróleo leve nos últimos anos. A Bacia do Pará-Maranhão possui uma área sedimentar total de aproximadamente 100.000 km² (24,7 milhões de acres). Atualmente, temos direitos de exploração sobre cinco blocos exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão, cobrindo uma área total de 960 km² (237,221 acres). Atividades anteriores de perfuração em áreas próximas a três dos nossos blocos indicaram a presença de petróleo leve na região. Tendo por base as informações originadas do Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão são estimados em média de 434 milhões de *boe*.

A tabela abaixo mostra os nossos blocos exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão:

Blocos exploratórios	Área total (km ²)	Participações (%)
BM-PAMA-13	192	100% OGX
BM-PAMA-14	192	100% OGX
BM-PAMA-15	192	100% OGX
BM-PAMA-16	192	100% OGX
BM-PAMA-17	192	100% OGX
Total.....	960	–

Cronograma de Operações

As tabelas a seguir ilustram o cronograma e os volumes anuais estimados de produção de petróleo e gás natural dos nossos diversos projetos segundo o Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, bem como a participação da Companhia em cada um destes projetos:

Projeto	Participação OGX	Início Estimado	Produção anual estimada de Petróleo ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ (em milhões de Barris de Petróleo)								
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ES – Projeto I – Petróleo e Gás Natural.....	50%	2016	0	0	0	0	0	27	36	55	73
ES – Projeto II – Petróleo e Gás Natural	50%	2016	0	0	0	0	0	27	36	55	73
PaMa – Projeto I – Petróleo	100%	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PaMa – Projeto II – Petróleo	100%	2015	0	0	0	0	27	37	55	73	73
PaMa – Projeto III – Petróleo.....	100%	2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PaMa – Projeto IV – Petróleo.....	100%	2015	0	0	0	0	27	37	55	73	73
Santos – Projeto VI – Petróleo e Gás Natural....	50%	2014	0	0	0	27	36	55	73	73	73
Santos – Projeto VII – Petróleo	100%	2016	0	0	0	0	0	11	22	31	36
Santos – Projeto VIII – Petróleo	100%	2016	0	0	0	0	0	18	27	37	36
Santos – Projeto IX – Petróleo	100%	2016	0	0	0	0	0	18	27	37	36
Santos – Projeto X – Petróleo.....	100%	2016	0	0	0	0	0	11	22	31	36
Santos – Projeto XI – Petróleo	100%	2016	0	0	0	0	0	18	27	37	36
Campos – Projeto I – Petróleo.....	100%	2011	2	14	18	27	37	55	73	73	73
Campos – Projeto II – Petróleo	100%	2015	0	0	0	0	27	37	55	73	73
Campos – Projeto III – Petróleo	100%	2015	0	0	0	0	37	55	82	110	110
Campos – Projeto IV – Petróleo	100%	2015	0	0	0	0	26	55	82	91	109
Campos – Projeto V – Petróleo	100%	2014	0	0	0	26	36	55	73	73	73
Campos – Projeto VI – Petróleo	50%	2015	0	0	0	0	18	27	36	55	73

⁽¹⁾ Todas as informações constantes desta tabela foram retiradas do Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto.

⁽²⁾ Os volumes de petróleo e gás natural correspondem ao volume de produção total do projeto, sem levar em consideração o percentual da participação da OGX e de suas parceiras.

⁽³⁾ As informações contidas não ilustram, de nenhuma forma, a probabilidade ou expectativa de sucesso das operações da Companhia.

⁽⁴⁾ O Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto contém projeções posteriores a 2019.

Atividades da companhia

Projeto	Participação OGX	Início	Produção anual estimada de Gás Natural ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ (em Bcf)								
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ES – Projeto I – Petróleo e Gás Natural.....	50%	2016	0	0	0	0	0	51	142	179	179
ES – Projeto II – Petróleo e Gás Natural.....	50%	2016	0	0	0	0	0	51	142	179	179
Santos – Projeto I – Gás Natural	100%	2014	0	0	0	172	325	325	325	325	325
Santos – Projeto II – Gás Natural	100%	2014	0	0	0	106	215	325	434	544	653
Santos – Projeto III – Gás Natural.....	100%	2014	0	0	0	40	62	62	62	62	62
Santos – Projeto IV – Gás Natural.....	100%	2014	0	0	0	88	142	142	142	142	142
Santos – Projeto V – Gás Natural.....	100%	2014	0	0	0	69	124	124	124	124	124
Santos – Projeto VI – Petróleo e Gás Natural ...	50%	2014	0	0	0	51	106	106	106	106	106

⁽¹⁾ Todas as informações constantes desta tabela foram retiradas do Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto.

⁽²⁾ Os volumes de petróleo e gás natural correspondem ao volume de produção total do projeto, sem levar em consideração o percentual da participação da OGX e de suas parceiras.

⁽³⁾ As informações contidas não ilustram, de nenhuma forma, a probabilidade ou expectativa de sucesso das operações da Companhia.

⁽⁴⁾ O Estudo de Viabilidade anexo ao presente Prospecto contém projeções posteriores a 2019.

Oportunidade de Mercado no Brasil

A combinação de vastos recursos potenciais de petróleo e gás natural não explorados e uma estrutura regulatória favorável posiciona o Brasil, atualmente, como uma das regiões petrolíferas mais atraentes no mundo. O Brasil dispõe, há mais de dez anos, de uma estrutura regulatória estável e voltada à abertura do mercado, que viabilizou o aumento da participação de empresas internacionais no setor.

Em decorrência das recentes descobertas, o potencial dos recursos de petróleo e gás natural do Brasil é hoje reconhecido como um dos maiores do mundo. Desde 2002, mais de 9 bilhões de *boe* foram descobertos em mais de 50 novos campos de petróleo e gás natural, conforme informações divulgadas pela Petrobras. Além disso, atividades exploratórias recentes levaram à expansão das atividades de perfuração na Bacia de Campos, à abertura de novas fronteiras, tais como as Bacias do Espírito Santo e de Santos, bem como à descoberta de acumulações altamente promissoras nos reservatórios conhecidos como pré-sal. De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, as reservas brasileiras foram as que mais cresceram no mundo entre 1980 e 2006, a uma taxa composta de crescimento anual de 8,7%, partindo de 1,7 bilhão de *boe* de reservas comprovadas em 1980 para 14,4 bilhões de *boe* de reservas comprovadas no fim de 2006. Adicionalmente, a produção diária de petróleo e gás natural do Brasil cresceu no mesmo período a uma taxa composta de crescimento anual de 9,1%, partindo de 0,2 milhão de *boepd* em 1980 para 1,9 milhão de *boepd* no fim de 2006.

De acordo com a ANP, o Brasil possui aproximadamente 7,5 milhões de km² (1,9 bilhão de acres) distribuídos em mais de 40 bacias sedimentares, das quais 29 são consideradas de maior interesse para a exploração e produção de petróleo e gás natural. Cerca de 96% dessas áreas sedimentares ainda não foram objeto de contratos de concessão. Neste contexto, previsões de especialistas do setor consideram que os recursos potenciais estimados do Brasil são de aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe*, previsões estas que, uma vez confirmadas, posicionariam as reservas brasileiras entre as nove maiores do mundo.

Atividades da companhia

Os Nossos Seis Pilares

Portfólio de elevado potencial e geologicamente diversificado, contendo blocos estrategicamente localizados em quatro bacias sedimentares (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão).

O nosso *portfólio* conta, atualmente, com 22 blocos exploratórios localizados em quatro diferentes bacias. Tendo por base as informações contidas no Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton, os nossos blocos exploratórios contêm Recursos Potenciais Líquidos estimados em média de 12,736 bilhões de Barris de Óleo e 27,325 Tcf de gás natural e Recursos Potenciais Riscados Líquidos estimados em média de 3,578 bilhões de Barris de Óleo e 7,058 Tcf de gás natural. Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*, nossos Recursos Potenciais Líquidos são estimados em média de 17,602 bilhões *boe* e nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos são estimados em média de 4,835 bilhões *boe*. Acreditamos que a diversidade geológica do nosso *portfólio* é uma vantagem competitiva. Com base em nossos trabalhos técnicos realizados até o momento, identificamos mais de 50 prospectos exploratórios nos nossos 22 blocos exploratórios, com reservatórios potenciais em zonas distintas: Cretáceo Inferior (incluindo também o Pré-Sal), Cretáceo Superior e Terciário. Além disso, a maior parte de nossos blocos está localizada em águas rasas (até 400 metros de profundidade), para os quais há maior disponibilidade de equipamentos de perfuração e nos quais os custos de exploração, desenvolvimento e produção são significativamente mais baixos quando comparados aos custos em águas profundas.

Administração e equipe de exploração com experiência diferenciada e com comprovado histórico de sucesso.

A nossa equipe é altamente qualificada, possui comprovada reputação e inclui alguns dos profissionais mais experientes do setor petrolífero do Brasil. A nossa administração é liderada pelo Diretor-Presidente, o Sr. Rodolfo Landim, co-fundador e ex-CEO da MMX e ex-CEO da Petrobras Distribuidora S.A. - BR, a maior distribuidora brasileira de combustível. Em seus 27 anos de carreira na Petrobras, o Sr. Landim foi responsável pela área de produção na região Nordeste e na Amazônia, Gerente Geral de E&P da Bacia de Campos, Diretor Gerente de E&P, Diretor Gerente de Gás Natural e Presidente da Gaspetro.

O nosso Diretor Financeiro, Sr. Marcelo Torres, possui mais de 15 anos de experiência em bancos de investimento, como Dresdner Kleinwort e Banco Pactual. Durante sua carreira em bancos de investimento, o Sr. Torres participou e liderou diversas operações internacionais de fusões e aquisições, principalmente no setor energético, com foco na América Latina, EUA e Europa.

A nossa equipe de E&P é liderada pelo Sr. Paulo Mendonça, Diretor de Operações e E&P, que comandou como Gerente Geral e Gerente Executivo a área de Exploração da Petrobras de 2002 a 2007. O Sr. Mendonça trabalhou na Petrobras durante 34 anos, onde atuou ainda como Gerente Geral da Unidade de Negócios Petrobras-E&P Sergipe-Alagoas, Gerente Geral da Unidade de Negócios Petrobras-E&P na Colômbia e Gerente de Exploração para as Américas e o Oriente Médio.

A nossa equipe de exploração inclui geólogos, geofísicos e engenheiros de petróleo *seniors*, tais como o Sr. Luiz Reis, ex-Gerente Geral de Projetos Exploratórios da Petrobras e ex-Presidente da Petrobras America; o Sr. Celso Martins, ex-Gerente Geral de Geofísica Aplicada e Exploração da Petrobras; o Sr. Paulo Ricardo dos Santos, ex-Gerente Geral de Exploração da Petrobras Energia (PESA) e ex-Gerente de Interpretação Exploratória da Petrobras das Bacias de Campos, do Espírito Santo e Jequitinhonha; o Sr. Edmundo Marques, ex-Gerente de Interpretação Exploratória da Petrobras para as Bacias de Santos e da Margem Equatorial; o Sr. José Sartori, ex-Gerente de Supervisão do Departamento de Projetos Exploratórios da Petrobras; Sr. Roberto Toledo, ex-Gerente Geral de Produção, Reservas e Reservatórios da Área Internacional da Petrobras; Sr. Ernani Porsche, ex-Gerente Geral de *Portfólio* de Exploração da Petrobras; o Sr. Flavio Burda, geofísico, ex-Consultor *senior* na Área de Interpretação Exploratória da Petrobras especialmente na Bacia de Campos e o Sr. Ronaldo Baldi, geofísico ex-Consultor *senior* da Petrogal, da El Paso e da Petrobras, com experiência nas mais variadas bacias sedimentares do Brasil e do mundo.

Atividades da companhia

Sob a liderança do Sr. Mendonça, enquanto atuavam na Petrobras, a nossa equipe participou da campanha exploratória mais bem sucedida da história do Brasil. De acordo com esta equipe de exploração e produção de petróleo da Petrobras, esta campanha gerou a descoberta de mais de 9 bilhões de *boe*, com um índice de sucesso exploratório de mais de 60% em águas profundas e 50% em águas rasas e em terra.

Nossa equipe técnica é ainda fortalecida pelo Sr. Reinaldo Bellotti, nosso Diretor de Produção e Desenvolvimento. O Sr. Reinaldo Bellotti possui 31 anos de experiência na Petrobras, onde foi chefe de Serviços Compartilhados Especiais E&P. Foi também Diretor Executivo da Petrobras América Inc. e Gerente de Produção da Bacia de Campos.

Além disso, contamos com o Sr. Francisco Gros na vice-presidência do nosso Conselho de Administração. O Sr. Francisco Gros já foi Presidente da Petrobras, do BNDES, do Banco Central do Brasil (em duas ocasiões distintas) e Diretor da CVM. No setor privado, o Sr. Francisco Gros foi Presidente e membro do Conselho de Administração de diversas companhias abertas brasileiras e multinacionais. Ele foi Diretor-Presidente da OGX, entre setembro de 2007 e abril de 2008.

Uma de nossas filosofias fundamentais, sustentada pelo nosso fundador e Acionista Controlador, Sr. Eike F. Batista, tem sido a de alinhar os interesses dos membros chave da nossa Administração e da nossa equipe técnica com os interesses dos nossos investidores. Isto é feito por meio da outorga de opções de compra de ações. Acreditamos que esta filosofia vem contribuindo de forma importante para o crescimento e o desempenho bem sucedido da nossa Companhia e das demais sociedades do Grupo EBX. Adicionalmente, assinamos contratos de não-competição com os membros chave da nossa Administração e da nossa equipe de exploração de modo a assegurar seu comprometimento com a execução do nosso plano de negócios.

Posicionamento estratégico para capturar o vasto potencial de recursos estimados de petróleo e gás natural ainda não explorados no Brasil, previstos por especialistas do setor, atualmente, entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de boe.

Continuaremos os nossos esforços para explorar os vastos recursos potenciais estimados no Brasil, os quais, segundo perspectivas de especialistas do setor, são de aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe*. As reservas comprovadas e a produção de petróleo e gás natural no Brasil cresceram significativamente nos últimos anos. A produção cresceu com o contínuo desenvolvimento de importantes descobertas, como as dos campos de Marlim e Roncador localizados na Bacia de Campos. Espera-se que o crescimento continue com o início da produção em alguns campos recentemente descobertos nas Bacias de Campos e Santos. De acordo com a ANP, o Brasil possui aproximadamente 7,5 milhões de km² (1,9 bilhão de acres) distribuídos em mais de 40 bacias sedimentares, das quais 29 são consideradas de maior interesse para a exploração e produção de petróleo. Cerca de 96% dessas áreas sedimentares ainda não foram objeto de contratos de concessão. Além disso, espera-se que a ANP continue a realizar leilões anuais para concessão de direitos sobre blocos exploratórios, possibilitando-nos aumentar o tamanho e valor do nosso *portfolio*, aproveitando as potenciais economias de escala e sinergias das nossas operações.

Capacidade comprovada para execução de nosso plano de negócios.

Possuímos uma estrutura organizacional eficiente composta por alguns dos profissionais de E&P mais experientes do setor. Possuímos todas as habilidades necessárias para executar o nosso programa exploratório, assim como iniciar o desenvolvimento de nossas futuras e potenciais descobertas. Buscaremos contratar serviços complementares de terceiros, conforme seja necessário. Os nossos êxitos até o momento, incluindo a contratação de profissionais de primeira linha do setor, a realização de uma colocação privada de ações de US\$1,3 bilhão, a celebração de parcerias atraentes, o desempenho bem sucedido na Nona Rodada de licitação da ANP, a celebração de acordo de *Farm-in* e a contratação de serviços essenciais, como a aquisição de dados sísmicos, demonstram a nossa capacidade de executar projetos complexos em curto intervalo de tempo. A nossa equipe é comprometida e qualificada para implementar os nossos planos de negócios e gerar valor para os nossos acionistas.

Atividades da companhia

Fazemos parte do Grupo EBX, que possui um comprovado histórico de sucesso na execução e no financiamento de grandes e complexos projetos *greenfield*, tais como: (i) MMX, a qual captou US\$510 milhões em julho de 2006 para investir em três grandes projetos de mineração, processamento e logística de minério de ferro no Brasil (em 31 de março de 2008, a MMX tinha um valor de mercado de US\$8,2 bilhões, acumulando uma valorização, em dólares norte-americanos, de 482% desde sua abertura de capital); e (ii) MPX, a qual captou aproximadamente US\$1,2 bilhão em dezembro de 2007 para desenvolver o maior projeto integrado de geração de energia elétrica do Brasil e explorar outros projetos de geração de energia elétrica na América Latina.

Capacidade de desenvolver alianças estratégicas de alto valor agregado no setor de petróleo e gás natural, e de se beneficiar das sinergias existentes no Grupo EBX.

Celebramos parcerias estratégicas para apresentação de ofertas conjuntas na Nona Rodada de licitação da ANP com a Maersk e a Perenco, empresas importantes na indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural. A Maersk, é a subsidiária brasileira da Maersk Oil and Gas AS, companhia dinamarquesa com produção atual de aproximadamente 800 mil *boepd*, estando posicionada entre as 25 maiores companhias independentes de exploração e produção de petróleo e gás natural do mundo. A Perenco é a subsidiária brasileira da Perenco S.A., uma companhia européia com atividades de E&P em 16 países, contando com mais de 10 anos de experiência em exploração e produção de petróleo e gás natural e que atualmente produz mais de 250 mil *boepd*.

Estamos em processos de negociação com outras empresas internacionais do setor de E&P interessadas em buscar oportunidades de parcerias no Brasil. No setor de petróleo e gás natural, é comum a celebração de parcerias estratégicas para a participação em um maior número de blocos exploratórios tendo em vista que os riscos financeiros e outros riscos são compartilhados. Continuaremos celebrando parcerias estratégicas sempre que a nossa Administração identificar potencial de crescimento e de maximização de retorno para os nossos Acionistas.

Esperamos desenvolver sinergias dentro do Grupo EBX, o que permitirá nos beneficiar do conhecimento integrado sobre os setores brasileiros de infra-estrutura e *commodities*. Esperamos contar com a *expertise* e os serviços oferecidos pelas nossas coligadas, incluindo a LLX, companhia que irá oferecer soluções integradas de logística de infra-estrutura no Brasil, primariamente por meio do setor portuário e a MPX, companhia que está desenvolvendo o maior projeto integrado de geração de energia elétrica do Brasil.

Acionistas influentes e comprometidos, incluindo o nosso Acionista Controlador e fundador, Sr. Eike F. Batista.

Possuímos uma forte base atual de Acionistas, incluindo o nosso Acionista Controlador, Sr. Eike F. Batista, e outros significativos investidores institucionais, tal como o Ontario Teachers' Pension Plan, fundo de pensão canadense que possui ativos líquidos de aproximadamente US\$100 bilhões. O nosso Acionista Controlador possui uma visão empreendedora e um comprovado histórico de sucesso na identificação de oportunidades rentáveis no setor de recursos naturais. Ao longo de mais de 25 anos, o Sr. Batista desenvolveu o Grupo EBX, conglomerado industrial composto por empresas de infra-estrutura e *commodities* com atividades, entre outros segmentos, nos setores de energia elétrica, mineração e logística, tanto no Brasil quanto no exterior.

Nossa Estratégia

Implementar um programa exploratório eficiente e voltado para a geração de valor.

Estamos comprometidos com um programa exploratório com foco na minimização de riscos e na antecipação do fluxo de caixa, maximizando, assim, retorno para os nossos acionistas. A obtenção de dados sísmicos em 3D de alta qualidade antes das perfurações é essencial para a nossa estratégia de exploração, uma vez que nos permitirá identificar e mapear adequadamente prospectos exploratórios adicionais e aperfeiçoar a interpretação dos dados em nossos atuais prospectos exploratórios, reduzindo, assim, os riscos de perfuração e os demais riscos exploratórios. Já adquirimos os dados sísmicos em 3D existentes no mercado e de interesse para a maioria de nossos blocos e estamos no processo de contratação de empresas líderes na área de aquisição e tratamento de dados sísmicos para adquirir, processar e reprocessar os dados sísmicos em 3D complementares de todos os nossos blocos. Esperamos receber os dados sísmicos adicionais das Bacias de Campos e Santos durante o primeiro semestre de 2009 e das Bacias do Espírito Santo e Pará-Maranhão durante o segundo semestre de 2009.

Acreditamos que a experiência, o conhecimento e a capacitação em interpretação sísmica dos membros da nossa equipe de exploração, que já foram responsáveis por descobertas substanciais de reservas no Brasil, serão um recurso valioso para as nossas atividades exploratórias. A nossa campanha de perfuração começará no sul da Bacia de Campos (início esperado para o segundo semestre de 2009), que representa uma área de menor risco exploratório e com importantes volumes potenciais de petróleo e gás natural. Além disso, atividades anteriores de perfuração nesta região evidenciaram a presença de hidrocarbonetos em dois de nossos blocos. Dessa forma, o nosso objetivo inicial será perfurar, declarar comercialidade, avaliar e, tão logo seja possível, iniciar o desenvolvimento das nossas potenciais descobertas no sul da Bacia de Campos. Pretendemos desenvolver as nossas potenciais descobertas simultaneamente ao nosso programa exploratório em outras áreas. Após a perfuração dos primeiros poços na Bacia de Campos, pretendemos perfurar poços na promissora Bacia de Santos e, em seguida, iniciar a exploração dos blocos localizados nas Bacias do Espírito Santo e do Pará-Maranhão.

Pretendemos concluir este programa de modo eficiente no que se refere a custos, beneficiando-nos da economia de escala decorrente do nosso atual portfólio, que conta, atualmente, com 22 blocos exploratórios, o que nos dará melhores condições de negociação para a aquisição ou locação de equipamentos no longo prazo. Acreditamos que a localização dos nossos blocos exploratórios em águas rasas, que serão por nós operados, facilitará a logística do programa exploratório e assegurará uma maior disponibilidade de equipamentos.

Buscar oportunidades de crescimento aproveitando o nosso profundo conhecimento das bacias brasileiras.

O nosso conhecimento diferenciado e completo das bacias brasileiras será uma importante ferramenta na busca de oportunidades de crescimento, tanto em bacias maduras, quanto em áreas ainda não exploradas. Embora acreditemos que ainda haja descobertas substanciais a serem realizadas nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão, o vasto território brasileiro oferece outras áreas atraentes e que não foram completamente exploradas, tais como Pelotas, Jequitinhonha e outras bacias. As previsões de especialistas do setor consideram que os recursos potenciais estimados no Brasil sejam entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe*. Assim, esperamos que a nossa estratégia de crescimento se concretize por meio da participação em futuras rodadas de licitações da ANP e celebração de contratos de *Farm-in*.

Atividades da companhia

Desenvolver parcerias de alto valor agregado.

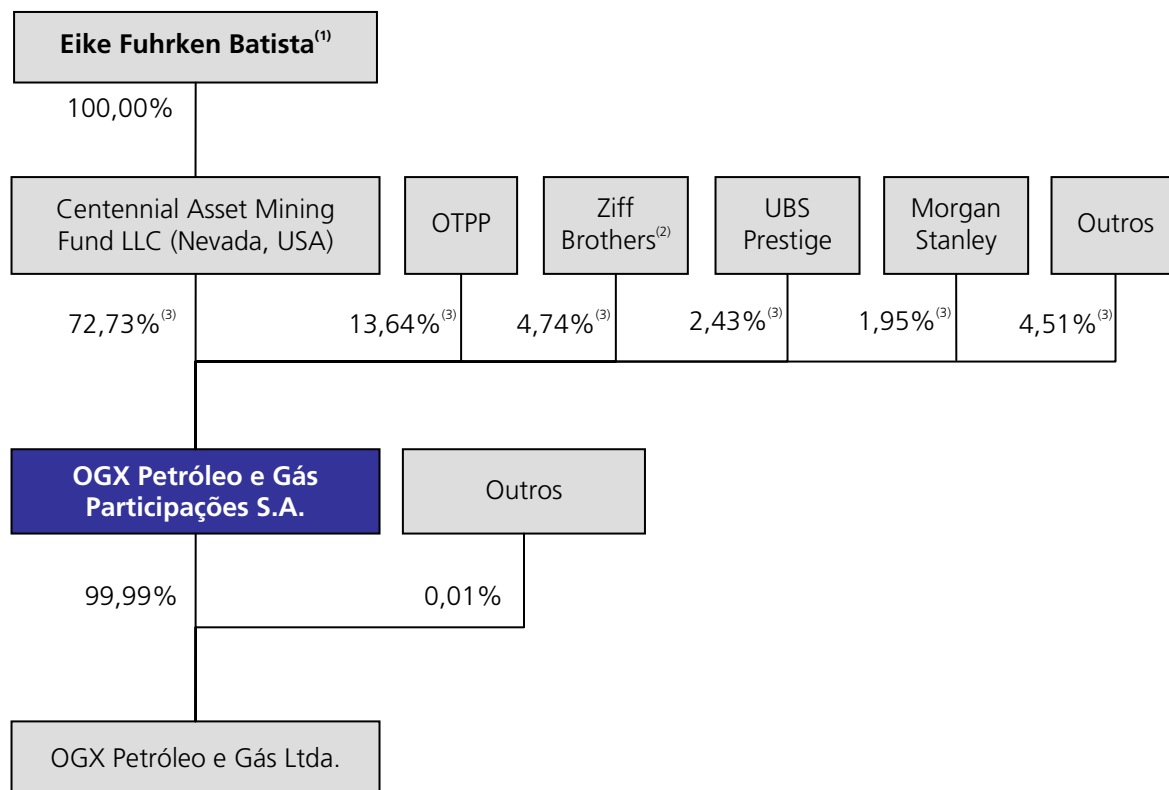
Além das nossas atuais parcerias estratégicas, pretendemos continuar a considerar e procurar parcerias e *joint ventures* com outras empresas líderes no setor de petróleo e gás natural. Buscaremos parcerias estratégicas que agreguem valor à Companhia, com a finalidade de adquirirmos acesso a áreas exploratórias adicionais de alta qualidade e de otimizar o aproveitamento de nossos equipamentos, tecnologia e recursos, dentre outras finalidades possíveis. Estas parcerias podem permitir que nós compartilhem os riscos financeiros e operacionais enfrentados pelas empresas do setor de petróleo e gás natural.

Continuar a formar uma equipe qualificada de profissionais para sustentar o nosso crescimento.

Fomos bem sucedidos na contratação de profissionais de primeira linha para a nossa equipe, os quais são essenciais para o estabelecimento do capital intelectual interno necessário à implementação do nosso plano de negócios. Contudo, estamos comprometidos com o recrutamento contínuo dos melhores profissionais do mercado de modo a sustentar o crescimento da nossa Companhia. Continuaremos a promover incentivos para a administração encorajando o comprometimento máximo dos nossos funcionários chave, alinhando firmemente os seus interesses com os dos nossos acionistas.

Estrutura Societária

O organograma abaixo apresenta a nossa estrutura societária na data deste Prospecto. Os percentuais representam a participação no capital social total das sociedades.



⁽¹⁾ Participação detida por meio de três veículos.

⁽²⁾ Participação detida por meio de dois fundos.

⁽³⁾ Essa participação inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição, vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

Atividades da companhia

Nossa História

O sucesso do Grupo EBX no setor de recursos naturais levou a administração do grupo a explorar o mercado de petróleo e gás natural, tendo em vista o vasto potencial não desenvolvido do Brasil. Fomos constituídos em 10 de abril de 2006 com a razão social Centennial Asset Participações Corumbá S.A., nossa antiga denominação social, mas nossas atividades no setor de petróleo e gás natural apenas começaram em junho de 2007. Como parte da nossa capitalização inicial, a Centennial Corumbá recebeu 30% do capital social da MMX Corumbá.

Em 16 de agosto de 2007, a Centennial Corumbá tornou-se proprietária de 99,9% do capital social da OGX Ltda., através de um aporte de capital de R\$22 milhões. A OGX Ltda. foi constituída em 27 de junho de 2007, pelo nosso Acionista Controlador (que detinha 998 quotas do capital social inicial de 1.000 ações da companhia), tendo como objeto social desenvolver atividade comercial de exploração e produção no setor de petróleo e gás natural brasileiro. Esses recursos foram utilizados na fase inicial do nosso plano de negócios, incluindo investimentos iniciais em equipamentos, na contratação de pessoal técnico com experiência reconhecida no setor de petróleo e gás natural e na aquisição de sistemas e dados sísmicos. A OGX Ltda. foi a companhia qualificada perante a ANP para a Nona Rodada de licitação e, como tal, é a sociedade que firmou os nossos contratos de concessão com a ANP.

Em 3 de setembro de 2007, a Centennial Corumbá mudou sua razão social para OGX Petróleo e Gás Participações S.A., nossa atual denominação social, e cindiu sua participação na MMX Corumbá em uma companhia separada, a Centennial Asset Corumbá Participação em Mineração S.A.

Em 18 de dezembro de 2007, concluímos uma colocação privada de ações no montante total de US\$1,3 bilhão junto a um seleto grupo de investidores institucionais qualificados. Os recursos provenientes desta colocação privada foram utilizados para adquirir direitos de concessão de exploração de 21 blocos exploratórios selecionados na Nona Rodada de licitação, pagar os bônus de assinatura da ANP e os custos relacionados, e explorar as oportunidades de *Farm-in* com os potenciais parceiros do setor.

Em dezembro de 2007, após, aproximadamente, seis meses do início das nossas atividades no setor de petróleo e gás natural, nós havíamos: (i) recrutado uma excelente equipe de administração e exploração com uma experiência extraordinária no setor de petróleo e gás natural; (ii) adquirido dados e equipamentos sísmicos que possibilitaram a nossa equipe administrativa e de exploração avaliar totalmente os blocos exploratórios marítimos que estavam sendo oferecidos na Nona Rodada de licitação da ANP; (iii) levantado os recursos necessários para a aquisição dos direitos de concessão para formar nosso atual *portfolio* e financiar nossa campanha exploratória inicial; e (iv) participado com sucesso da Nona Rodada de licitação da ANP, adquirindo os direitos de concessão de 21 blocos exploratórios em quatro bacias diferentes (Santos, Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão).

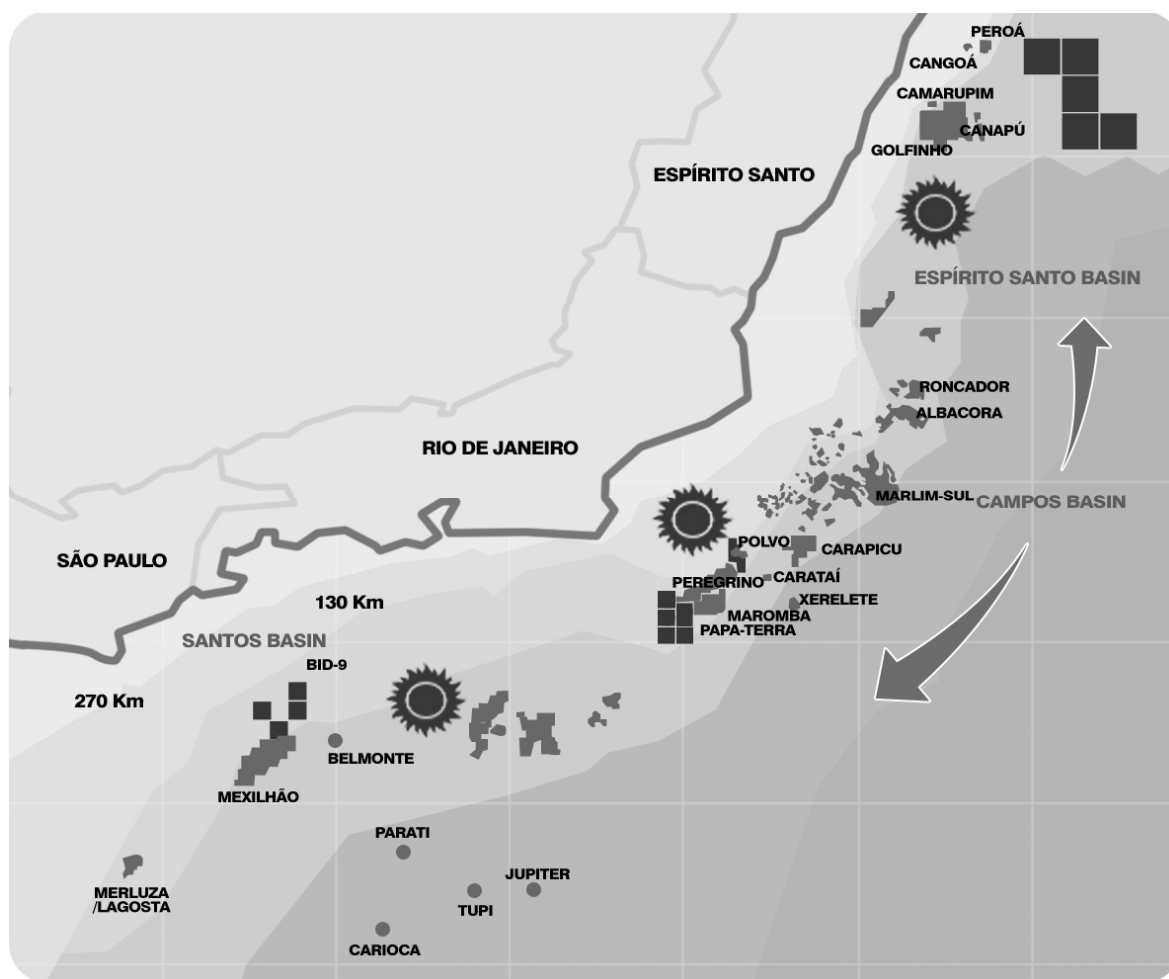
Nos primeiros três meses de 2008, continuamos a executar nosso plano de negócios, da seguinte forma: (i) aquisição de 50% de participação em um bloco de exploração na Bacia de Santos, aquisição esta que permanece sujeita à aprovação pela ANP; (ii) contratação adicional de profissionais experientes essenciais; e (iii) aquisição e reprocessamento dos dados sísmicos de alta qualidade.

Atividades da companhia

Nossos Projetos

A DeGolyer & MacNaughton avaliou 51 prospectos exploratórios em nossos 21 blocos exploratórios marítimos. Esses prospectos exploratórios estão localizados em quatro Bacias diferentes (Campos, Santos, Espírito Santo e Pará-Maranhão), sendo que a maioria deles será operada por nós. DeGolyer & MacNaughton preparou um Estudo de Viabilidade do nosso plano de negócios e, para tal finalidade, os nossos prospectos exploratórios foram reunidos em um grupo de 23 projetos no total, com 6 projetos na Bacia de Campos, 11 projetos na Bacia de Santos, 2 projetos na Bacia do Espírito Santo e 4 projetos na bacia Pará-Maranhão.

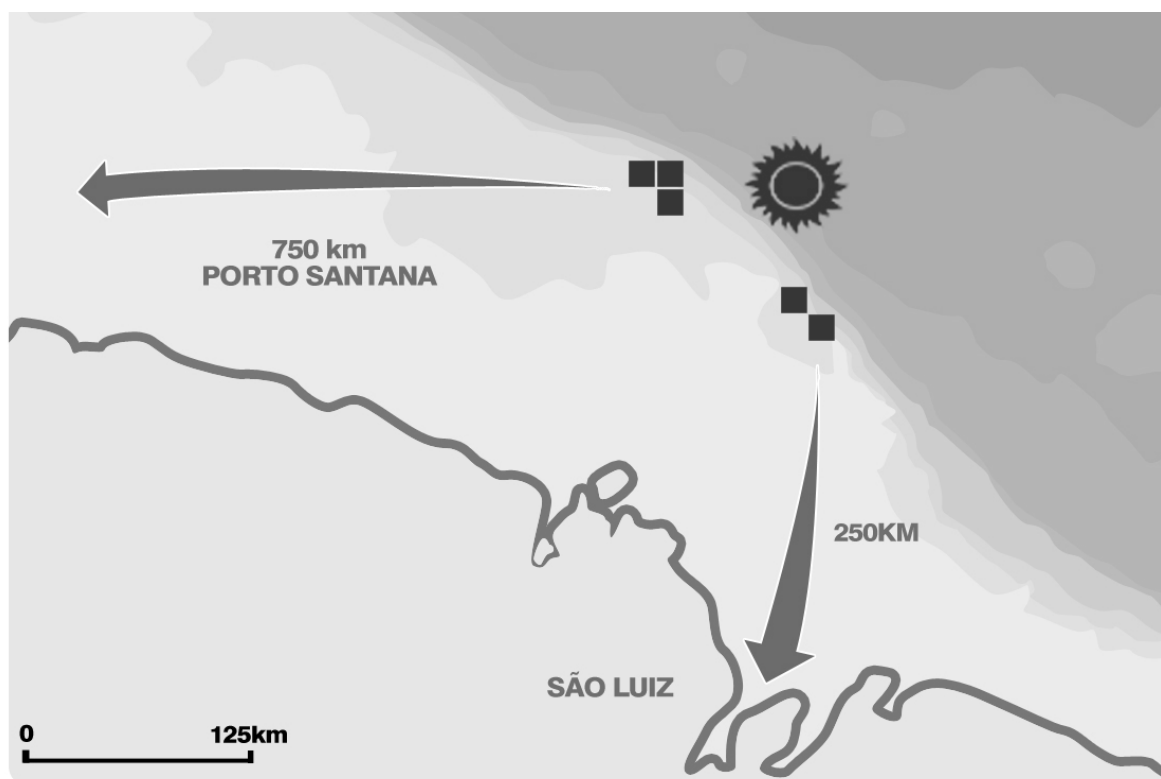
O mapa abaixo mostra a localização dos nossos blocos (conforme indicado pelos quadrados) nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, e os campos ou descobertas existentes (conforme indicado pelas formas assimétricas).



Fonte: OGX

Atividades da companhia

O mapa abaixo mostra a localização dos nossos blocos (conforme indicado pelos quadrados) na Bacia do Pará-Maranhão.



Fonte: OGX

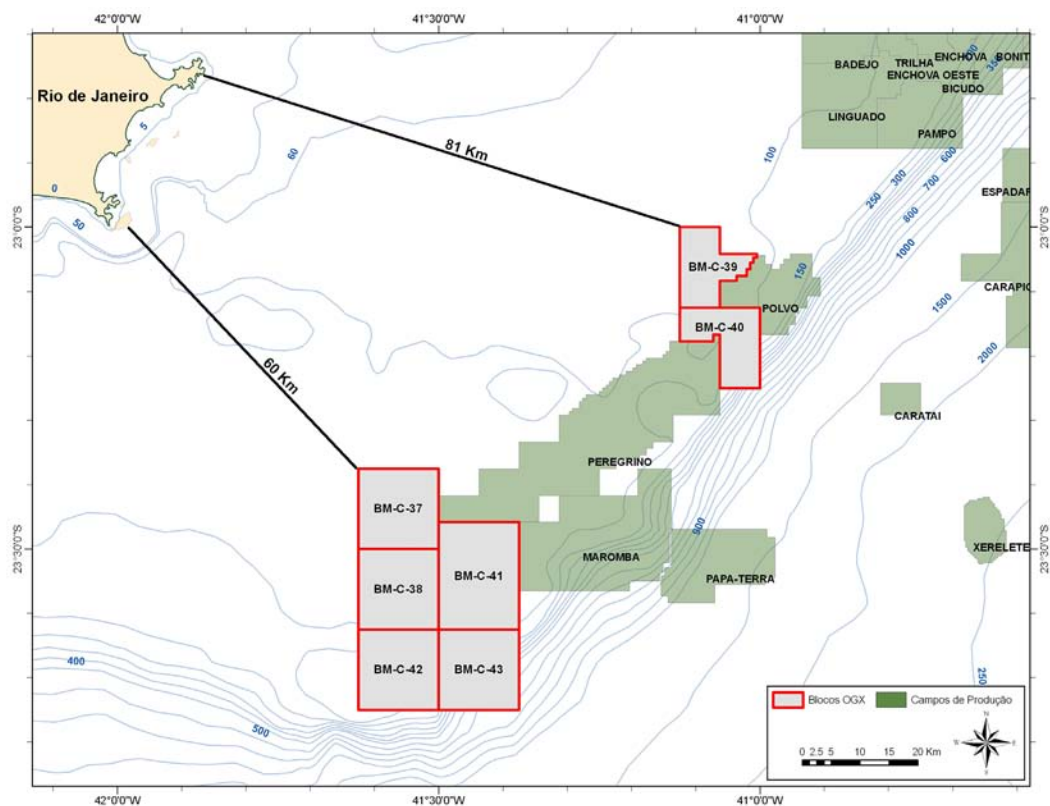
Bacia de Campos

Visão Geral

A Bacia de Campos, com uma área sedimentar total de, aproximadamente, 115.000 km² (28.417 milhões de acres), é a maior região produtora de petróleo e gás natural no Brasil, com uma produção que, em fevereiro de 2008, foi de aproximadamente, 1,63 milhão de *boepd*. Em 2007, essa bacia foi responsável por cerca de 77% da produção brasileira de petróleo. Atualmente, detemos os direitos de concessão de sete blocos exploratórios, compreendendo uma área total de 1.177 km² (290.843 acres), localizados na parte sul da Bacia de Campos, que é uma das regiões petrolíferas mais prolíficas do Brasil. Iremos operar cinco dessas concessões enquanto duas serão operadas pela Maersk.

Atividades da companhia

O mapa abaixo ilustra a localização dos nossos blocos de exploração na Bacia de Campos:



Fonte: OGX

Todos os nossos blocos estão localizados em áreas adjacentes a campos de petróleo tais como: o campo de Polvo (operado pela Devon Energy), com reservas provadas e prováveis de, aproximadamente, 285 milhões de *boe**, o campo de Peregrino (operado pela Hydro Brasil), com reservas provadas e prováveis de, aproximadamente, 500 milhões de *boe**, o campo de Papa-Terra (operado pela Petrobras), com reservas provadas e prováveis de, aproximadamente, 700 milhões de *boe**, e o campo de Maromba (operado pela Petrobras), com reservas provadas de, aproximadamente, 245 milhões de *boe**. Com base nas informações derivadas do Estudo de Viabilidade elaborado pela DeGolyer & MacNaughton, estima-se que os Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos nossos blocos da Bacia de Campos perfaçam um total de 2,562 bilhões de Barris de Óleo.

Poços perfurados anteriormente em áreas próximas a alguns de nossos principais prospectos exploratórios na Bacia de Campos confirmaram a existência de hidrocarbonetos na área. Apesar de tais descobertas não terem sido consideradas comercialmente viáveis à época, diante do atual cenário de preços do petróleo e tendo em vista as tecnologias modernas de produção, acreditamos que nossos prospectos exploratórios na região apresentam oportunidades bastante atraentes e de relativo baixo risco exploratório, dos quais esperamos geração de fluxo de caixa já em 2011. É importante ressaltar que, devido à resposta acústica dos reservatórios encaixados em folhelhos da Bacia de Campos, é possível identificar prospectos exploratórios e minimizar o risco geológico com base em mapas de amplitude sísmica.

* De acordo com informações divulgadas pelo IHS. Todas as informações fornecidas pela IHS, pelas suas subsidiárias e afiliadas, e Petroconsultants S.A., estão protegidas por Registro de Propriedade Autoral e têm direitos reservados.

Atividades da companhia

A quantidade de óleo descoberta até o momento na Bacia de Campos está diretamente relacionada ao grande potencial de geração das rochas pré-sal de idade Barremiana. Várias das grandes acumulações estão distribuídas em reservatórios de diferentes idades, incluindo carbonatos lacustres da fase rifte, carbonatos marinhos da Sequência Albiana e arenitos turbidíticos das seqüências Cretáceas e Terciárias, sendo parte significativa delas em trapas estratigráficas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade Barremiana, através de falhas lístricas normais, superfícies de discordância, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal.

Todos os prospectos exploratórios descritos abaixo estão localizados em áreas com sistemas petrolíferos comprovados e com características similares aos campos já descobertos em áreas próximas: Polvo, Peregrino, Maromba e Papa-Terra e também análogos a alguns outros campos pré-existentes na Bacia. Espera-se, com base nos campos análogos e outros poços perfurados na área, a ocorrência de óleos com API° de acordo com a tabela abaixo:

Objetivos	API°	Campos de Petróleo Análogos
Terciário.....	14 – 20	Maromba, Enchova e Complexo de Marlim
Cretáceo Superior	18 – 23	Maromba, Papa-Terra, Espadarte e Jubarte
Albiano	18 – 25	Polvo, Pampo Bicudo
Aptiano-Barremiano Pré-sal.....	28 – 38	Maromba, Linguado e área de Tupi

Nossos prospectos exploratórios

C-01

O prospecto exploratório C-01 é uma trapa estratigráfica mergulho acima do campo de Polvo. Os mapas de amplitude do Paleoceno mostram anomalias truncadas por um canion de idade Oligoceno, similar ao campo de Enchova. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus do Paleoceno selados por folhelhos.

C-02

O prospecto exploratório C-02 é uma trapa de fechamento estrutural nas quatro direções similar ao campo de Espadarte. Os reservatórios são turbiditos de idade paleocênica da Formação Carapebus selados por folhelhos de águas profundas.

C-03

O prospecto exploratório C-03 é uma trapa estratigráfica. A configuração da trapa são clásticos em *onlap* no intracanal de um cânion submarino. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus, de idade paleocênica selado por folhelhos. Mapas de amplitude sísmica permitiram a identificação de elementos fisiográficos tais como canais, superfícies erosivas, pinchamentos e mesmo indicações diretas de hidrocarbonetos (DHI). O campo de Enchova Oeste é um análogo para este prospecto exploratório.

C-04

O prospecto exploratório C-04 é uma trapa estratigráfica, identificado por uma anomalia de amplitude sísmica. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade eocênica selado por folhelhos. A resposta sísmica acústica deste prospecto mostra correlação com parâmetros petrofísicos de outros campos da Bacia de Campos.

Atividades da companhia

C-05

O prospecto exploratório C-05 é uma trapa estrutural próxima do campo de Polvo. Os reservatórios objetivo são dolomitos, calcarenitos, e calciruditos, de idade albiana, da Formação Macaé. Esses reservatórios são selados por margas, calcilutitos e folhelhos sobrejacentes da Formação Macaé e truncados por uma feição erosiva mais nova.

C-06

O prospecto exploratório C-06 é uma trapa mista, (paleogeomorfica). O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade oligocênica selado por calcilutitos e folhelhos de águas profundas. Na Bacia de Campos, a excelente correlação dos reservatórios oligocênicos saturados de óleo e anomalias de amplitude sugerem um risco baixo para este prospecto exploratório.

C-07

O prospecto exploratório C-07 é uma trapa mista, identificada por uma feição acanalada correlacionada a anomalias de amplitude sísmica similar aos reservatórios do Campo de Enchova. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade paleocênica selados por folhelhos intercalados.

C-08

O prospecto exploratório C-08 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é a Formação Macaé de idade albiana inferior selado por calcilutitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro.

C-09, C-10 e C-12

Os prospectos exploratórios C-09, C-10 e C-12 são trapas estruturais com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é a Formação Macaé de idade albiana inferior selados por calcilutitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro.

C-11

O prospecto exploratório C-11 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade cretáceo superior selado por calcilutitos e folhelhos de águas profundas.

C-13

O prospecto exploratório C-13 é uma trapa estratigráfica associada a uma anomalia de amplitude abaixo de rochas extrusivas vulcânicas análogo às recentes descobertas de Maromba e Papa-Terra. Os reservatórios objetivos são siliciclásticos do Paleoceno até o Cretáceo Superior selados por calcilutitos e folhelhos de águas profundas. Estes reservatórios apresentam altas produtividades em vários campos da Bacia de Campos, tais como Carapeba, Espadarte e Roncador.

C-14 e C-22

Os prospectos exploratórios C-14 e C-22 são trapas estratigráficas. Os reservatórios objetivo são de idade Eoceno em parasequências onlapantes e selados por folhelhos intercalados. A boa correlação entre os fácies sísmicos observados em poços do bloco e em áreas adjacentes permitem uma extrapolação confiável da presença de reservatórios com hidrocarbonetos nestes prospectos.

Atividades da companhia

C-15 e C-16

Os prospectos exploratórios C-15 e C-16 são blocos falhados com fechamento estrutural em três direções. Os objetivos são reservatórios eocênicos onlapantes selados por folhelhos de águas profundas.

C-17

O prospecto exploratório C-17 é uma trapa estratigráfica associada com uma anomalia de amplitude abaixo de rochas extrusivas vulcânicas análogo às recentes descobertas de Maromba e Papa-Terra. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus, de idade cretácica superior selados por folhelhos intercalados e/ou rochas vulcânicas. Estes reservatórios apresentam altas produtividades em campos análogos como Carapeba, Espadarte e Roncador.

C-18

O prospecto exploratório C-18 é uma trapa estratigráfica associada com uma anomalia de amplitude em um nariz estrutural. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade paleocênica selado por calcilutitos e folhelhos intercalados.

C-19 e C-20

Estes prospectos exploratórios são trapas mistas (estratigráficas/estruturais). Os objetivos são reservatórios carbonatos estromatolíticos cársticos de idade Aptiano/Barremiano e coquinas da Formação Lagoa Feia selados por anidritas e calcilutitos. Os mapas de amplitude dos horizontes sísmicos equivalentes às coquinas e aos carbonatos indicam reservatórios de boa qualidade na maior parte da área do prospecto exploratório. Os prospectos exploratórios tem a área de Tupi e o campo de Pampo como análogos.

C-21 e C-24

Estes prospectos exploratórios são trapas estratigráficas. Os objetivos são arenitos turbidíticos da Formação Carapebus selados por folhelhos intercalados assim como por rochas vulcânicas extrusivas, análogos às recentes descobertas de Maromba e Papa-Terra.

C-23

O prospecto exploratório C-23 é uma trapa estratigráfica. O reservatório objetivo é de idade paleocênica. Estes arenitos turbidíticos são selados por calcilutitos e folhelhos intercalados, bem como por rochas extrusivas vulcânicas.

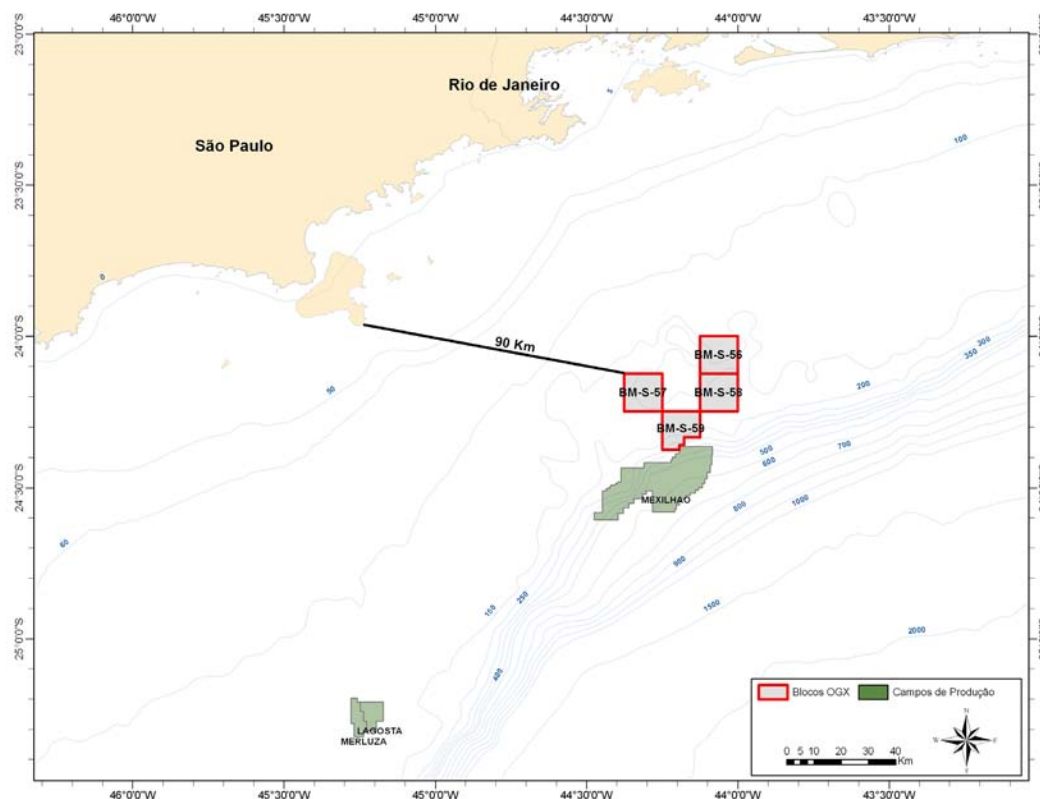
Bacia de Santos

Visão Geral

A Bacia de Santos representa uma das áreas exploratórias mais promissoras do Brasil, com uma área total de aproximadamente 350.000 km² (86,5 milhões de acres). De acordo com estimativas divulgadas pela Petrobras, as descobertas recentes mais significativas de petróleo e gás natural no Brasil – os campos de Tupi e Júpiter, cada um com aproximadamente 8,0 bilhões de *boe* e 6,4 bilhões de *boe* (36 Tcf) de recursos potenciais, respectivamente – ocorreram nesta Bacia. Atualmente, possuímos os direitos sobre cinco blocos exploratórios na Bacia de Santos, cobrindo uma área superior a 1.000 km² (247.105 acres), dentre os quais quatro foram adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP e um foi adquirido por meio de processo de *Farm-in*, pelo qual adquirimos uma participação de 50%, transação que permanece sujeita à aprovação da ANP.

Atividades da companhia

O mapa abaixo ilustra a localização dos nossos blocos de exploração na Bacia de Santos, exceto quanto ao bloco de exploração que adquirimos por meio de *Farm-In*, ainda pendente de aprovação da ANP:



Fonte: OGX

Quatro dos nossos blocos estão localizados em áreas adjacentes ao campo de Mexilhão (operado pela Petrobras), em que há reservas de gás natural de, aproximadamente, 8 Tcf ou 1,4 bilhão de *boe*, conforme divulgado em notícia publicada no Estadão *online* em 3 de setembro de 2007. Dentre os prospectos identificados, quatro têm objetivos nos reservatórios do pré-sal, com potencial para conter recursos de petróleo leve. Com base nas informações derivadas do Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia de Santos são estimados em média de 395 milhões de Barris de Óleo e 6,589 Tcf de gás natural. Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos de gás natural por *boe*, nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos na Bacia de Santos estão estimados em média de 1,569 bilhão de *boe*.

Atualmente, quatro Sistemas Petrolíferos são conhecidos na Bacia de Santos: três deles estão relacionados às rochas geradoras da Formação Guaratiba e (i) reservatórios carbonáticos estromatolíticos algálicos carstificados da própria Formação Guaratiba, (ii) reservatórios clásticos do Albiano e (iii) reservatórios clásticos do Cretáceo Superior e do Terciário. O quarto Sistema Petrolífero é responsável pelas acumulações de hidrocarbonetos em campos de petróleo do sul da bacia, e está relacionado com rochas geradoras marinhas do Albiano-Cenomaniano e a reservatórios carbonáticos do Albiano.

Atividades da companhia

Com base em informações de campos análogos e poços perfurados na área, esperamos a ocorrência de óleos com API° de acordo com a tabela abaixo:

Objetivos	API°	Campos de Petróleo Análogos
Cretáceo Superior	Gás Natural	Mexilhão, Uruguá, Tambuatá, Lagosta
Cretáceo Superior	Óleo 39°	Carapiá
Albiano-Siliciclástico	Gás Natural	Tambaú, Pirapitanga
Albiano-Carbonático	Óleo 36–43°	Cavalo-Marinho, Caravela, Coral
Aptiano-Barremiano Pré-sal.....	Óleo 38–45°	Acumulação de Tupi e Carioca

Nossos prospectos exploratórios

Descrição dos Prospectos exploratórios de Óleo

Prospectos do Pré-Sal

S-01

O prospecto exploratório S-01 é uma trapa estrutural, fechado por mergulho, em quatro direções mapeada com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM (*Pre Stack Time Migration*). Os reservatórios objetivos são microbiolitos algálicos associados a refletores sísmicos anômalos da Formação Guaratiba, do pré-sal. Estes reservatórios encontram-se selados por camadas de sal da Formação Ariri. A rota de migração interpretada é originada na Formação Guaratiba (Barremiano) através de falhas e superfícies de discordância até os reservatórios. As rochas geradoras dos hidrocarbonetos são folhelhos e margas lacustres, pré-sal, da Formação Guaratiba de idade barremiana.

S-02

O prospecto exploratório S-02 é uma trapa mista mapeada com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM. Os reservatórios objetivos são microbiolitos algálicos associados a refletores sísmicos anômalos da Formação Guaratiba, do pré-sal. Estes reservatórios encontram-se selados por camadas de sal da Formação Ariri. A rota de migração interpretada é originada na Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas e superfícies de discordância até os reservatórios. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba, de idade barremiana.

S-04

O prospecto exploratório S-04 é uma trapa estrutural, fechada por mergulho, mapeada com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM. Os reservatórios objetivos são microbiolitos algálicos associados a refletores sísmicos anômalos da Formação Guaratiba, do pré-sal. Estes reservatórios encontram-se selados por camadas de sal da Formação Ariri. A rota de migração interpretada é originada na Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas e superfícies de discordância até os reservatórios. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba, de idade barremiana.

Atividades da companhia

S-03 e S-05

Os prospectos exploratórios S-03 e S-05 são trapas estruturais, fechadas por mergulho, mapeadas com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM. Os reservatórios objetivos são microbiolitos algálicos associados a refletores sísmicos anômalos da Formação Guaratiba, do pré-sal. Estes reservatórios encontram-se selados por camadas de sal da Formação Ariri. A rota de migração interpretada é originada na Formação Guaratiba, de idade barremiana através de falhas e superfícies de discordância até os reservatórios. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba, de idade barremiana.

Prospecto com Múltiplos Objetivos

S-06

O prospecto exploratório S-06 é uma trapa mista mapeada com a utilização de dados sísmicos 3D, consistindo num fechamento estrutural em três direções com truncamento contra falha. Este prospecto exploratório mostra um DHI conspícuo associado a uma chaminé de gás que cruza os refletores sísmicos do pré-sal até os refletores rasos próximos do fundo do mar. Os reservatórios objetivos são (i) microbiolitos algálicos associados a refletores sísmicos anômalos da Formação Guaratiba do pré-sal; (ii) os carbonatos oolíticos albianos da Formação Guarujá, e (iii) arenitos do Paleoceno. A rota de migração é interpretada como sendo proveniente de (i) das rochas geradoras da Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, e janelas de sal até os arenitos paleocênicos, e (ii) das rochas geradoras marinhas do abiano-cenomaniano através de falhas e superfícies de discordância até os reservatórios. As rochas geradoras dos hidrocarbonetos são (i) os folhelhos e margas lacustres da formação Guaratiba de idade barremiana, no pré-sal, e (ii) os folhelhos e margas marinhas do albiano-cenomaniano.

Descrição dos Prospectos exploratórios de Gás

Prospectos Albianos/Cenomanianos-Siliciclásticos

S-09 e S-10

Os prospectos exploratórios S-09 e S-10 são trapas estruturais, fechada por mergulho, mapeada com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade albiana, associados a amplitudes sísmicas anômalas que refletem o ambiente do sistema deposicional de águas rasas da Formação Florianópolis. Estes reservatórios arenosos são selados por calcilitos, margas e folhelhos da Formação Guarujá. Este prospecto exploratório está relacionado a um novo *play* na Bacia de Santos, recentemente testado nos campos de Pirapitanga e Tambaú, distantes cerca de 150 km a nordeste deste prospecto exploratório. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância, e janelas de sal até os reservatórios. As rochas geradoras de hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres, pré-sal, da Formação Guaratiba, de idade barremiana.

Atividades da companhia

S-13, S-14 e S-15

Os prospectos exploratórios S-13, S-14 e S-15 são trapas estruturais, fechadas por mergulho, mapeadas com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade albiana da Formação Florianópolis, selados por calcilutitos, margas e folhelhos da Formação Guarujá. Este prospecto exploratório está relacionado a um novo play na Bacia de Santos, recentemente testado nos campos de Pirapitanga e Tambaú, distantes cerca de 150 km a nordeste deste prospecto exploratório. A rota de migração é interpretada como sendo originada da Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias e janelas de sal, até os reservatórios. As rochas geradoras são os folhelhos e margas lacustres, pré-sal, da Formação Guaratiba, de idade barremiana/apitana.

S-07 e S-08

Os prospectos exploratórios S-07 e S-08 são trapas estruturais, intracanal, mapeados com a utilização de dados sísmicos 3D. Os reservatórios objetivo são os arenitos cenomanianos da Formação Itajaí-Açu, selados por folhelhos da mesma formação. As rotas de migração são interpretadas como sendo originadas da Formação da Lagoa Feia barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância e janelas de sal até os reservatórios. As rochas geradoras dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba, de idade barremiana. Os folhelhos marinhos albianos podem ser outra rocha geradora potencial.

Prospectos Santonianos-Siliciclásticos

S-11

O prospecto exploratório S-11 é uma trapa estrutural, fechada por mergulho, mapeado com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM. Área próxima ao prospecto exploratório foi perfurada no final dos anos 70 pelo poço 1-SPS-7, com excelentes indicações de gás natural em reservatórios arenosos do Santoniano, 20 km a norte do Campo de gás de Mexilhão. Os reservatórios objetivo são arenitos turbidíticos de idade santoniana da Formação Ilhabela selados por folhelhos e rochas vulcânicas intercaladas. A rota de migração é interpretada como sendo da Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância e janelas de sal, até os reservatórios. As rochas geradoras são folhelhos e margas lacustres, pré-sal, da Formação Guaratiba, de idade barremiana.

S-12

O prospecto exploratório S-12 é uma trapa estrutural, fechada por mergulho, mapeada com a utilização de dados sísmicos 3D com processamento PSTM. Os reservatórios objetivos são arenitos de idade santoniana do Membro Ilhabela, equivalentes aos reservatórios produtores do Campo de gás de Mexilhão (25 km a sul) selados por folhelhos e por rochas vulcânicas intercaladas. A rota de migração é interpretada como sendo da Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância e janelas de sal, até os reservatórios. As rochas geradoras são os folhelhos e margas lacustres, pré-sal, da Formação Guaratiba, de idade barremiana.

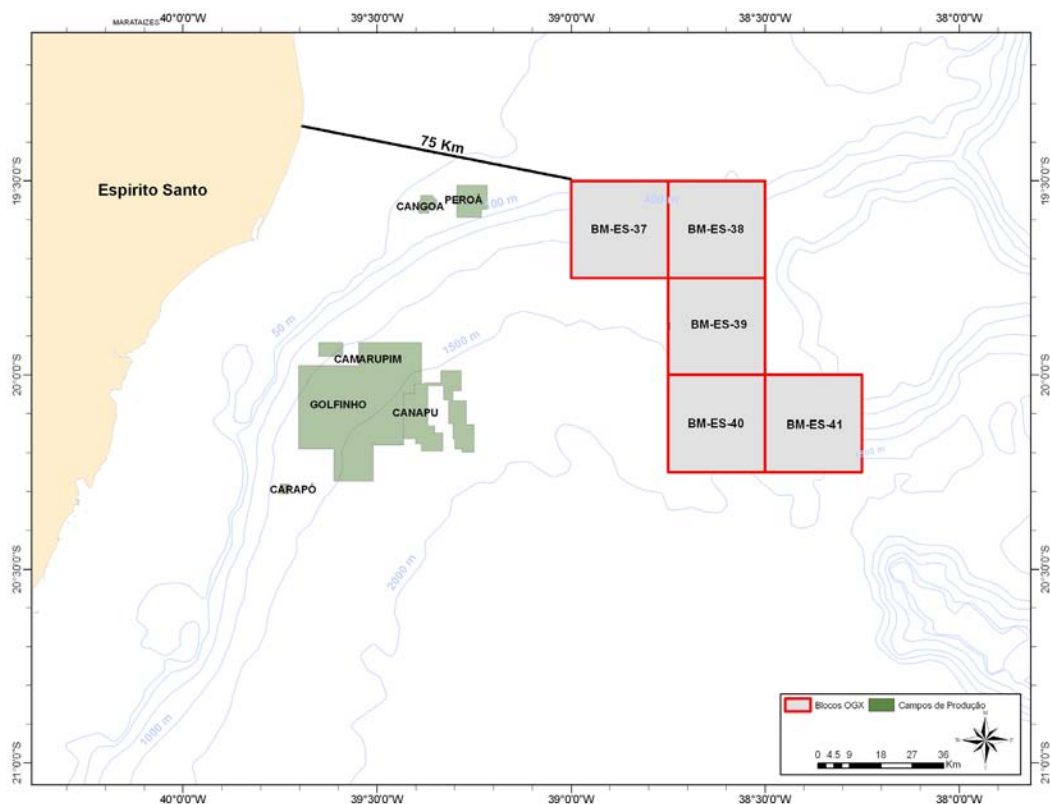
Atividades da companhia

Bacia do Espírito Santo

Visão Geral

Acreditamos que a Bacia do Espírito Santo é uma nova e promissora região de petróleo e gás natural do Brasil, com uma área total de, aproximadamente, 90.000 km² (22,2 milhões acres). Atualmente, detemos os direitos de concessão de cinco blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo, cobrindo uma área total de 3.620 km² (894.521 acres). Todos os nossos blocos são localizados em águas profundas e serão operados pela Perenco. Nossos prospectos exploratórios identificados têm características geológicas similares àquelas dos campos de petróleo e gás natural já descobertos nessa bacia, tais como os campos Golfinho, Camarupim e Canapu, de petróleo leve e gás natural, com reservas do período Cretáceo Superior. Com base nas informações derivadas do Estudo de Viabilidade preparado pela DeGolyer & MacNaughton, nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos blocos da Bacia do Espírito Santo são estimados em média de 187 milhões de Barris de Óleo e 469 Bcf de gás natural. Considerando uma taxa de conversão de 5.615 pés cúbicos por *boe*, nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos seriam estimados em média de 270 milhões de *boe*.

O mapa abaixo ilustra a localização dos nossos blocos de exploração na Bacia do Espírito Santo:



Fonte: OGX

As rochas geradoras da bacia são os folhelhos lacustres pré-sal da Formação Mariricu de idade barremiano com teores de Carbono Orgânico Total (COT) de até 2% e os folhelhos marinhos da Formação Urucutuca com teores de Carbono Orgânico de até 4%. Uma rota de migração considerada a partir dos folhelhos da Formação Mariricu ocorre ao longo de falhas de borda do rifte e falhas listricas normais, superfícies de discordância e através de janelas de sal. Rotas de migração adicionais a partir da Formação Urucutuca ocorrem ao longo de falhas listricas normais e superfícies de discordância até os reservatórios superiores.

Atividades da companhia

Baseado em informações de campos análogos e poços perfurados na área, esperamos óleos de API de acordo com a tabela abaixo:

Objetivo do prospecto exploratório	API°	Campo análogo
Terciário.....	Gás	Peroá-Cangoá
Cretáceo Superior	28–43°	Golfinho

Nossos prospectos exploratórios

Descrição dos prospectos exploratórios de óleo

ES-01

O prospecto exploratório ES-01 é uma trapa estratigráfica com objetivos em arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior selados por calcilitos e folhelhos da Formação Urucutuca. Sismicamente, este prospecto é caracterizado por amplitudes anômalas associadas a reservatórios localizados na base de um sistema de cunha progradante. Considerando as propriedades petrofísicas dos reservatórios de Golfinho (Cretáceo Superior).

ES-02

O prospecto exploratório ES-02 está associado a trapas estruturais com fechamento por mergulho nas quatro direções. Os principais reservatórios são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior selados por intercalações de folhelhos e rochas vulcânicas extrusivas. Fortes amplitudes sísmicas são observadas abaixo do vulcão em grande extensão área. Nos reservatórios do Paleoceno o prospecto exploratório é análogo ao campo de Maromba localizado na Bacia de Campos. Afloramentos na ilha de Santa Bárbara, ao Norte, apresentam intercalações de basaltos e reservatórios siliciclásticos evidenciando a ocorrência deste tipo de reservatório na área. Considerando as propriedades petrofísicas dos reservatórios de Golfinho.

ES-03

O prospecto exploratório ES-03 é uma trapa mista com fechamento em três direções contra falha. Os reservatórios objetivos são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior/ Paleoceno selados por folhelhos e/ou rochas vulcânicas. Algumas linhas sísmicas deste prospecto exploratório mostram fortes amplitudes associadas a presença de reservatórios. Afloramentos na ilha de Santa Bárbara, ao Norte, apresentam intercalações de basaltos e reservatórios siliciclásticos evidenciando a ocorrência deste tipo de reservatório na área. Considerando as propriedades petrofísicas dos reservatórios de Golfinho.

ES-04

O prospecto exploratório ES-04 é uma trapa estrutural com sismofácies que sugerem a presença de reservatórios similares ao campo de Golfinho (Formação Urucutuca do Cretáceo Superior) selados por siltitos e folhelhos intercalados. Um sistema de falhas mapeado tem papel importante como caminho de migração para os hidrocarbonetos gerados nos folhelhos lacustres da Formação Maricuru. Afloramentos na ilha de Santa Bárbara, ao Norte, apresentam intercalações de basaltos e reservatórios siliciclásticos evidenciando a ocorrência deste tipo de reservatório na área. Considerando as propriedades petrofísicas dos reservatórios de Golfinho.

Atividades da companhia

Descrição dos prospectos exploratórios de gás

ES-05

O prospecto exploratório ES-05 está associado a trapas estruturais com fechamento por mergulho nas quatro direções. Os principais reservatórios são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior selados por intercalações de folhelhos e rochas vulcânicas extrusivas. Fortes amplitudes sísmicas são observadas abaixo do vulcão em grande extensão área. Os fácies sísmicos dos reservatórios do Cretáceo Superior são similares aos do campo de Roncador na Bacia de Campos e Golfinho/Canapu na Bacia do Espírito Santo. Afloramentos na ilha de Santa Bárbara, ao Norte, apresentam intercalações de basaltos e reservatórios siliciclásticos evidenciando a ocorrência deste tipo de reservatório na área. Considerando as propriedades petrofísicas dos reservatórios de Golfinho.

ES-06

O prospecto exploratório Marataizes é uma trapa estrutural para os reservatórios do Cretáceo Superior e uma trapa estratigráfica para os reservatórios do Paleoceno. Esses arenitos turbidíticos são selados por folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. O prospecto exploratório do Paleoceno é caracterizado por fortes anomalias sísmicas que sugerem a intercalação de arenitos com rochas vulcânicas. Para o Cretáceo Superior, considerando os parâmetros petrofísicos do campo de Golfinho. A Oeste deste prospecto exploratório, os campos de Congoá e Peroá produzem gás não associado em reservatórios do Oligoceno e Eoceno.

ES-07

O prospecto exploratório ES-07 é uma trapa estratigráfica caracterizado por feições acanaladas. Os principais reservatórios são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Paleoceno Superior selados por folhelhos. Falhamentos associados à tectônica salífera tem papel importante como caminho de migração para os hidrocarbonetos gerados nos folhelhos lacustres e marinhos da bacia. A presença de rochas siliciclásticas nos afloramentos da Ilha de Santa Bárbara sugerem a ocorrência de reservatórios arenosos na área. Este prospecto exploratório tem reservatórios análogos a vários campos terrestres há muitos anos em produção.

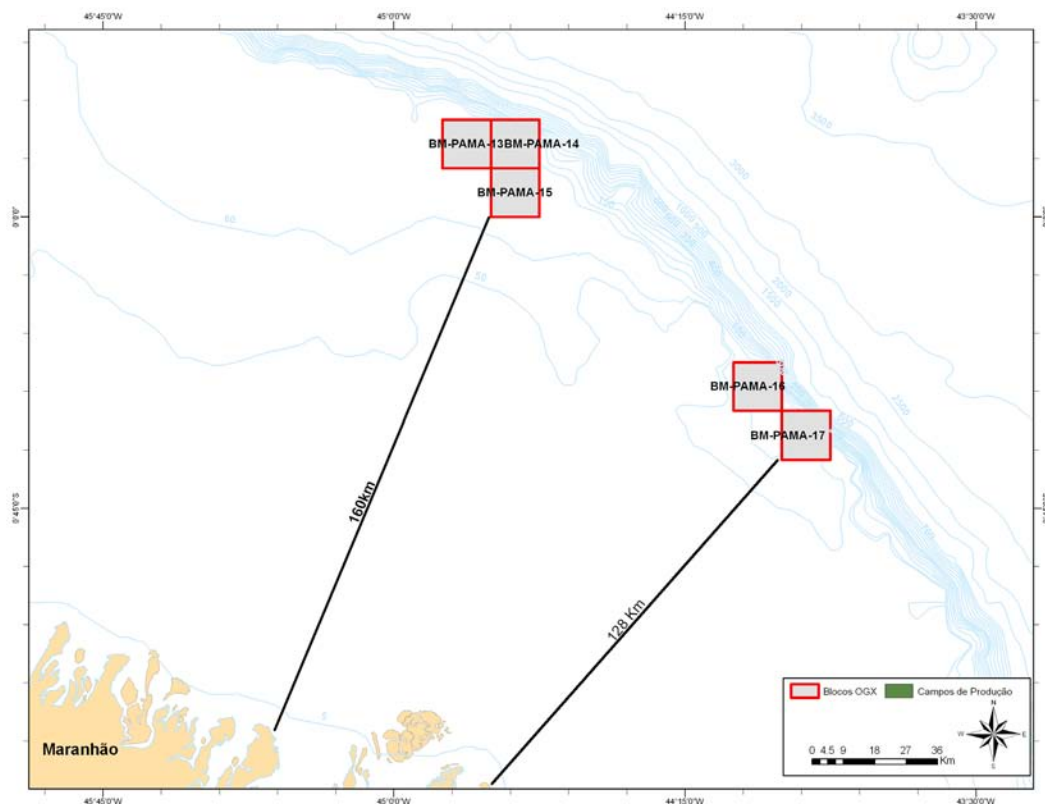
Bacia do Pará-Maranhão

Visão Geral

Embora nenhuma descoberta comercial tenha sido anunciada na Bacia do Pará Maranhão, nós acreditamos que exista um grande potencial nesta Bacia, uma vez que as características geológicas presentes na região são similares às de Gana (oeste da África), onde houve importantes descobertas de petróleo leve nos últimos anos. A Bacia do Pará-Maranhão possui uma área sedimentar total de, aproximadamente, 100.000 km² (24,7 milhões de acres). Atualmente, temos direitos de concessão sobre cinco blocos exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão, cobrindo uma área total de 960 km² (237.221 acres). Atividades anteriores de perfuração na região indicaram a presença de petróleo leve em áreas próximas aos nossos blocos. Com base nas informações derivadas do Estudo de Viabilidade elaborado por DeGolyer & MacNaughton, os nossos Recursos Potenciais Riscados Líquidos nos nossos blocos da Bacia do Pará-Maranhão são estimados em média de 434 milhões de *boe*.

Atividades da companhia

O mapa abaixo ilustra a localização dos nossos blocos de exploração na Bacia do Pará-Maranhão:



Fonte: OGX

As rochas geradoras são os folhelhos escuros do Aptiano/Albiano Inferior da sequência rifte (Grupo Canárias) com teores de Carbono Orgânico Total elevado, superior a 5%. Outras rochas geradoras potenciais são os folhelhos escuros do Albiano Inferior (Grupo Caju), com teores de Carbono Orgânico Total de até 5%. As rotas de migração são interpretadas como provenientes das rochas geradoras do Grupo Canárias, através de falhas normais e na sequência rifte e falhas lístricas na seção pós-rifte, conectando estes geradores com os reservatórios. Outra potencial rota de migração seriam falhas lístricas conectando os geradores do Grupo Caju até os reservatórios.

Nos prospectos exploratórios definidos para os blocos da Bacia do Pará-Maranhão, esperamos, com base em informações de campos de petróleo análogos e poços da área, uma variação de API° dos óleos de acordo com a tabela abaixo:

Objetivos	API°	Campos de Petróleo Análogos
Cretáceo Superior	30–42	Área dos MAS-5 e MAS-17 e campo Jubilee (Offshore Gana)
Albiano-Aptiano	27–41	Área dos MAS-11, MAS-26 & MAS-10

Atividades da companhia

Nossos prospectos exploratórios

PAMA-01

O prospecto exploratório PAMA-01 é uma trapa estrutural com fechamento em quatro direções. Os reservatórios objetivo são arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior da Formação Travosas selados por folhelhos da mesma formação. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias de idade Albo/Aptiana através de falhas lítricas extensionais, até os reservatórios. As rochas geradoras dos hidrocarbonetos são os folhelhos escuros lacustres do Albo/Aptiano, do Grupo Canárias, e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior, do Grupo Caju. As características principais do prospecto exploratório são similares às do campo de óleo leve de Jubilee, na costa marítima de Gana.

PAMA-02 e PAMA-03

Os prospectos exploratórios PAMA-02 e PAMA-03 são trapas estruturais, fechada por mergulho. Os reservatórios objetivo são arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior da Formação Travosas selados por folhelhos da mesma formação. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias de idade Albo/Aptiana através de falhas lítricas extensionais, até os reservatórios. As rochas geradoras dos hidrocarbonetos são os folhelhos escuros lacustres do Albo/Aptiano, do Grupo Canárias, e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior, do Grupo Caju. As características principais do prospecto exploratório são similares às do campo de óleo leve de Jubilee, do Offshore Gana.

PAMA-04

O prospecto exploratório PAMA-04 é uma trapa estrutural, fechada por mergulho. Os reservatórios objetivo são arenitos do Grupo Canárias, que estão presentes do Albiano Inferior até o Aptiano, e os turbiditos do Cretáceo Superior da Formação Travosas. Estes arenitos turbidíticos são selados por folhelhos da Formação Travosas. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias do Albo/Aptiano através de falhas lítricas associadas com falhas extensionais até os reservatórios. As rochas geradoras de hidrocarbonetos são os folhelhos lacustres do Albo/Aptiano do Grupo Canárias e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior do Grupo Caju.

PAMA-05

O prospecto exploratório PAMA-05 é uma trapa estratigráfica. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade Maastrichtiana da Formação Travosas selados por folhelhos da mesma formação. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias do Albo/Aptiano através de falhas lítricas extensionais até os reservatórios. As rochas geradoras de hidrocarbonetos são os folhelhos lacustres do Albiano/Aptiano do Grupo Canárias e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior do Grupo Caju.

Outras Oportunidades de Crescimento

Futuras Rodadas de Licitação e Parcerias

A ANP planeja continuar a oferecer concessões para exploração de blocos em determinadas bacias em suas futuras rodadas de licitação, incluindo a Décima Rodada de licitação, esperada para ocorrer no terceiro ou quarto trimestre de 2008. Pretendemos procurar, ativamente, oportunidades nas futuras rodadas de licitação da ANP, alavancando nosso conhecimento geológico sobre as bacias brasileiras e a nossa capacidade de interpretar os estudos geofísicos e outros dados sísmicos. Além disso, esperamos consolidar nossas parcerias existentes e continuar a considerar e buscar diversas parcerias e oportunidades junto a outras companhias no setor de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Atividades da companhia

Outras Oportunidades de Mercado

A combinação de vastos recursos potenciais de petróleo e gás natural inexplorados com uma estrutura regulatória favorável posiciona o Brasil, atualmente, como uma das regiões de petróleo e gás natural mais atraentes do mundo. Uma estrutura regulatória estável, orientada pelo mercado foi implementada no Brasil há mais de dez anos, resultando em um aumento na participação de competidores globais nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Em decorrência das recentes e importantes descobertas de petróleo e gás natural, o Brasil é, atualmente, reconhecido como um dos países líderes no mundo, possuindo consideráveis reservas de petróleo e gás natural. De acordo com estimativas da equipe de exploração e produção de petróleo da Petrobras, mais de 9 bilhões de *boe* foram descobertos em mais de 50 novos campos de petróleo e gás natural desde 2002. As atividades exploratórias recentes levaram à expansão das atividades de perfuração na Bacia de Campos, à abertura de novas fronteiras, como as Bacias do Espírito Santo e de Santos, bem como à descoberta de acumulações na camada pré-sal altamente promissoras. De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, as reservas brasileiras são as que mais cresceram no mundo entre 1980 e 2006, a uma taxa composta de crescimento anual de 8,7% partindo de 1,7 bilhão de *boe* de reservas provadas em 1980 para 14,4 bilhões de *boe* no fim de 2006. Adicionalmente a produção diária de petróleo e gás natural do Brasil cresceu no mesmo período a uma taxa composta de crescimento anual de 9,1%, partindo de 0,2 milhões de *boepd* em 1980 para 1,9 milhão de *boepd* no fim de 2006.

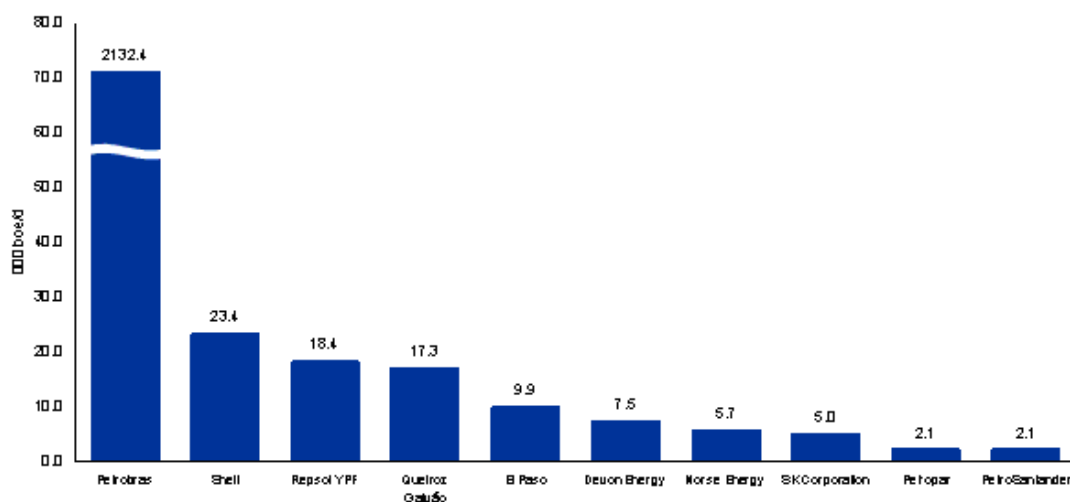
De acordo com a ANP, o Brasil tem, aproximadamente, 7,5 milhões km² (1,9 bilhão de acres) de áreas sedimentares, a maior parte espalhadas pelas 29 bacias sedimentares principais, 96% das quais ainda não foram submetidas aos contratos de concessão. Neste contexto, as previsões de especialistas do setor consideram que os recursos potenciais estimados do Brasil são entre aproximadamente 70 a 100 bilhões de *boe*, que correspondem a, aproximadamente, 150% das reservas comprovadas existentes dos Estados Unidos (67 bilhões de *boe*), de acordo com a *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

Concorrência

A Petrobras continua sendo a maior companhia no setor de petróleo e gás natural brasileiro. Outros grandes competidores são, entre outros, a Shell, Repsol-YPF, El Paso e Devon Energy. Pretendemos nos concentrar exclusivamente na exploração e produção de petróleo e gás natural, e encaramos a presença dos outros competidores nacionais e internacionais como uma oportunidade para criar alianças bem sucedidas com as companhias que buscam acesso ao conhecimento local superior. A tabela abaixo apresenta os principais competidores de petróleo e gás natural no Brasil, classificados de acordo com a produção.

Atividades da companhia

Estimativa da Produção Total Brasileira de Petróleo e Gás Natural para 2007



Fonte: ANP

Após o fim do monopólio da Petrobras, e especialmente nas últimas rodadas de licitações da ANP, o setor atraiu um número significativo de novos competidores para o Brasil. Quarenta e duas companhias nacionais e internacionais participaram como licitantes na Nona Rodada de licitação da ANP. Não obstante a participação das companhias petrolíferas internacionais, a Petrobras continua sendo o principal competidor, sendo responsável por, aproximadamente, 96% da produção total no Brasil em 2007, de acordo com a ANP. Isso é atribuído, em parte, ao tempo que se leva para explorar, desenvolver e produzir reservas de petróleo e gás natural. Considerando que a Primeira Rodada de licitação da ANP ocorreu em 1999, as companhias de petróleo e gás natural (que não a Petrobras) apenas recentemente iniciaram a produção proveniente de seus blocos.

O panorama competitivo criado pela Lei do Petróleo gerou oportunidades para que os competidores menores entrassem no mercado brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural, principalmente nas áreas de exploração terrestre que demandam investimentos menores de capital, e competissem com sucesso contra seus grandes concorrentes. Até esta data, aproximadamente 40 companhias detêm ativos e operam nessas bacias terrestres. Nas primeiras nove rodadas de licitação da ANP, dos 749 blocos exploratórios concedidos nos processos de licitação desde 1999, muitos foram concedidos a companhias brasileiras que não a Petrobras. A ANP concentrou seus esforços nas três últimas rodadas de licitação a fim de encorajar as companhias brasileiras independentes a participar e, desse modo, aumentar a concorrência. Sessenta e sete companhias nacionais e internacionais foram qualificadas para a Nona Rodada de licitação da ANP; muitas delas eram recém chegadas.

O esforço da ANP para diversificar e atrair novos competidores para o Brasil continua a ser bem sucedido. Os principais competidores da América do Norte no mercado de petróleo e gás natural brasileiro incluem a Devon Energy, a El Paso e a Anadarko. Companhias internacionais como a BP e a Eni também estão presentes no Brasil. Juntamente com as grandes companhias internacionais de petróleo, outras companhias que já produzem petróleo e gás natural no Brasil incluem a Petrosynergy, a W. Washington, a Aurizônia e a Recôncavo E&P.

Atividades da companhia

Questões Ambientais

A política ambiental brasileira é estruturada nas esferas federal, estadual e municipal. O IBAMA é a agência federal ligada ao Ministério do Meio Ambiente brasileiro e é responsável pela implementação da política ambiental no âmbito federal. Os estados e municípios têm suas próprias agências ambientais e têm poderes para analisar as atividades propostas e emitir licenças ambientais, bem como para impor sua supervisão, fiscalização, restrições e penalidades, exceto em áreas onde o IBAMA tenha jurisdição exclusiva.

De acordo com a legislação ambiental brasileira, atividades ou empreendimentos que utilizem recursos naturais ou que sejam considerados como sendo poluidores potenciais ou de fato, estão condicionados ao cumprimento de determinadas exigências de licenciamento ambiental. O IBAMA é a autoridade responsável pela emissão de licenças ambientais para empreendimentos ou atividades que causem impacto ambiental em âmbito nacional ou regional, ou aqueles que estejam localizados no mar territorial brasileiro ou na plataforma continental (tais como as instalações de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural). A manutenção de tais licenças exige a apresentação, ao IBAMA, de vários documentos, incluindo relatórios de monitoramento de segurança e poluição.

Nos termos da Resolução nº 23, de 7 de dezembro de 1994, editada pelo CONAMA, o procedimento de licenciamento ambiental para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, possui cinco estágios através dos quais as licenças devem ser obtidas: (i) licença de operação de atividades sísmicas; (ii) licença prévia de perfuração; (iii) licença prévia de pesquisa de produção; (iv) licença de instalação; e (v) licença de operação. A licença de operação de atividades sísmicas, a licença prévia de perfuração e licença prévia de pesquisa de produção devem ser obtidas previamente à fase de pesquisa da atividade. 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 devem ser renovadas 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 licenciamento ambiental para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural estão sujeitas, dentre outras exigências, à preparação prévia de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e de Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), bem como à implementação de medidas de diminuição e/ou compensação, por impactos causados ao meio ambiente por atividades ou empreendimentos. Como medida de compensação, estamos obrigados a alocar fundos para implementação e manutenção da conservação de áreas que correspondam ao mínimo de 0,5% do custo total orçado para a implementação do empreendimento.

De acordo com a lei brasileira, pessoas ou companhias cuja conduta ou atividades prejudiquem o meio ambiente estão sujeitas a sanções penais e administrativas, bem como arcar com quaisquer 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 (de até R\$50 milhões ou mais);
- suspensão parcial ou total das atividades;

Atividades da companhia

- obrigações de financiamento das obras de recuperação e projetos ambientais;
- extinção ou restrição dos incentivos fiscais ou benefícios;
- fechamento dos estabelecimentos ou empreendimentos; e
- extinção ou suspensão da participação nas linhas de crédito junto a estabelecimentos de crédito oficiais.

Nos termos da legislação civil, o dano ambiental leva à responsabilidade conjunta e solidária, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar o dano causado pode afetar todos aqueles envolvidos, direta ou indiretamente, independente de se provar a culpa de cada parte. Assim, a contratação de terceiros para executar qualquer parte das nossas operações não nos isentaria, como contratante, da responsabilidade pelo eventual dano ambiental causado pela contratada.

Contratos Relevantes e Parcerias

Em 31 de março de 2008, figurávamos como parte dos seguintes contratos comerciais relevantes:

Contratos de Concessão

Em 12 de março de 2008, celebramos 21 contratos de concessão com a ANP, com relação aos nossos blocos exploratórios adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP.

No que diz respeito à vigência, os contratos de concessão são divididos em duas fases: (i) exploração; e (ii) desenvolvimento e produção. A fase de exploração pode durar de três a oito anos, enquanto a fase de desenvolvimento e produção pode durar até 27 anos, prorrogáveis mediante aprovação da ANP.

As cláusulas essenciais dos contratos de concessão estão definidas no artigo 43 da Lei do Petróleo. Dentre elas destacamos: (i) a definição do Bloco objeto da concessão; (ii) a vigência e os prazos para realização das atividades de exploração e produção; (iii) as condições de devolução das áreas; (iv) a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase; (v) as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais; (vi) os procedimentos relacionados à transferência do contrato; e (vii) as regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive para retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens.

Os direitos e obrigações das partes estão definidos no contrato de concessão e na regulamentação emitida pela ANP.

Dentre os direitos dos concessionários ressaltamos: (i) o direito exclusivo de perfuração e produção na área de concessão; (ii) a propriedade dos hidrocarbonetos que venham a ser efetivamente produzidos a partir do ponto de medição; (iii) o direito de comercialização dos hidrocarbonetos produzidos; e (iv) o direito de exportar os hidrocarbonetos, condicionado à autorização da ANP.

Atividades da companhia

As principais obrigações dos concessionários dispostas no contrato de concessão são: (i) a assunção de todos os custos e riscos relacionados à exploração e produção dos hidrocarbonetos, incluindo responsabilidades quanto a danos ao meio ambiente; (ii) o cumprimento do percentual de compromisso de aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais, ofertado na rodada de licitação; (iii) o cumprimento do compromisso com a realização do PEM proposto na oferta vencedora, devendo apresentar garantia financeira (carta de crédito) no mesmo valor do total estimado para o PEM. Caso o concessionário não cumpra o PEM, a ANP ficará autorizada a executar a Carta de Crédito como compensação por tal descumprimento, sem prejuízo de outras obrigações e deveres que o concessionário tenha que cumprir ou do direito da ANP buscar outras reparações cabíveis; (iv) a apresentação de medidas para a conservação dos reservatórios; (v) a apresentação de relatórios periódicos à ANP, contendo determinados dados e informações relativos às atividades desenvolvidas; (vi) a realização dos pagamentos das participações governamentais e de terceiros; e (vii) cumprir e arcar com todos os custos relacionados com o programa de desativação e abandono das instalações, cumprindo estritamente a legislação brasileira aplicável e de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo.

A subsidiária OGX Ltda. assumiu a implementação do PEM, em adição às aquisições, processamento e reproprocessamento sísmicos especiais. O compromisso deverá ser cumprido durante a fase de exploração de cada concessão, que é de 3 a 8 anos. De acordo com as regras da ANP o valor representativo para as unidades de trabalho das 21 concessões é R\$535,842 mil.

Pagamos à ANP aproximadamente US\$800 milhões pelos bônus de assinatura relativos à concessão dos nossos blocos exploratórios adquiridos na Nona Rodada de Licitação da ANP.

Contratos de Consórcio

O contrato de consórcio é um instrumento simples, baseado em modelo fornecido pela ANP, descrevendo sinteticamente os consorciados, o percentual da participação e a indicação do Operador.

Os contratos de consórcio possuem como objeto a execução conjunta das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, em cada uma das áreas indicadas nos respectivos contratos de concessão.

Pela própria natureza do acordo, à exceção da participação atribuída a cada uma das partes nos blocos de exploração, os contratos de consórcio não podem ser quantificados economicamente.

Uma característica importante do modelo de consórcio aplicável para concessionárias de direitos de exploração e produção, que os distingue dos demais consórcios (artigo 278, §1º, da Lei das Sociedades por Ações), é a imposição da responsabilidade solidária entre as consorciadas, por força do disposto no artigo 38, II, da Lei do Petróleo.

Em 8 de fevereiro de 2008, celebramos dois contratos de consórcio com a Maersk relativos aos contratos de concessão dos blocos exploratórios BM-C-37 e BM-C-38, localizados na Bacia de Campos. A Maersk será a operadora desses blocos exploratórios, nos quais deteremos uma participação de 50%. A vigência dos contratos de consórcio celebrados junto à Maersk é de, no máximo 60 anos a partir da data de sua assinatura, sendo imediatamente resolvidos por ocasião do término do respectivo contrato de concessão.

Atividades da companhia

Em 15 de fevereiro de 2008, celebramos cinco contratos de consórcio com a Perenco, relativos aos contratos de concessão dos blocos exploratórios BM-ES-37, BM-ES-38, BM-ES-39, BM-ES-40 e BM-ES-41, localizados na Bacia do Espírito Santo. A Perenco será a operadora desses blocos exploratórios, nos quais deteremos uma participação de 50%. Os contratos de consórcio celebrados junto à Perenco possuem prazo indeterminado de vigência, sendo facultado às partes rescindi-los, uma vez totalmente cumpridas as obrigações dispostas nos respectivos contratos de concessão.

Contrato de Farm-in

Em consonância com a regulamentação da ANP, as partes podem assinar acordos conhecidos internacionalmente como *Farm-in Agreements*, que contêm os termos e as condições mediante os quais o concessionário cederá parte ou a totalidade de seus direitos, correspondentes a um determinado percentual de sua participação no bloco.

Em 28 de janeiro de 2008, celebramos um contrato de *Farm-in* com uma companhia atuante no setor de petróleo e gás natural, pelo qual adquirimos 50% de participação na exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. Este contrato permanece sujeito à aprovação da ANP.

Contratos de Apresentação de Oferta Conjunta (Joint Bidding Agreements)

Em novembro de 2007, celebramos contratos operacionais de apresentação de oferta conjunta, denominados *Joint Bidding Agreements* com a Maersk e com a Perenco para submeter propostas conjuntas na Nona Rodada de Licitações da ANP. Estes contratos têm como anexo um documento denominado *JOA Principles*, que regula os direitos e obrigações das partes quanto aos detalhes operacionais e as normas para conduzir as operações conjuntas de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção das reservas de hidrocarbonetos das áreas de concessão aplicáveis até que os *Joint Operating Agreements* (JOA) sejam celebrados.

O JOA detalha e complementa o contrato de consórcio, sendo, diferentemente do consórcio, um documento particular oponível apenas às partes. O JOA é um instrumento que permite 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 International Petroleum Negotiators) para facilitar o processo de negociação. Os *Joint Operating Agreement* envolvendo a Companhia seguirão, essencialmente, o modelo da AIPN.

Encontramo-nos em fase final de negociação para celebração dos referidos JOAs com Maersk e Perenco que, uma vez celebrados, substituirão os *Joint Bidding Agreements*.

Contrato de Compartilhamento de Custos

Em 1 de março de 2008, celebramos um contrato de compartilhamento de recursos e serviços administrativos com o Grupo EBX, por meio do qual o Grupo EBX irá nos prestar os seguintes serviços: serviços fiscais e de contabilidade, comercialização e vendas, escrituração contábil, administração de caixa e administração financeira, serviços legais, seguro, auditorias internas, administração de risco integrado, tecnologia da informação, serviços de segurança e saúde ambiental e ocupacional e outros serviços administrativos e relativos à administração.

Ademais, mensalmente, a EBX efetuará medição e calculará o valor das atividades sujeitas aos custos compartilhados efetivamente utilizadas pela Companhia, com base em folhas de tempo, e emitirá, para fins de cobrança, no prazo de trinta (30) dias contados do final do mês anterior, uma nota de débito para a Companhia. Caberá à Companhia efetuar a cobrança de suas afiliadas, na medida do indicado nas folhas de tempo, para a determinação dos custos mensais compartilhados.

Atividades da companhia

Além dos custos de mão-de-obra diretos (excluindo os bônus discricionários e qualquer remuneração de participação acionária), nós reembolsamos a EBX pela utilização de materiais, infra-estrutura, despesas com viagens e outras despesas incorridas pelo Grupo EBX ao nos prestar os serviços. A Companhia e o Grupo EBX acordarão antecipadamente a cada exercício fiscal uma estimativa dos custos totais a serem incorridos pelo Grupo EBX em tal exercício fiscal com relação aos projetos da Companhia.

Para o trimestre encerrado em 31 de março de 2008, os gastos incorridos junto ao Grupo EBX, em relação aos recursos compartilhados foram de R\$363 mil, sendo que o saldo naquela data era de R\$176 mil.

A vigência do contrato é de três anos a partir da data de assinatura, a qual poderá ser prorrogada por um prazo de três anos sucessivos mediante consentimento mútuo por escrito de ambas as partes.

Contratos de Garantia Financeira

Em 28 de fevereiro de 2008, o Banco Santander S.A. emitiu 21 cartas de crédito, em caráter irrevogável, a favor da ANP, no valor total agregado de R\$535.842 mil em prazos de 3 anos e meio (blocos das Bacias de Campos e Santos) e 4 anos e meio (blocos das Bacias do Espírito Santos e do Pará Maranhão), a fim de garantir as obrigações financeiras que nós assumimos nos termos dos PEM, por meio do qual ratificamos nossa concordância com os 21 contratos de concessão relacionados aos blocos exploratórios por nós adquiridos na Nona Rodada de licitação da ANP.

Em 25 de janeiro de 2008, o UBS Pactual emitiu duas cartas de crédito para contra-garantir obrigações assumidas pela nossa Companhia no contrato de *Farm-in* celebrado, com um valor total agregado de R\$18,0 milhões e prazo de 787 dias.

Contratos de Licença de Dados Sísmicos

Celebramos contratos de licença de dados sísmicos com empresas líderes do setor, como WesternGeco Serviços de Sísmica Ltda., Veritas Geophysical Corporation e PGS Investigação Petrolífera (“Master License Agreements”). Estes contratos prevêm os termos e condições gerais para utilização dos dados que viemos a efetivamente adquirir por meio de aditivos (Supplementals) aos *Master License Agreements*. Temos contratado, até o momento, um montante total de aproximadamente US\$70,0 milhões.

Os Master License Agreements garantem o acesso não-exclusivo a dados para todas as sociedades afiliadas à OGX Ltda., mas não a nossos parceiros nos blocos abrangidos pelos contratos. Os contratos têm prazo de duração de 30 anos, sendo extintos antes do termo em algumas hipóteses, dentre as quais na alienação do nosso controle.

Propriedade Intelectual

Depositamos no INPI cinco pedidos de registro da marca “OGX” em conexão com as atividades abrangidas pelas classes 01, 04, 35, 40 e 42.

Possuímos no Brasil o nome de domínio “ogx.com.br”, que se encontra devidamente registrado perante o Núcleo de Informação e Coordenação do Ponto Br - NIC.br (NICBR) que é uma associação civil sem fins lucrativos, responsável no Brasil pelo registro de domínio.

Com exceção do acima exposto, não possuímos quaisquer outros direitos relativos a propriedade intelectual no Brasil.

Atividades da companhia

Seguro

Pretendemos obter o tipo de seguro usualmente contratado por companhias similares à nossa no setor brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Responsabilidade Ambiental

Consideramos o respeito à natureza um fator essencial para a evolução da vida e fundamental para o nosso crescimento. Para isso, buscaremos implementar um Programa de Gestão Ambiental, que inclui a educação ambiental e a preservação do meio ambiente. No contexto deste Programa, realizaremos a coleta seletiva dos resíduos, reciclagem e incineração de resíduos perigosos, além de promovermos palestras e eventos objetivando despertar o respeito ao meio ambiente.

Embora diligentes em nossas atividades para preservação do meio ambiente, e cientes das nossas responsabilidades, conforme demonstrado acima, e da regulamentação brasileira do meio ambiente, não aderimos a padrões internacionais ambientais.

Responsabilidade Social

Consideramos que a transparência e responsabilidade são a chave para a condução de nossos negócios e a relação harmoniosa com as comunidades onde nossos negócios estão localizados. Deste modo, enfatizamos a transparência em nossas relações com entidades governamentais e com as comunidades onde planejamos operar. Devido à natureza dos nossos negócios, costumamos interagir com todos os escalões do governo e do público em geral. Procuramos cumprir de forma rigorosa a legislação a nós aplicável, além de promover a “cidadania empresarial” positiva. Essa cidadania empresarial inclui o respeito pelo meio-ambiente e pelas pessoas nas áreas abrangidas pelos nossos atuais e futuros projetos.

Empregados

Em 31 de março de 2008, o nosso quadro de empregados era composto por 29 colaboradores, nas áreas operacional (15 colaboradores) e administrativa (14 colaboradores).

A tabela abaixo indica o número de nossos colaboradores no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 e em 31 de março de 2008, bem como o número de colaboradores por área:

	Em 31 de dezembro de 2007	Em 31 de março de 2008
Administrativo.....	13	14
Operacional.....	9	15
Total de Colaboradores.....	22	29

O número médio de nossos colaboradores no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2007 e no período de três meses encerrado em 31 de março de 2008 foi de, respectivamente, 22 e 29 empregados.

À medida que expandirmos o escopo das nossas atividades comerciais, planejamos dobrar o tamanho do nosso quadro de colaboradores até o final de 2008.

Atualmente, todos os nossos empregados estão alocados em nossa sede social, no Rio de Janeiro.

Estrutura Organizacional

A Companhia está dividida organizacionalmente em duas grandes áreas: Operacional e Administrativa e Financeira.

Atividades da companhia

Na área Operacional, sob o comando de nosso Diretor de Exploração e Produção, Sr. Paulo Mendonça, trabalham, nesta data 14 geólogos e/ou geofísicos e 1 engenheiro, divididos em funções ligadas à exploração e produção de petróleo e gás natural, tais como: Interpretação, Alianças Estratégicas, Tecnologia Aplicada, Licenciamento Ambiental, Geologia, Perfuração e Produção.

Na área Administrativa e Financeira, sob o comando de nosso Diretor Financeiro Sr. Marcelo Torres, trabalham nesta data 2 economistas, 1 engenheiro, 4 contadores e 7 auxiliares, entre assistentes e serviços gerais, divididos nas seguintes funções: Controladoria, Contabilidade, Planejamento Financeiro, Área Jurídica, Relações com Investidores, Serviços Gerais, Compras, Suporte Técnico e Administrativo.

Política de Recursos Humanos

Nossa política de recursos humanos concentra-se na contratação de profissionais qualificados e visa à contínua motivação dos nossos empregados através de programas de treinamento, desenvolvimento e qualificação profissional. Acreditamos que nosso comprometimento em fornecer pacotes de remuneração atrativos e competitivos irá aumentar o desempenho dos nossos funcionários.

Política de Remuneração e Benefícios

A Companhia tem como política de remuneração o pagamento de salários compatíveis com os praticados no mercado, além de bônus anuais baseados na performance individual de cada um dos colaboradores e da empresa como um todo.

Plano de Opção de Compra de Ações

Aprovamos em Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 30 de abril de 2008 um Plano de Opções de Compra de Ações, ao qual são elegíveis determinados empregados. O Plano estabelece que poderão ser eleitos como beneficiários de outorgas de opção de compra de ações da Companhia, os membros do Conselho de Administração, os diretores, gerentes, consultores e empregados, bem como os diretores, gerentes e empregados de outras sociedades que estejam ou venham a estar sob o controle direto ou indireto da Companhia.

Adicionalmente, nosso Acionista Controlador concedeu opções de compra de ações secundárias aos principais administradores, executivos e outros profissionais. Para maiores informações acerca de nossos Planos de Opção de Compra de Ações, vide seção “Administração – Plano de Opção de Compra de Ações”, na página 188 do presente Prospecto.

Benefícios

Todos os nossos colaboradores possuem como benefícios plano de saúde, vale refeição, vale alimentação, vale transporte e seguro de vida.

Acordos Coletivos de Trabalhadores

Em 31 de março de 2008, não figurávamos como parte de quaisquer dissídios coletivos específicos das companhias do nosso setor.

Passivos Relevantes e Contingências Trabalhistas

Desde sua constituição, a Companhia tem aplicado as melhores práticas na área de contratação e gestão de pessoal. Na data do presente Prospecto não possuíamos passivos ou contingências trabalhistas relevantes.

ADMINISTRAÇÃO

Nos termos do nosso estatuto social, somos administrados pelo nosso Conselho de Administração, atualmente composto de dez membros, e por nossa Diretoria, atualmente composta de três membros. Além desses órgãos, podemos também instalar um Conselho Fiscal de funcionamento não-permanente, que consistirá de três membros e um número equivalente de suplentes.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é o nosso órgão de deliberação colegiada, responsável pela formulação e implementação das nossas políticas e diretrizes gerais de negócios, incluindo nossas estratégias de longo prazo. É responsável também pela eleição e supervisão da gestão dos nossos diretores. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração é também responsável pela indicação dos auditores independentes.

A maioria das decisões do Conselho de Administração é tomada pela maioria dos votos dos membros presentes em cada reunião. O presidente do conselho de administração detém o voto de minerva, ou desempate.

De acordo com nosso estatuto social, que entrará em vigor na data de publicação do Anúncio de Início, o Conselho de Administração deve ter, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 11 (onze) membros, devendo cada qual ser necessariamente nosso acionista, muito embora não exista um limite mínimo de participação acionária para tanto. Os conselheiros são eleitos em Assembléia Geral Ordinária de acionistas, para um mandato unificado de um ano, podendo ser reeleitos e destituídos a qualquer momento por nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral Extraordinária. De acordo com as regras do Novo Mercado, 20% dos membros do Conselho de Administração devem ser independentes, e todos os conselheiros deverão subscrever previamente à sua investidura no cargo, Termo de Anuência dos Administradores referido no Regulamento do Novo Mercado da BOVESPA.

Adicionalmente, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, membros do Conselho de Administração estão proibidos de votar em qualquer assembléia geral, ou de atuar em qualquer operação ou negócio nos quais tenham conflito de interesses com a Companhia. Para informações adicionais, veja a seção “Descrição do Capital Social – Conselho de Administração”, na página 202 deste Prospecto. Os membros do nosso Conselho de Administração foram reeleitos nas Assembléias Gerais realizadas em 18 de dezembro de 2007 e 28 de janeiro de 2008.

Apresentamos na tabela abaixo os nomes, idades, cargos e a data de eleição dos membros do Conselho de Administração.

Nome	Idade	Cargo	Data de Eleição ⁽¹⁾
Eike Fuhrken Batista.....	51	Presidente	18.12.2007
Eliezer Batista da Silva.....	83	Presidente Honorário	18.12.2007
Francisco Gros.....	66	Vice-Presidente	18.12.2007
Rodolfo Landim.....	51	Conselheiro	18.12.2007
Paulo Carvalho de Gouvêa.....	33	Conselheiro	18.12.2007
Rodolfo Riechert.....	41	Conselheiro	18.12.2007
Cláudio Sonder.....	65	Conselheiro Independente	28.01.2008
Brian Begley.....	36	Conselheiro Independente	28.01.2008
Pedro Sampaio Malan.....	65	Conselheiro Independente	23.05.2008
Rodolpho Tourinho Neto.....	66	Conselheiro Independente	23.05.2008

⁽¹⁾ O atual mandato dos conselheiros expirará na assembléia geral ordinária de acionistas a ser realizada em abril de 2009, e qualquer conselheiro eleito na referida assembléia terá um mandato de um ano de duração.

Administração

A seguir estão descritas as principais ocupações e os currículos resumidos de nossos conselheiros.

Eike Fuhrken Batista: Eike Batista é o fundador e CEO da EBX e Presidente do Conselho de Administração. Bacharel em engenharia metalúrgica pela Universidade de Aachen, Alemanha. Desde sua graduação, tem sido um empresário bem-sucedido, dirigindo o Grupo EBX por mais de 20 anos, ganhando notoriedade mundial na indústria de mineração. Além disso, Eike Batista foi Presidente do Conselho, Presidente & CEO da TVX Gold Inc., empresa de capital aberto, com ações negociadas nas Bolsas de Toronto e Nova York, e ocupa atualmente a posição de Presidente do Conselho de Administração da MMX e Presidente do Conselho de Administração da MPX. O Sr. Eike F. Batista possui endereço comercial na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Eliezer Batista da Silva: Eliezer Batista é Presidente Honorário do Conselho da MMX. Bacharel em engenharia civil pela Universidade Federal de Engenharia e Arquitetura do Paraná. É ex-Ministro de Minas e Energia no Brasil, Secretário de Assuntos Estratégicos no Brasil e ex-Presidente da CVRD e da Rio Doce International. Atualmente, é membro efetivo da Academia de Ciências Russa e do Conselho Mundial para o Desenvolvimento Sustentável. É também membro dos Conselhos de Administração de diversas companhias brasileiras, como Aracruz Celulose S.A, Santista Têxtil S.A, Cimpor Brasil S.A, Klabin S.A, Sharp S.A Equipamentos Eletrônicos e Inepar S.A Indústria e Construções, e faz parte do Conselho de Administração da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan). O Sr. Eliezer Batista da Silva possui endereço comercial na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Francisco Gros: Francisco Gros é Vice-Presidente do nosso Conselho de Administração. O Sr. Gros graduou-se em Economia (B.A.) pela Universidade de Princeton, nos Estados Unidos da América. O Sr. Francisco Gros foi Presidente da Petrobras, do BNDES, do BACEN (em duas ocasiões distintas) e Diretor da CVM. No setor privado, Francisco Gros foi Presidente e CEO da Fosfertil, da Aracruz Celulose, bem como Diretor Gerente do Morgan Stanley. Francisco Gros é também o Presidente do Conselho de Administração da Wilson Sons Ltd., Vice-Presidente do conselho de administração da Globex Utilidades S.A. e atua nos conselhos de administração da EDP – Energias do Brasil S.A., Lojas Renner, Fosfertil e Agco Corp. Francisco Gros ingressou na OGX em setembro de 2007 atuando como CEO até abril de 2008. O Sr. Francisco Gros possui endereço comercial na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Luiz Rodolfo Landim: O Sr. Landim é o CEO da OGX. Rodolfo Landim formou-se em engenharia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com pós-graduação em administração de empresas na Universidade de Harvard e em engenharia na Universidade de Alberta. Rodolfo Landim começou sua carreira como engenheiro da Eletrobrás S.A., Furnas Centrais Elétricas S.A. e Petrobras S.A. sendo em seguida promovido a outros cargos executivos tais como Diretor de Gás Natural e Presidente da GasPetro e participando ativamente da implementação de projetos como os campos de petróleo Marlin, Barracuda, Albacora e Roncador. Em 2003, Rodolfo Landim foi nomeado CEO da Petrobras Distribuidora S.A. – BR, a maior distribuidora brasileira de combustíveis e de 2006 a março de 2008 foi CEO da MMX. Rodolfo Landim tem, também, assento nos conselhos de administração da Globex e da MMX Minas-Rio, uma *joint venture* com a Anglo American. O Sr. Rodolfo Landim possui endereço comercial na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Paulo Carvalho de Gouvêa: Paulo Carvalho de Gouvêa é bacharel em direito pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Trabalhou nos escritórios de advocacia Baker & McKenzie e Veirano Advogados Associados, especializado em direito societário, comercial e tributário. Em 1997 entrou para o Grupo EBX como advogado, sendo posteriormente promovido a Diretor Jurídico. Paulo Gouvêa ocupa atualmente os cargos de chefe de *Corporate Finance* do Grupo EBX, e tem assento no conselho de administração da LLX e MPX. Paulo Gouvêa deteve assento no conselho de administração da Minera Mantos de Oro S.A., a maior mineradora e produtora de prata da América Latina de 1999 até 2001. O Sr. Paulo Gouvêa possui endereço comercial na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Rodolfo Riechert: Rodolfo Riechert é atualmente o *Head* do departamento de Investment Banking do Banco UBS Pactual. Iniciou sua carreira no Banco Pactual em 1991 como Corporate Finance Officer com ênfase em Mercados de Capitais, tornou-se sócio em 1998 e foi responsável pela área de Domestic Institutional Investors de 1995 a 1999. É graduado em Economia pela Universidade Cândido Mendes e se tornou sócio do Banco Pactual em 1998. O Sr. Rodolfo Riechert possui endereço comercial na Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.729, 9º andar, Cidade e Estado de São Paulo.

Administração

Claudio Thomaz Lobo Sonder: Cláudio Sonder é membro independente do nosso Conselho de Administração desde 2008. O Sr. Sonder atuou como Presidente de sociedades do setor químico-farmacêutico por 40 anos e, atualmente, é Presidente do Conselho de Administração das Lojas Renner S.A., participa dos Conselhos de Administração da Cia. Suzano de Papel e Celulose S.A., Suzano Petroquímica S.A., Grupo RBS e é Vice-Presidente do Conselho Deliberativo do Hospital Israelita Albert Einstein. É bacharel em Engenharia Química e bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Presbiteriana Mackenzie, cursou extensão universitária em Munique, na Alemanha e, em Boston, nos Estados Unidos da América. O Sr. Cláudio Thomaz Lobo Sonder possui endereço comercial na Rua Diogo Moreira, nº 132, conjunto 1.005, Cidade e Estado de São Paulo.

Bryan Begley: Bryan Begley é Graduado em Engenharia Mecânica pela Oklahoma State University em 1994 e recebeu o título de MBA pela *Harvard Business School* em 1998. O Sr. Begley é Diretor-Gerente da ZBI Ventures, L.L.C., na qual atua como gestor de investimentos privados em companhias que operam no setor energético, com foco em recursos naturais. Antes de se juntar à ZBI Ventures, L.L.C. em 2007, o Sr. Bryan foi sócio na McKinsey & Co., trabalhando nos escritórios de Dallas e Houston, onde ele assessorava clientes do setor de energia, na unidade de estratégias corporativas e de negócios, fusões, aquisições, reestruturações, estratégias comerciais, desenho organizacional e transformação de performance. Antes de trabalhar na McKinsey, o Sr. Bryan trabalhou como engenheiro na Phillips Petroleum Company em Bartlesville, Oklahoma e Stavanger, Norway. O Sr. Brian Begley possui endereço comercial na Park Avenue, nº 350, 11º andar, Nova York – NY, Estados Unidos da América.

Pedro Sampaio Malan: Pedro Malan é membro independente de nosso Conselho de Administração desde 2008. Foi Ministro da Fazenda do Brasil durante oito anos, de 1995 a 2002, Presidente do Banco Central do Brasil de 1993 a 1994, e Negociador-Chefe da Dívida Externa, junto ao Ministério da Fazenda, de 1991 a 1993. Foi Diretor Executivo do Banco Mundial, de 1986 a 1990 e de 1992 a 1993, Diretor Executivo do Banco Interamericano de Desenvolvimento, de 1990 a 1992, Diretor do Centro de Empresas Transnacionais da Organização da ONU, de 1983 a 1984 e Diretor do Departamento de Economia Internacional e Assuntos Sociais da ONU, de 1985 a 1986. Ocupa o cargo de Curador da Fundação Comitê Internacional de Padrões de Contabilidade (International Accounting Standards Committee Foundation – IASC), desde janeiro de 2008. Ocupa desde 2004 o assento de Presidente do Conselho de Administração do Unibanco. É Presidente do Conselho de Administração do Globex-Ponto Frio, Membro do Conselho de Administração da Energias do Brasil e Membro do Conselho Consultivo da Alcoa na América Latina. Formado em 1965 pela Escola Politécnica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC), Pedro Malan é PhD em Economia pela Universidade da Califórnia, em Berkeley. O Sr. Pedro Malan possui endereço comercial na Avenida Eusébio Matoso, nº 891, 4º andar, Cidade e Estado de São Paulo.

Rodolpho Tourinho Neto: Rodolpho Tourinho é membro independente do nosso Conselho de Administração desde 2008. Foi Senador da República pelo Estado da Bahia, e Ministro de Minas e Energia. Ocupou o cargo de Presidente do Conselho de Administração da Petrobras, da Petrobras Distribuidora e da Eletrobrás. Presidiu também o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), o Conselho de Administração do Banco de Desenvolvimento do Estado da Bahia (DESENBANCO), o Sindicato de Bancos do Estado da Bahia, o Conselho de Administração do Banco do Estado da Bahia (BANEB), o Conselho da S/A Magalhães Indústria e Comércio, o Conselho da S/A Lavoura Indústrias Reunidas – Usina Aliança e a Câmara Americana de Comércio. Foi Vice Presidente da Associação dos Diretores de Empresas de Crédito, Investimento e Financiamento do Rio de Janeiro (ADECIF), e do Banco Econômico S/A, Membro dos Conselhos de Administração da Associação Nacional das Instituições de Crédito, Financiamento e Investimento de São Paulo (ACREFI), da Federação Nacional dos Bancos (FENABAM), da American Express do Brasil, além de Diretor Executivo da Construtora OAS e Gerente Geral da Bahema S/A. É graduado em economia pela USP/UFBA, com cursos de pós graduação em Economia e Administração de Empresas pela Bradley University, Illinois, Estados Unidos da América. O Sr. Tourinho é também membro independente do Conselho de Administração da MPX Energia S.A. O Sr. Tourinho possui endereço comercial na Praia do Flamengo, nº 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Administração

Diretoria

Nossos diretores são nossos representantes legais, responsáveis, principalmente, pela administração cotidiana e pela implementação das políticas e diretrizes gerais estabelecidas pelo nosso 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. Os membros do nosso Conselho de Administração, até o máximo de um terço, poderão ser eleitos para cargos de diretoria.

Os Diretores são eleitos pelo nosso Conselho de Administração com mandato de um ano, permitida a reeleição e podendo ser reeleitos, ou, a qualquer tempo, destituídos por tal órgão. Nosso Estatuto Social, que entrará em vigor na data da publicação do Anúncio de Início, estabelece que nossa diretoria seja composta de, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 9 (nove) membros, sendo um Diretor-Presidente, um Diretor Financeiro (que acumulará o cargo de Diretor de Relações com Investidores), um Diretor de Exploração e Produção e os demais Diretores terão a designação indicada pelo Conselho de Administração à época da eleição.

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, os diretores deverão subscrever, previamente à sua investidura no cargo, o Termo de Anuência dos Administradores referido no Regulamento do Novo Mercado. Atualmente, nossa diretoria é composta de três membros, dois deles eleitos na reunião do Conselho de Administração realizada em 3 de setembro de 2007 e o último eleito na reunião realizada em 27 de março de 2008.

A nossa Diretoria de Relações com Investidores está localizada na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro. O responsável por esta Diretoria é o Sr. Marcelo Faber Torres, eleito nosso Diretor de Relações com Investidores na reunião do nosso Conselho de Administração realizada em 3 de setembro de 2007. O telefone do nosso departamento de relações com investidores é (21) 2555-5248, o *fac-símile* é (21) 2555-5202 e o endereço de correio eletrônico é ri@ogx.com.br.

Apresentamos na tabela abaixo os nomes, as idades, os cargos e a data de eleição dos nossos diretores.

Nome	Idade	Cargo	Data de Eleição ⁽¹⁾
Luiz Rodolfo Landim.....	51	Presidente e Diretor Executivo	27.03.2008
Paulo Mendonça.....	58	Diretor de Operações e Diretor de E&P	03.09.2007
Marcelo Faber Torres	39	Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores	03.09.2007

⁽¹⁾ O atual mandato dos diretores expirará em 3 de setembro de 2008, e qualquer diretor eleito na referida assembléia terá um mandato de um ano de duração.

A seguir estão descritas as principais ocupações e os currículos resumidos de nossos diretores.

Luiz Rodolfo Landim: Vide acima no item “Conselho de Administração”.

Paulo Mendonça: Paulo Mendonça é o nosso Diretor de Operações e Diretor de Exploração e Produção. Formou-se em geologia na Universidade de São Paulo-USP. Iniciou a carreira na Petrobras há mais de 30 anos, onde ocupou diversos cargos de chefia, incluindo o de Gerente Geral da Unidade de Negócios de E&P da Petrobras em Sergipe-Alagoas, Gerente Geral de exploração da Unidade de Negócios de E&P da Petrobras na Colômbia e Gerente de exploração para a América e o Oriente Médio. Em 2002, Paulo Mendonça tornou-se Gerente Geral e posteriormente Gerente Executivo de toda a área de Exploração da Petrobras tendo permanecido em tal cargo até julho de 2007, quando ingressou na OGX. O Sr. Paulo Mendonça possui endereço comercial na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Marcelo Faber Torres: Marcelo Torres é o nosso Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores. O Sr. Torres possui mais de 15 anos de experiência em bancos de investimento, como Dresdner Kleinwort e Banco Pactual. Durante este período, o Sr. Torres participou e liderou diversas operações internacionais de fusões e aquisições, principalmente no setor energético, com foco na América Latina, EUA e Europa. O Sr. Marcelo Torres possui endereço comercial na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, Cidade e Estado do Rio de Janeiro.

Conselho Fiscal

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o Conselho Fiscal é um órgão independente, do Conselho de Administração, da administração e da auditoria externa. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal é fiscalizar os atos dos administradores e analisar nossas demonstrações financeiras, relatando suas observações aos nossos acionistas.

Nosso Conselho Fiscal é de funcionamento não permanente, mas pode ser instalado em qualquer exercício social caso haja requisição por parte de acionistas, conforme descrito abaixo. Atualmente, não possuímos um Conselho Fiscal instalado.

De acordo com o nosso Estatuto Social, sempre que instalado, o Conselho Fiscal será constituído de, no mínimo, três e, no máximo, cinco membros e suplentes em igual número. Somente poderão ser eleitas para o Conselho Fiscal pessoas residentes no Brasil, diplomadas em curso universitário, ou que tenham exercido, pelo prazo mínimo de três anos, cargo de administrador de empresa ou de conselheiro fiscal.

De acordo com as regras do Novo Mercado, os membros do Conselho Fiscal deverão subscrever, previamente à sua investidura no cargo, termo de anuência dos membros do Conselho Fiscal referido no Regulamento do Novo Mercado, concordando inclusive com a adesão às regras da Câmara de Arbitragem da BOVESPA e seu respectivo regulamento. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, quando seu funcionamento não é permanente, o Conselho Fiscal poderá ser instalado pela Assembléia Geral, a pedido de acionistas que representem, no mínimo, 10% das ações com direito a voto, e o seu mandato perdura até a primeira Assembléia Geral Ordinária seguinte à sua eleição. Este percentual pode ser reduzido para até 2% do capital social votante dependendo do capital social da Companhia, nos termos da Instrução CVM nº. 324, de 19 de janeiro de 2000. Adicionalmente, se tivermos um acionista majoritário controlador ou grupo de acionistas controladores, os acionistas minoritários que representem, no mínimo, 10% das ações têm direito de eleger separadamente um membro do Conselho Fiscal e seu suplente, e os demais acionistas poderão eleger um membro a mais que o número total de membros eleitos pelos minoritários.

Caso o poder de controle seja exercido por um acionista que detenha menos de 50% do nosso capital social ou por acionistas que não sejam membros de um grupo de acionistas, a Lei das Sociedades por Ações prevê que o acionista controlador ou o grupo de acionistas que, isoladamente ou em conjunto, sejam titulares de ações representativas de 10% ou mais do capital social terá direito de eleger, em votação em separado, um membro e respectivo suplente. Igual direito terá o acionista ou o grupo de acionistas diverso daquele que elegeu um membro na forma anteriormente explicitada, observadas as mesmas regras e condições de eleição. Os demais acionistas, excluídos os que votaram na eleição de membros para o Conselho Fiscal por votação em separado na forma mencionada, poderão eleger os membros efetivos e suplentes que, em qualquer caso, serão em número igual ao dos eleitos pelos acionistas pertencentes aos grupos mencionados anteriormente, mais um.

O Conselho Fiscal não pode ter membros que façam parte do Conselho de Administração, da Diretoria ou do quadro de colaboradores da Companhia, de uma empresa controlada ou de uma empresa que faça parte do mesmo grupo. Cônjuges ou parentes até o terceiro grau de nossos administradores também não poderão ser eleitos para nosso Conselho Fiscal. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações exige que os membros do Conselho Fiscal recebam, a título de remuneração, no mínimo, 10% da média da remuneração paga aos Diretores, excluindo benefícios, verbas de representação e participações nos lucros e resultados.

Administração

Titularidade de Ações

A tabela abaixo indica o número de ações detidas diretamente pelos membros da nossa Administração na data deste Prospecto.

Membros de nossa Administração	Número de Ações
Eike Fuhrken Batista.....	01
Eliezer Batista da Silva	01
Francisco Gros.....	01
Rodolfo Landim	01
Paulo Carvalho de Gouvêa	01
Rodolfo Riechert	01
Cláudio Sonder.....	01
Brian Begley.....	01
Pedro Sampaio Malan	01
Rodolpho Tourinho Neto	01
Total	10

REMUNERAÇÃO

De acordo com o nosso Estatuto Social e a Lei das Sociedades por Ações, é responsabilidade dos nossos acionistas, em assembléia geral ordinária, fixar, anualmente, o montante global da remuneração dos membros do nosso Conselho de Administração e Diretoria. Cabe ao Conselho de Administração deliberar sobre a forma de distribuição do valor fixado entre os seus membros e os da Diretoria.

Em 30 de abril de 2008, foi aprovada a remuneração global de nossos conselheiros e diretores, pela Assembléia Geral de Acionistas, no montante de R\$7.250.000,00.

Considerando-se o exercício das opções com a aquisição da quantidade máxima de ações objeto de nosso Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações Ordinárias (“Programa” ou “Plano”), abaixo descrito, na data deste Prospecto, e sem considerar as Ações Adicionais e as Ações Suplementares, teríamos a emissão de 316.471 novas ações ordinárias, e considerando o preço de exercício das opções como, no mínimo, 80% do Preço por Ação de R\$1.007,00, que é ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto, o preço de exercício da opção seria de R\$805,60 por ação (“Preço de Compra”), chegando-se a um preço total de compra de R\$254.949.037,60 milhões (multiplicação do Preço de Compra, por 316.471 novas ações ordinárias).

Desta forma, se o exercício acima descrito ocorresse durante o ano de 2008, o valor hipotético do benefício que os administradores teriam obtido (R\$63.737.259,40 milhões), somado ao valor de R\$7.250.000,00 de remuneração anual global dos administradores, aprovado pela Assembléia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2008, resultaria em uma remuneração anual global de nossos administradores de R\$70.987.259,00, para o exercício social de 2008.

É importante ressaltar que o exercício de opções de compra de ações por parte dos nossos administradores é uma forma de incentivá-los a conduzir com êxito os nossos negócios, estimulando a cultura empreendedora e orientada para resultados, alinhando os interesses dos nossos acionistas com os de nossos administradores, não se caracterizando como remuneração ou benefício.

Plano de Opção de Compra de Ações

Em 30 de abril de 2008, os nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária aprovaram as diretrizes gerais do nosso Programa de Outorga de Opção de Compra ou Subscrição de Ações Ordinárias (“Programa” ou “Plano”), estabelecendo que poderão ser eleitos como beneficiários de outorgas de opção de compra de ações da Companhia, os membros do Conselho de Administração, os diretores, gerentes, consultores e empregados, bem como os diretores, gerentes e empregados de outras sociedades que estejam ou venham a estar sob o controle direto ou indireto da Companhia (“Beneficiários”).

Nos termos do Plano, que é administrado pelo nosso Conselho de Administração, podem ser outorgadas aos Beneficiários opções de compra de ações, até o limite de 1% do total de ações de emissão da Companhia, não considerando o capital autorizado em nosso Estatuto Social, computando-se neste cálculo todas as opções já outorgadas. Nesta data, ainda não foram outorgadas opções para nossos colaboradores.

O Conselho de administração poderá criar apenas um Plano por ano e periodicamente, durante a vigência do Plano, o nosso Conselho de Administração determinará os beneficiários em favor dos quais serão outorgadas opções de compra de ações nos termos do Plano, o número de ações que poderão ser adquiridas com o exercício de cada opção, o preço de exercício de cada opção e as condições de seu pagamento, os prazos e condições de exercício de cada opção e quaisquer outras condições relativas a tais opções. O Conselho de Administração não poderá, em nenhuma hipótese, estabelecer um *vesting* inferior a um ano.

As opções para aquisição das nossas ações ordinárias são pessoais e intransferíveis, não podendo ser cedidas, transferidas ou de qualquer forma alienadas. A opção poderá ser exercida conforme preço a ser determinado pelo nosso Conselho de Administração, respeitado o preço mínimo de 80% (e o máximo de 100%) do valor de mercado das Ações, calculado pela média simples do preço das Ações nos 20 pregões da BOVESPA imediatamente anteriores à data de outorga das opções. O preço ajustado será atualizado pelo IPCA do IBGE até a data do efetivo exercício das Opções e caso haja a extinção do IPCA, o Conselho de Administração elegerá outro índice que venha a substituí-lo e que reflita a real inflação do período. Excepcionalmente, na primeira outorga, o preço de exercício das opções será baseado no valor de lançamento das nossas ações, quando da realização da nossa primeira distribuição pública de ações, corrigido pelo IPCA.

As opções para aquisição de nossas ações poderão ser extintas ou terem seus prazos e condições de exercício modificados nas hipóteses de desligamento, por demissão ou rescisão do contrato de prestação de serviços, renúncia ou destituição do cargo, aposentadoria, invalidez ou falecimento, do seu respectivo titular.

No caso de exercício da opção de compra de nossas ações, nosso Conselho de Administração deverá aprovar a emissão de novas ações, dentro do limite do capital autorizado ou, desde que previamente autorizado pela CVM, autorizar a alienação de ações mantidas em tesouraria. Caso o exercício da opção de compra de ações ocorra por meio da emissão de novas ações, haverá aumento do nosso capital social e os nossos acionistas não terão direito de preferência para a subscrição de tais ações, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social, tendo, portanto, suas respectivas participações diluídas em nosso capital social.

Os nossos acionistas não terão qualquer direito de preferência na outorga ou no exercício de opção de compra de ações de acordo com o Plano, conforme previsto no artigo 171, parágrafo 3º, da Lei das Sociedades por Ações.

Administração

As ações adquiridas em razão do exercício de opção de compra nos termos do Plano manterão todos os direitos pertinentes à sua espécie, ressalvado eventual disposição em contrário estabelecida pelo nosso Conselho de Administração. Entretanto, nenhum Beneficiário terá quaisquer dos direitos e privilégios de nosso acionista até que a sua opção seja devidamente exercida, nos termos do Plano e do respectivo contrato de opção.

Com base no modelo de “diluição imediata”, considerando-se o exercício das opções com a aquisição da quantidade máxima de ações objeto do Plano, na data deste Prospecto, teríamos a emissão de 316.471 novas ações ordinárias, e com base no preço unitário de exercício de R\$805,60 equivalente ao mínimo de 80% do Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto, o preço total de exercício seria de R\$254.949.037,60. Sem considerar as Ações Suplementares e as Ações Adicionais, o valor do nosso patrimônio líquido, de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, em 31 de março de 2008, seria de R\$7,37 bilhões ou R\$230,42 por ação ordinária de nossa emissão, resultando, portanto, em um aumento imediato do valor patrimonial contábil por ação ordinária de R\$3,48 para os antigos acionistas, e uma diluição imediata do valor patrimonial contábil por ação ordinária de R\$575,18 para os novos acionistas. Adicionalmente, o exercício integral das opções com a aquisição da quantidade máxima de ações objeto do Plano resultaria em um custo de oportunidade para a Companhia de R\$63.737.259,40, valor este que representa o montante que deixaria de ser integralizado pelos outorgados em razão da diferença entre o Preço por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preços indicada na capa deste Prospecto e o preço de exercício das opções em questão.

Além disso, não haverá qualquer efeito nas Demonstrações do Resultado do Exercício da Companhia, em decorrência do exercício de opções do Plano. O único efeito, em caso de exercício das respectivas opções, será sobre o índice “lucro por ação”, que diminuirá uma vez que o número de ações da Companhia será aumentado.

Até a data deste Prospecto a Companhia não outorgou opções de compra de ações. Para informações sobre a diluição decorrente do exercício da opção de compra de ações, veja a seção “Diluição”, na página 90 deste Prospecto.

Adicionalmente, de forma a aumentar o incentivo aos principais executivos da Companhia e motivá-los a alcançar resultados de longo prazo para a Companhia, nosso Acionista Controlador outorgou opções em favor de todos os diretores e dos nossos principais administradores para compra de ações da OGX, de sua titularidade.

Nosso Acionista Controlador outorgou opções em favor de membros do nosso Conselho de Administração, diretores e principais colaboradores, bem como aos sócios e principais executivos do Grupo EBX, para que os mesmos adquiram, globalmente, até 8% das ações de sua propriedade. As opções outorgadas a esses profissionais podem ser exercidas na proporção de 20% a cada um dos 5 primeiros aniversários da Oferta, sendo que os beneficiários da opção estarão sujeitos às restrições de venda descritas na seção “Informações Relativas à Oferta” na página 38 deste Prospecto, estando sujeitos, ainda, a uma restrição adicional de venda pelo prazo de 36 meses após a conclusão da Oferta, salvo autorização expressa de nosso Acionista Controlador. Neste sentido, os beneficiários destas opções, considerando o ponto médio da faixa indicativa de Preço por Ação constante da capa deste Prospecto, possuirão opções de compra de ações no valor total de R\$1.545.891.015.

Essas opções concedidas pelo nosso Acionista Controlador representam parte da remuneração dos nossos principais administradores e diretores executivos pelo período de cinco anos seguintes à presente Oferta, e não criam quaisquer custos ou diluição aos acionistas minoritários da companhia. Além disso, estas opções outorgadas não resultarão em diluição dos demais investidores em nossas Ações.

Administração

Contratos e outras Obrigações Relevantes entre Nós e Nossos Conselheiros e Diretores

Na data deste Prospecto, além dos contratos de trabalho e dos contratos relacionados ao programa de opção de compra de ações, não existem contratos comerciais firmados entre nós e nossos conselheiros e/ou diretores.

Relação Familiar entre Nossos Administradores, bem como entre Nossos Administradores e Acionista Controlador

Eliezer Batista da Silva, membro do nosso Conselho de Administração, é pai do Sr. Eike F. Batista, Presidente do nosso Conselho de Administração e de nosso Acionista Controlador.

Na data deste Prospecto, não existe qualquer outra relação familiar entre nossos Administradores, bem como entre nossos Administradores e nosso Acionista Controlador.

Processos Judiciais ou Administrativos envolvendo nossos Administradores

O Sr. Francisco Gros atuou como Presidente do Banco Central do Brasil em 1987, 1991 e 1992, Presidente do BNDES de março de 2000 a dezembro de 2001, e Presidente da Petrobras em 2002. Em razão do exercício destas funções o Sr. Gros figura como réu em diversas ações populares, ações cíveis e processos administrativos (a maioria dos quais se encontra em andamento). Com relação ao cargo que ocupou no BNDES, o Sr. Gros figura também como réu em ação criminal que inclui, também como réus, quatro outros ex-Presidentes, bem como ex-Conselheiros e outros Diretores desta instituição. Esta ação criminal questiona a não obtenção de garantias apropriadas na concessão pelo BNDES de um empréstimo a um terceiro em 1998, relacionado à privatização da Eletropaulo. O empréstimo foi previamente quitado em 2006. Processos envolvendo a mesma matéria foram propostos e indeferidos na esfera administrativa perante o Tribunal de Contas da União. Na esfera cível também foi ajuizada ação referente a esta matéria, a qual foi improcedente em primeira instância e atualmente encontra-se em fase recursal. O Sr. Francisco Gros pretende defender-se amplamente contra tais alegações e foi informado por seus assessores jurídicos de que as alegações que embasam a referida ação criminal são infundadas e carentes de mérito. Tal ação não se refere, relaciona ou envolve nossa Companhia.

Adicionalmente, existe um processo judicial pendente contra Rodolpho Tourinho Neto, mediante a alegação de suposta administração fraudulenta do Banco Econômico, onde o Sr. Neto atuou como diretor entre novembro de 1988 e janeiro de 1989. Outros antigos diretores do Banco Econômico também são acusados no mesmo processo. A ação foi processada originariamente no Supremo Tribunal Federal, onde tramita desde 26 de setembro de 2006, estando ainda pendente de decisão final. O Sr. Neto pretende defender-se amplamente contra tais alegações e foi informado por seus assessores jurídicos de que as alegações que embasam a referida ação criminal são infundadas e carentes de mérito. Tal ação não se refere, relaciona ou envolve nossa Companhia.

PRINCIPAIS ACIONISTAS

Na data deste Prospecto, o nosso capital social é composto de ações ordinárias, ações preferenciais classe “A” e ações preferenciais classe “B”, sendo que todas as ações preferenciais de emissão da Companhia serão convertidas em ações ordinárias em decorrência desta Oferta até a publicação do Anúncio de Início. Para informações adicionais, veja a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Capital Social”.

A tabela a seguir contém informações sobre a quantidade de ações de nossa emissão detidas por nossos principais acionistas, que são titulares, individualmente, de 5% ou mais do nosso capital, na data deste Prospecto e após a conclusão da Oferta, sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

Acionista	Número de Ações e Percentagem ⁽¹⁾							
	Antes da Oferta						Após a Oferta ⁽²⁾	
	Ações Ordinárias	%	Ações Preferenciais Classe A ⁽²⁾	%	Ações Preferenciais Classe B ⁽²⁾	%	Ações Ordinárias	%
Centennial Asset Mining Fund LLC ⁽³⁾	18.469.708	100,00	0	0	719.600	100	19.189.308	61,25
Ontario Teachers’ Pension Plan Board ...	1	0,00	3.599.998	50,03	0	0,0	3.599.999	11,49
Ziff Brothers Investments LLC ⁽⁴⁾	2	0,0	1.250.434	17,38	0	0,0	1.250.436	3,99
UBS Prestige Fund II LLC - Class43.....	1	0,0	641.467	8,91	0	0,0	641.468	2,05
Morgan Stanley Uruguay Ltd.....	1	0,0	514.000	7,14	0	0,0	514.001	1,64
Outros.....	20	0,0	1.190.101	16,54	0	0,0	6.135.503	19,58
Total	18.469.733	100,0	7.196.000	100,0	719.600	100,0	31.330.715	100,00

⁽¹⁾ O número de ações inclui 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, considerando o ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, em momento imediatamente anterior à Oferta. Para uma descrição mais detalhada sobre o bônus de subscrição vide a seção “Descrição do Capital Social” neste Prospecto.

⁽²⁾ Todas as ações preferenciais de emissão da Companhia serão convertidas em ações ordinárias em decorrência desta Oferta, até a publicação do Anúncio de Início.

⁽³⁾ Sem considerar o exercício da Opção de Ações Suplementares e as Ações Adicionais.

⁽⁴⁾ Nossas ações ordinárias são detidas por este investidor por meio de dois veículos de investimento.

⁽⁵⁾ O Sr. Eike F. Batista detém indiretamente 100% de participação na Centennial Asset Mining Fund LLC.

Eike Fuhrken Batista

O Sr. Eike Batista é o fundador e o principal executivo do Grupo EBX, e Presidente do Conselho de Administração da nossa Companhia. Para informações adicionais, veja a seção “Administração – Conselho de Administração”, na página 182 deste Prospecto. Nosso Acionista Controlador, por meio da Centennial Asset, é detentor de participação correspondente a 72,73% de nosso capital social, considerando 10.231.048 ações ordinárias que serão emitidas em decorrência do exercício, pela Centennial Asset, do bônus de subscrição, em momento imediatamente anterior à Oferta. Nosso Acionista Controlador pretende subscrever ações em uma parcela não excedente à permitida pela regulamentação aplicável da CVM. Para informações adicionais, veja as seções “Descrição do Capital Social” e “Fatores de Risco – Riscos relativos às nossas Ações – A subscrição de Ações por Pessoas Vinculadas poderá ter um impacto adverso na liquidez das nossas Ações e impactar a definição do Preço por Ação, especialmente se considerada a alocação prioritária das Ações da Oferta ao nosso Acionista Controlador”, nas páginas 196 e 84 deste Prospecto.

Principais acionistas

Ontario Teachers' Pension Plan Board

Ontario Teachers Pension Plan é um fundo de pensão canadense, cujos beneficiários são aproximadamente 271.000 professores da Província de Ontario, tanto na ativa quanto aposentados. Na data deste Prospecto, nenhum dos beneficiários do OTTP detinha mais do que 5% de participação no fundo.

Em 31 de dezembro de 1989, o Governo da Província de Ontario criou, através do Teacher's Pension Act, o OTTP, para administrar o fundo de pensão, investir seus ativos, bem como realizar os pagamentos aos seus beneficiários e herdeiros. O OTTP é composto por 9 membros, eleitos em conjunto pelos patrocinadores do OTTP, a Ontario Teachers Federation e o Governo da Província de Ontario. Cada patrocinador tem o direito de indicar quatro membros para o OTTP, sendo que o presidente do fundo de pensão é indicado em conjunto por ambos os patrocinadores.

Ontario Teachers Pension Plan adquiriu sua atual participação em nossa Companhia (acima descrita) por meio da colocação privada de ações realizada pela Companhia em 2007.

Ziff Brothers Investments LLC

A Ziff Brothers Investments L.L.C., suas afiliadas e entidades relacionadas, são sociedades estrangeiras que detêm participação em nosso capital social por meio de veículos de investimento controlados pela família Ziff.

UBS Prestige Fund II LLC – Class43

O UBS Prestige Fund II LLC – Class 43 é um fundo de investimento constituído sob as leis dos Estados Unidos da América que detém 2,43% de participação em nosso capital social total.

Morgan Stanley Uruguay Ltd

O Morgan Stanley Uruguay Ltd é um fundo de investimento constituído sob as leis do Uruguai e que detém 1,95% de participação em nosso capital social total.

Acordo de Acionistas

Em 18 de dezembro de 2007, nossos Acionistas celebraram um acordo de acionistas da nossa Companhia (“Acordo de Acionistas”), com o objetivo de regular o exercício do controle na nossa Companhia, do direito de voto, da administração e de seus direitos como acionistas da Companhia, além de estabelecer a cooperação entre os Acionistas em relação à aprovação da emissão das ações ordinárias relativas aos bônus de subscrição (*warrants*) detidos pelo acionista controlador bem como à realização desta Oferta. O Acordo de Acionistas tem prazo de 30 anos de vigência ou até a realização de uma oferta pública inicial de ações da Companhia. Conseqüentemente, o Acordo de Acionistas não estará mais em vigência a partir da conclusão da Oferta.

Entre as disposições do Acordo, os Acionistas comprometem-se a votar em conjunto nas Assembléias Gerais da nossa Companhia, reunindo-se previamente a todas as Assembléias convocadas para discutir as matérias a serem votadas. O Acordo de Acionistas estabelece a restrição da transferência de ações por nosso Acionista Controlador, salvo nas hipóteses de transferências a coligadas e Administradores e executivos da Companhia. Além disso, o Acordo de Acionistas dispõe acerca do direito de preferência na aquisição e subscrição das ações de emissão da OGX bem como do direito de venda conjunta das ações no caso de alienação por parte do nosso Acionista Controlador.

Nos termos do Acordo de Acionistas, caso esta Oferta venha a ser efetivada com sucesso, o Acordo de Acionistas será extinto.

OPERAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Celebramos um contrato de compartilhamento de recursos e serviços administrativos com o Grupo EBX, segundo o qual pagamos um montante mensal pelo acesso a serviços de suporte ou serviços auxiliares e administrativos por parte do grupo, tais como: serviços de escrituração contábil e fiscal, recursos humanos e folha de pagamento, serviços de gerenciamento de caixa e financeiro, auditoria interna, serviços integrados de gerenciamento de risco, tecnologia da informação (TI), administrativos e serviços de comunicação e marketing. Para o trimestre encerrado em 31 de março de 2008, os gastos incorridos junto ao Grupo EBX, em relação aos recursos compartilhados foram de R\$363 mil, sendo que o saldo naquela data era de R\$176 mil.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2007, nossa controlada OGX Ltda. efetuou pagamentos à coligada MMX, no montante de R\$1.554 milhões, referente ao compartilhamento de serviços administrativos vigente entre nós e o Grupo EBX.

Em 26 de novembro de 2007 nós emitimos um bônus de subscrição (*warrant*) que foi adquirida pela Centennial Asset, exercível mediante a ocorrência de um evento de liquidez, tal como a presente Oferta. Veja “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Bônus de Subscrição – *Warrants*”, na página 197 deste Prospecto para maiores informações.

INFORMAÇÕES SOBRE O MERCADO E OS VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS

Visão Geral

Atualmente, não existe um mercado de negociação para as nossas Ações. Dessa forma, não podemos oferecer qualquer garantia de que um mercado líquido e ativo para as nossas Ações se desenvolverá, nem que, após a Oferta, as nossas Ações serão negociadas no mercado por um preço igual ou superior ao preço estabelecido para esta Oferta. As nossas Ações foram aprovadas para listagem e negociação na BOVESPA sob o código “OGXP”, ISIN nº BROGXPACNOR3.

Pelo período de 18 meses a partir do início da negociação das nossas Ações na Bovespa, as Ações apenas serão negociadas em lotes de 100 Ações, ou R\$100.700,00, com base no Preço assumido por Ação de R\$1.007,00, que é o ponto médio da faixa de preço indicada na capa deste Prospecto.

Na data deste Prospecto, além de nossas Ações, não tínhamos nenhum outro valor mobiliário emitido, exceto pelo bônus de subscrição, descrito na seção “Descrição do Capital Social” na página 196 deste Prospecto.

Celebramos com a BOVESPA, em 19 de maio de 2008, o Contrato de Participação no Novo Mercado, por meio do qual nós, os nossos administradores e o Acionista Controlador concordamos e nos comprometemos a observar todas as exigências relativas às práticas de governança corporativa diferenciadas, estabelecidas pela BOVESPA, com o objetivo de atender aos requisitos necessários para a listagem das nossas Ações no Novo Mercado.

Negociação na Bovespa

Em maio de 2000, a BOVESPA foi reorganizada por meio da assinatura de memorandos de entendimentos entre as bolsas de valores brasileiras. Essa organização teve por objetivo fortalecer a liquidez e aumentar a competitividade do mercado acionário nacional e internacional, bem como reduzir os custos das Bolsas de Valores regionais. De acordo com estes memorandos, a BOVESPA passou a concentrar toda a negociação envolvendo ações.

Em 31 de dezembro de 2007, a capitalização bursátil da BOVESPA foi equivalente a, aproximadamente R\$2,5 trilhões, enquanto as dez maiores companhias listadas na BOVESPA representam, aproximadamente, 50,7% da capitalização total de mercado de todas as companhias listadas. Embora quaisquer das ações em circulação de uma companhia listada possam ser negociadas em uma bolsa de valores brasileira, na maioria dos casos, menos da metade dessas ações ficam efetivamente disponíveis para negociação pelo público, sendo o remanescente detido por pequenos grupos de controladores, por entidades estatais, ou por um acionista principal. É possível que um mercado ativo e líquido para as Ações não se desenvolva, o que limita a capacidade do investidor de revender as Ações. Para informações adicionais, veja a seção “Fatores de Risco – Riscos relacionados às nossas Ações” na página 81 deste Prospecto.

A negociação na BOVESPA só pode ser realizada por participantes autorizados. As negociações ocorrem das 10:00h às 17:00h, ou entre 11:00h e 18:00h em algumas ocasiões durante o período de horário de verão no Brasil, em um sistema eletrônico de negociação chamado Megabolsa. A BOVESPA também permite negociações das 17:45h às 19:00h, ou entre 18:45h e 19:30h durante o período de horário de verão no Brasil, em um horário diferenciado denominado *after market*. As negociações no *after market* estão sujeitas a limites regulatórios sobre volatilidade de preços e sobre o volume de ações negociadas pelas corretoras que operam pela *internet*.

Informações sobre o mercado e os valores mobiliários emitidos

A fim de manter um melhor controle sobre a oscilação do Índice BOVESPA, a BOVESPA adotou um sistema, denominado *circuit breaker*, de acordo com o qual a sessão de negociação é suspensa por um período de 30 minutos ou uma hora sempre que o Índice BOVESPA cair abaixo dos limites de 10,0% ou 15,0%, respectivamente, com relação ao índice de fechamento da sessão de negociação anterior.

Quando investidores negociam ações na BOVESPA, a liquidação acontece três dias úteis após a data da negociação, sem correção monetária do preço de compra. O vendedor deve entregar as ações à CBLC na manhã do terceiro dia útil após a data da negociação. A entrega e o pagamento das ações são realizados por meio da câmara de compensação independente, a CBLC.

A CBLC é contraparte central garantidora das operações realizadas na BOVESPA, realizando a compensação multilateral tanto para as obrigações financeiras quanto para as movimentações de títulos. Segundo o Regulamento da CBLC, a liquidação financeira é realizada através do Sistema de Transferência de Reservas do BACEN. A movimentação de títulos é realizada no sistema de custódia da CBLC. Tanto as entregas quanto os pagamentos têm caráter final e irrevogável.

Regulação do Mercado Brasileiro de Valores Mobiliários

Compete à CVM regular e fiscalizar o mercado de capitais brasileiro, nos termos da Lei de Mercado de Capitais e da Lei das Sociedades por Ações. Compete ao CMN regular e fiscalizar as atividades da CVM, conceder autorização para constituição e funcionamento de corretoras de títulos e valores mobiliários, e regular os investimentos estrangeiros e as operações de câmbio, conforme disposto na Lei do Mercado de Capitais e na Lei nº 4.595, de 31 de dezembro de 1964. Estas leis, em conjunto com outras normas e regulamentos, estabelecem, dentre outros, os requisitos de divulgação de informações aplicáveis a emissoras de valores mobiliários publicamente negociados, as sanções penais por negociação de ações utilizando informação privilegiada e manipulação de preço, e a proteção de acionistas minoritários, os procedimentos para o licenciamento e supervisão das corretoras de valores e a governança das bolsas de valores brasileiras.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, uma companhia pode ser aberta (e listada) ou fechada (e não listada). Todas as companhias listadas são registradas na CVM e ficam sujeitas às obrigações de divulgação periódica de informações e de divulgação de quaisquer fatos relevantes. Uma companhia registrada na CVM pode negociar seus valores mobiliários na BOVESPA ou no mercado de balcão brasileiro. Ações de companhias listadas na BOVESPA não podem ser negociadas simultaneamente nos mercados de balcão brasileiros. A operação no mercado de balcão consiste em negociações diretas entre as pessoas, fora da bolsa de valores, com a intermediação de instituição financeira autorizada pela CVM. Nenhuma licença especial, além de registro na CVM (e, no caso de mercados de balcão organizados, no mercado de balcão pertinente), é necessária para que os valores mobiliários de companhia aberta possam ser negociados no mercado de balcão. Para ser listada na BOVESPA, uma companhia deve requerer o registro à BOVESPA e à CVM.

A negociação de valores mobiliários na BOVESPA pode ser interrompida mediante solicitação de uma companhia antes da publicação de fato relevante. A negociação também pode ser suspensa por iniciativa da BOVESPA ou da CVM, com base em ou devido a, entre outros motivos, indícios de que a companhia tenha fornecido informações inadequadas com relação a um fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela BOVESPA.

DESCRIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL E OUTRAS INFORMAÇÕES

Descrevemos abaixo algumas disposições do nosso Estatuto Social, da Lei das Sociedades por Ações e das regras da CVM e da BOVESPA referentes ao capital social, administração, informações periódicas e eventuais, bem como de outros aspectos corporativos.

Este sumário não é exaustivo com relação a qualquer dos assuntos aqui tratados, descrevendo, em linhas gerais, algumas disposições de nosso Estatuto Social, da Lei das Sociedades por Ações, das regras da CVM e do Novo Mercado.

A partir da aceitação das nossas Ações para negociação no segmento do Novo Mercado, não poderemos emitir ações ordinárias sem direito de voto, ou com direito de voto restrito. Enquanto estivermos listados no Novo Mercado, não poderemos emitir ações preferenciais. Assim sendo, esta seção não faz referência a quaisquer direitos concedidos a acionistas preferenciais. Ademais, para sairmos do Novo Mercado, teremos que realizar uma OPA. Para informações adicionais, veja a seção “Descrição do Capital Social – Saída do Novo Mercado”, na página 209 deste Prospecto.

Geral

Somos uma sociedade anônima de capital aberto constituída de acordo com as leis do Brasil, cuja sede está localizada na Cidade e Estado do Rio de Janeiro. Nossos atos societários de constituição estão devidamente registrados na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro – JUCERJA, sob o NIRE 33.3.0027845-1, e na CVM sob o nº 20168.

Celebramos, em 19 de maio de 2008, o Contrato de Participação no Novo Mercado, o qual entrará em vigor a partir da data de publicação do Anúncio de Início da Oferta, por meio do qual nós, os nossos administradores e o Acionista Controlador nos comprometemos a observar todas as exigências relativas às práticas de governança corporativa diferenciadas, estabelecidas pela BOVESPA, com o objetivo de atender aos requisitos necessários para a listagem das nossas ações no Novo Mercado. Para informações adicionais, veja a seção “Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa”, na página 216 deste Prospecto.

Capital Social

Na data deste Prospecto, o nosso capital social é de R\$2.324.176.536,78 dividido em 8.238.685 ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, 7.196.000 ações preferenciais classe “A”, nominativas, escriturais e sem valor nominal e 719.600 ações preferenciais classe “B”, nominativas, escriturais e sem valor nominal. Considerando o exercício pela Centennial Asset do bônus de subscrição, com base no ponto médio da faixa indicativa do Preço por Ação de R\$1.007,00, seriam emitidas 10.231.048 novas ações ordinárias e o nosso capital social seria composto de 18.469.733 ações ordinárias, 7.169.000 ações preferenciais classe “A” e 719.600 ações classe “B”, perfazendo um total de R\$2.324.189.325,59.

De acordo com o nosso Estatuto Social, por deliberação do Conselho de Administração, o capital social poderá ser aumentado até o limite de R\$5,0 bilhões, independentemente de reforma estatutária. Os nossos acionistas deverão aprovar em assembléia geral qualquer aumento de capital que exceda o limite do capital autorizado.

Em decorrência da realização da presente Oferta, até a publicação do Anúncio de Início, todas as ações preferenciais classe “A” e “B” de nossa emissão serão convertidas em ações ordinárias. Para informações adicionais, veja a seção “Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa – Capital Social Composto Exclusivamente por Ações Ordinárias” na página 217 deste Prospecto.

De acordo com nosso Estatuto Social e o Regulamento do Novo Mercado, não poderemos emitir ações preferenciais nem partes beneficiárias.

Descrição do capital social e outras informações

Histórico do Capital Social

Fomos constituídos em 10 de abril de 2006, originariamente sob a denominação social de Centennial Asset Participações Corumbá S.A, com capital social de R\$1.000,00 (mil reais), dividido em 1000 ações ordinárias, integralmente subscritas e integralizadas em moeda brasileira.

Em 28 de abril de 2006, após a cisão parcial da MMX, nosso capital social foi aumentado em R\$4.560.000, correspondentes a 4.560.000 novas ações ordinárias de nossa emissão, integralmente subscritas pela Centennial Asset e integralizadas mediante a versão da parcela cindida do patrimônio da MMX.

Em 30 de julho de 2007 e em 27 de agosto de 2007, mediante duas novas emissões de ações ordinárias integralmente subscritas pela Centennial Asset, nosso capital social foi aumentado no valor total de R\$28.400.000, correspondentes a 28.400.000 ações ordinárias.

Em 18 de dezembro de 2007, já sob a nossa atual denominação social, concluímos uma colocação privada de ações, no montante de 996.894.948 ações ordinárias, 899.500.000 ações preferenciais classe “A” e 89.950.000 ações preferenciais classe “B”, subscritas pela Centennial Asset e por investidores institucionais diversos, adicionando ao nosso capital social o valor total de R\$2.291.235.770,76.

Em 23 de maio de 2008, a nossa Assembléia Geral Extraordinária aprovou o grupamento da totalidade das ações de nossa emissão, tanto ordinária quanto preferenciais classe “A” e “B”, à razão de 125:1, de forma que cada 125 ações de nossa emissão passaram a corresponder a 1 ação, mantidas as respectivas espécies e classes, bem como o valor do nosso capital social. Em decorrência do referido grupamento, o nosso capital social passou a ser composto por 8.238.685 ações ordinárias, 7.196.000 ações preferenciais classe “A” e 719.600 ações preferenciais classe “B”.

Bônus de Subscrição (Warrants)

Em 18 de dezembro de 2007, no âmbito da colocação privada das nossas ações, celebramos (i) um contrato de subscrição de ações com a Centennial Asset e outros investidores e (ii) um acordo de acionistas com a Centennial Asset, Eike Fuhrken Batista e outros investidores. Nos termos do contrato de subscrição, a Centennial Asset adquiriu a totalidade das nossas ações ordinárias e das ações preferenciais da Classe B, e os demais investidores institucionais adquiriram a totalidade das nossas ações preferenciais da Classe A. Além disso, a Centennial Asset adquiriu da nossa companhia um bônus de subscrição para a compra de ações por um preço de compra total de R\$0,01 por cada 8 ações ordinárias.

O bônus de subscrição permite a seu detentor subscrever nossas ações ordinárias em seguida a um evento de liquidez que garanta aos demais acionistas que não a Centennial Asset um retorno sobre o investimento superior a 23,63% ao ano, composto anualmente a partir da data de conclusão do acordo de acionistas (proporcionalmente para cada ano parcial exceto em relação a qualquer período encerrado antes do primeiro aniversário da data de fechamento, em cuja hipótese o retorno demandado é superior a 23,63%). Um evento de liquidez, por sua vez, é definido como sendo uma oferta pública qualificada, ou a venda de pelo menos 75% das nossas ações emitidas e em circulação, ou a liquidação ou venda de parte substancial dos nossos ativos. Entende-se por oferta pública qualificada (i) uma oferta pública de ações ordinárias da qual resultem proventos líquidos totais de pelo menos US\$400 milhões, (ii) na qual o preço de oferta pública não seja inferior a um limite mínimo ou, se a oferta ocorrer dentro de um ano, o preço de oferta por ação não seja inferior a um determinado preço de referência multiplicado por 1,20 e que (iii) resulte na aprovação das nossas ações ordinárias para fins de listagem no segmento do Novo Mercado da BOVESPA ou outra bolsa mencionada no acordo de acionistas. Esta Oferta será uma oferta pública qualificada, conforme definido no contrato de subscrição.

Descrição do capital social e outras informações

Uma vez exercido, o bônus de subscrição confere ao seu detentor o direito de subscrever uma quantidade de ações ordinárias equivalente a 50% do retorno do investimento realizado pelos detentores de ações preferenciais em consequência de evento de liquidez qualificado que exceder o montante que garanta a taxa de retorno absoluta de 23,63% na Oferta. O número de ações a ser emitido não poderá ser superior o que for menor entre (i) um número que, quando acrescentado ao número total de ações ordinárias de propriedade da Centennial Asset (que para maior clareza deverá incluir todas as ações ordinárias já detidas pela Centennial Asset) imediatamente antes do exercício do bônus de subscrição, represente 72,73% do total de ações da Companhia em circulação, ou (ii) 10.231.048 ações ordinárias, observados quaisquer eventos de ajuste de ações. As ações ordinárias emitidas em razão do exercício do bônus de subscrição serão emitidas ao preço fixo de R\$0,01 para cada 8 ações ordinárias, e estarão sujeitas a um período de restrição de venda (*Lock-up*) conforme descrito na seção “Informações Relativas à Oferta – Acordo de Restrição à Venda e Outras Restrições”, na página 38 deste Prospecto.

Objeto Social

Nosso objeto social, nos termos do artigo 4º do nosso Estatuto Social, consiste em explorar, desenvolver e produzir petróleo e gás natural e deter participações na qualidade de sócio ou acionista em outras sociedades, formal ou informalmente constituídas, as quais se dediquem a atividades similares. Visando atingir o nosso objetivo social, podemos decidir utilizar nossa atual subsidiária, OGX Ltda., ou constituir subsidiárias sob qualquer estrutura societária.

Direitos Conferidos pelas Ações

Em decorrência da Oferta, até a publicação do Anúncio de Início, o nosso capital social será composto por uma única classe de ações ordinárias. Cada ação ordinária confere ao seu titular direito a um voto em todas as Assembléias Gerais Ordinárias e Extraordinárias. De acordo com nosso Estatuto Social e com o contrato que firmamos com a BOVESPA para a listagem de nossas ações no Novo Mercado, não podemos emitir ações sem direito a voto ou com direitos de voto restritos. Enquanto nossas ações estiverem listadas no Novo Mercado, não poderemos emitir ações preferenciais.

De acordo com o nosso Estatuto Social e com a Lei das Sociedades por Ações, é conferido aos titulares das nossas ações ordinárias o direito ao recebimento de dividendos ou outras distribuições realizadas relativamente às ações ordinárias na proporção de suas participações no nosso capital social. Para informações adicionais a respeito do pagamento de dividendos e outras distribuições com relação às nossas ações ordinárias, veja o item “Alocação do Lucro Líquido e Distribuição de Dividendos” abaixo.

Adicionalmente, no caso de liquidação da nossa Companhia, nossos acionistas receberão os pagamentos relativos ao remanescente do nosso capital social, na proporção da sua participação no nosso capital social. Os acionistas têm direito de preferência na subscrição de novas ações emitidas pela Companhia, conforme direito conferido pela Lei das Sociedades por Ações, mas não estão obrigados a subscrever futuros aumentos de capital em nossa Companhia.

De acordo com as regras do Novo Mercado, nossas ações ordinárias possuem direitos de venda conjunta (*tag along*), que possibilitam aos nossos acionistas, na hipótese de alienação de nosso controle, receber por suas ações 100% do valor pago pelas ações do acionista controlador alienante.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o nosso estatuto social e tampouco as deliberações adotadas pelos nossos acionistas em assembléias-gerais, podem privar os nossos acionistas dos seguintes direitos:

- direito a participar na distribuição dos lucros;
- direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, na distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de nossa liquidação;

Descrição do capital social e outras informações

- direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações, descritas no item “Direito de Preferência” desta seção;
- direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; e
- direito de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações, descritos no item “Direito de Retirada” desta seção.

Assembléias Gerais

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nas assembléias gerais regularmente convocadas e instaladas, nossos acionistas estão autorizados a decidir todos os negócios relativos ao nosso objeto e tomar todas as deliberações que julgarem convenientes à nossa defesa e desenvolvimento.

Compete exclusivamente aos nossos acionistas, na Assembléia Geral Ordinária, a qual deverá ocorrer após até 120 dias do fim do exercício fiscal anterior, aprovar as demonstrações financeiras, deliberar sobre a destinação do lucro líquido e a distribuição de dividendos relativos ao exercício social imediatamente anterior, bem como eleger membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal (quando sua instalação houver sido solicitada, nos termos da legislação aplicável).

As Assembléias Gerais Extraordinárias podem ser realizadas concomitantemente com Assembléias Gerais Ordinárias e a qualquer tempo ao longo do ano.

Sem prejuízo de outras matérias de sua competência, compete aos nossos acionistas decidir, exclusivamente em assembléias gerais, as seguintes matérias:

- reforma do nosso estatuto social;
- eleição ou destituição, a qualquer tempo, dos nossos administradores e fiscais, exceto conforme estabelecido no artigo 142, § ,II da Lei de Sociedade por Ações;
- fixação da remuneração global dos membros do nosso Conselho de Administração e diretoria, assim como a remuneração dos membros do Conselho Fiscal, se instalado;
- apreciação anual das contas dos nossos administradores e deliberação sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;
- autorização da emissão de debêntures, ressalvada a hipótese descrita no art. 59 da Lei das Sociedades Anônimas;
- suspensão do exercício dos direitos do acionistas que deixar de cumprir obrigação imposta por lei ou por nosso estatuto social;
- avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do nosso capital social;
- nossa transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução ou liquidação;
- eleição e destituição de nossos liquidantes, bem como a revisão de seus relatórios e os do conselho fiscal que esteja atuando durante nossa liquidação;
- autorização aos administradores para confessar falência e iniciar procedimentos de recuperação judicial ou extrajudicial;
- deliberação sobre a saída do Novo Mercado e cancelamento do registro de companhia aberta; e
- contratação de empresa especializada e independente quanto ao nosso poder de decisão, administradores e acionista controlador, para a elaboração de laudo de avaliação das nossas ações, em caso da nossa saída do Novo Mercado ou cancelamento de nosso registro de companhia aberta.

Descrição do capital social e outras informações

Quorum

Como regra geral, a Lei das Sociedades por Ações prevê que a Assembléia Geral é instalada, em primeira convocação, com a presença de acionistas que detenham, pelo menos, 25% do capital social com direito a voto e, em segunda convocação, com qualquer número de acionistas titulares de ações com direito a voto. Caso os acionistas tenham sido convocados para deliberar sobre a reforma do estatuto social, o quorum de instalação em primeira convocação será de, pelo menos, 2/3 das ações com direito a voto e, em segunda convocação, de qualquer número de acionistas.

Em conformidade com as regras do Novo Mercado da BOVESPA, se cancelarmos nosso registro de companhia aberta perante a CVM e sairmos do Novo Mercado, nossos acionistas terão o direito de selecionar uma empresa especializada para elaborar um laudo de avaliação das nossas ações. O quorum para a assembléia geral destinada a autorizar tal laudo será de acionistas que representem pelo menos 20% das nossas ações emitidas e em circulação em primeira convocação, e se tal quorum não for alcançado, qualquer percentagem em segunda convocação.

Nossos acionistas podem ser representados na Assembléia Geral por procurador constituído há menos de um ano da data da Assembléia Geral. O procurador deverá ser acionista, administrador da Companhia, advogado ou ainda uma instituição financeira representada por seu administrador.

De modo geral, a aprovação de acionistas representando, no mínimo, a maioria das ações com direito a voto dos acionistas que compareceram pessoalmente ou por meio de procurador a uma assembléia geral, é necessária para a aprovação de qualquer matéria, sendo que os votos em branco e as abstenções não são levados em conta para efeito deste cálculo. No entanto, a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto é necessária, todavia, para a adoção das seguintes matérias:

- redução da porcentagem do dividendo obrigatório;
- mudança do nosso objeto social;
- nossa fusão ou incorporação em outra sociedade;
- a incorporação de todas as nossas ações ao patrimônio de outra sociedade brasileira;
- participação em um grupo de sociedades, conforme definido na Lei de Sociedades por Ações;
- cessação do estado de liquidação;
- nossa cisão; e
- nossa dissolução.

Local de Realização

Nossas assembléias gerais são realizadas em nossa sede, localizada na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro. A Lei das Sociedades por Ações permite, contudo, que nossas assembléias gerais sejam realizadas fora de nossa sede, nas hipóteses de força maior, desde que elas sejam realizadas na cidade do Rio de Janeiro e a respectiva convocação contenha uma indicação expressa e inequívoca do local em que a assembléia geral deverá ocorrer.

Descrição do capital social e outras informações

Competência para Convocar

Compete ao nosso conselho de administração convocar as assembleias gerais. Não obstante, nossas assembleias gerais também poderão ser convocadas pelas seguintes pessoas ou órgãos: (i) por qualquer acionista, quando nosso conselho de administração retardar, por mais de 60 dias, a convocação contida em previsão legal ou estatutária; (ii) por acionistas que representem 5%, no mínimo, do nosso capital social, caso nosso conselho de administração deixe de convocar, no prazo de oito dias, uma assembleia solicitada através de pedido que apresente as matérias a serem tratadas e esteja devidamente fundamentado; (iii) por acionistas que representem 5%, no mínimo, do nosso capital social quando nosso conselho de administração não atender, no prazo de 8 dias, um pedido de convocação de assembleia que tenha como finalidade a instalação do conselho fiscal; (iv) pelo conselho fiscal, se instalado, caso nosso conselho de administração retarde por mais de um mês, contado da data estabelecida na lei ou no nosso estatuto, a convocação da Assembleia Geral ordinária, sendo que o Conselho Fiscal poderá também convocar uma Assembleia Geral Extraordinária sempre que ocorrerem motivos graves ou urgentes; e (v) pelo presidente do Conselho de Administração em até dois dias contados da determinação da Bovespa de que as cotações dos valores mobiliários de nossa emissão sejam divulgadas em separado ou que os valores mobiliários por nós emitidos tenham a negociação suspensa no Novo Mercado em razão do descumprimento de obrigações constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado. Todos os membros do nosso Conselho de Administração deverão ser substituídos nessa Assembleia Geral.

Convocação

A Lei das Sociedades por Ações exige que todas as nossas Assembleias Gerais sejam convocadas mediante três publicações no Diário Oficial da União ou do Estado em que esteja situada a nossa sede, e em outro jornal de grande circulação. Atualmente, nossas publicações são feitas no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e no jornal Diário Mercantil do Estado Rio de Janeiro.

O prazo de antecedência da primeira convocação de nossa Assembleia Geral é de, no mínimo, 15 dias e o da segunda convocação, se necessária, de, no mínimo, 8 dias. No entanto, baseado em nosso estatuto, as assembleias gerais instaladas para a aprovação ou cancelamento de listagem no Novo Mercado da Bovespa, ou ainda, para cancelamento de registro de companhia aberta, deverão ser convocadas com antecedência mínima de 30 dias à realização da referida assembleia. A CVM poderá, todavia, em determinadas circunstâncias e mediante o pedido de qualquer acionista, requerer que a primeira convocação para nossas Assembleias Gerais seja feita em até 30 dias antes da data prevista para a realização da respectiva Assembleia Geral. A CVM poderá ainda, a pedido de qualquer acionista, interromper, por até 15 dias, o curso do prazo de antecedência da convocação da Assembleia Geral Extraordinária, a fim de conhecer e analisar as propostas a serem submetidas à assembleia. O edital de convocação de Assembleia Geral deverá conter, além do local, data e hora da assembleia, a ordem do dia e, no caso de reforma do nosso estatuto social, a indicação da matéria.

Legitimação e Representação

As pessoas presentes à Assembleia Geral deverão comprovar, com até 72 horas de antecedência, a sua qualidade de acionista e sua titularidade das Ações com relação às quais pretendem exercer o direito de voto por meio da apresentação do seu documento de identidade e comprovante expedido pela instituição depositária das Ações.

Nossos acionistas podem ser representados na Assembleia Geral por procurador constituído há menos de um ano da data da Assembleia Geral, que seja nosso acionista, administrador ou advogado, ou, ainda, por uma instituição financeira representada por seu administrador.

Conselho de Administração

De acordo com o nosso estatuto social que entrará em vigor na data da publicação do Anúncio de Início, o nosso Conselho de Administração deve ter, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 11 (onze) membros. Nossos conselheiros são eleitos pelos nossos acionistas reunidos em Assembléia Geral de acionistas para um mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, cada conselheiro deve ser titular de, pelo menos, uma ação de emissão da Companhia.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o número de membros do Conselho de Administração somente poderá exceder o limite máximo de conselheiros previsto no estatuto social caso se verifique a hipótese de votação em separado prevista no parágrafo 4º, do artigo 141, cumulativamente com a eleição por voto múltiplo, caso em que é assegurado pela lei das Sociedades por Ações ao acionista ou grupo de acionistas vinculados por acordo de voto que detenham mais que 50% das ações com direito a voto, o direito de eleger conselheiros em número igual ao dos eleitos pelos demais acionistas, mais um, independentemente do número de conselheiros que, segundo o Estatuto, componham o órgão. A Lei das Sociedades por Ações permite a adoção do processo de voto múltiplo, mediante requerimento por acionistas representando, no mínimo, 10% do capital votante da companhia, conforme definido pelo Colegiado da CVM e decisão datada de 8 de novembro de 2005, atribuindo-se para cada ação tantos votos quantos sejam os membros do Conselho de Administração, sendo reconhecido aos acionistas o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

Segundo a Instrução da CVM nº 282, de 26 de junho de 1998, o percentual mínimo do capital votante exigido para que se solicite a adoção do processo de voto múltiplo em companhias abertas pode ser reduzido para menos de 10% em função do valor do capital social.

Caso não haja solicitação de voto múltiplo, na forma da lei, para eleição dos membros do Conselho de Administração, a Assembléia Geral deverá votar através de chapas registradas previamente na mesa, as quais assegurarão aos acionistas que detenham, individualmente ou em bloco, 15% ou mais das ações da Companhia, em votação em separado, o direito de indicar um membro.

Caso tenha sido solicitado o processo de voto múltiplo, cada acionista poderá votar em um ou mais membros do Conselho, sendo que cada ação ordinária dará direito a um voto na Assembléia de acionistas, e cada acionista poderá votar em quantos membros desejar.

Operações nas quais os Conselheiros têm Conflito de Interesses

A Lei das Sociedades por Ações proíbe qualquer conselheiro ou diretor de:

- praticar ato de liberalidade às custas da Companhia, salvo por atos gratuitos razoáveis em benefício dos empregados ou da comunidade de que participe a Companhia, com a devida autorização do Conselho de Administração ou da Diretoria;
- receber de terceiros, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta, sem autorização do Estatuto Social da Companhia ou de Assembléia Geral;
- sem prévia autorização da Assembléia Geral ou do Conselho de Administração, tomar por empréstimo recursos ou bens da Companhia, ou usar, em proveito próprio, de terceiros ou de sociedade em que tenha interesse, nossos bens, serviços ou crédito;
- intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que forem tomadas a respeito;
- usar, em benefício próprio ou de outrem, com ou sem prejuízo para a Companhia, as oportunidades comerciais de que tenha conhecimento em razão do exercício de seu cargo;

Descrição do capital social e outras informações

- omitir-se no exercício ou proteção de direitos da Companhia ou, visando à obtenção de vantagens, para si ou para outrem, deixar de aproveitar as oportunidades de negócio de interesse da Companhia; e
- adquirir, para revender com lucro, bem ou direito que sabe ser necessário à Companhia, ou que esta pretenda adquirir.

Alocação do Lucro Líquido e Distribuições de Dividendos

Antes de cada Assembléia Geral Ordinária, nossos administradores deverão preparar uma proposta sobre a destinação do lucro líquido do exercício social anterior, se existente, que será objeto de deliberação por nossos acionistas. Para fins da Lei das Sociedades por Ações, lucro líquido é definido como o resultado do exercício depois de deduzido o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido para o referido exercício social, após a dedução de quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e de quaisquer valores destinados ao pagamento de participações estatutárias de colaboradores e administradores no lucro da Companhia. A participação dos colaboradores e administradores nos lucros da Companhia, quando atribuída, não excederá o valor total da remuneração anual dos diretores e dos administradores, nem 10% (dez por cento) dos lucros, o que for menor.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido poderá ser destinado à reserva de lucros e ao pagamento de dividendos.

Reservas de Capital e de Lucro

Reserva de Capital. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a reserva de capital deverá ser empregada exclusivamente (i) na absorção de prejuízos que ultrapassem os lucros acumulados e a reserva de lucros; (ii) no resgate, reembolso ou compra de ações; (iii) no resgate das ações do fundador; (iv) no aumento do capital; e (v) no pagamento de dividendos referentes a ações preferenciais, caso estas tenham direito a esses dividendos. As quantias destinadas à nossa reserva de capital não são consideradas para efeito da determinação do dividendo obrigatório. Com a adesão da Companhia ao Novo Mercado, a mesma não poderá emitir partes beneficiárias. A nossa conta de reserva de lucros compreende a reserva legal, a reserva para contingências, a reserva para retenção de lucros, a reserva de lucros a realizar e a reserva estatutária.

Reserva Legal. De acordo com a Lei de Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, estamos obrigados a manter reserva legal, à qual devemos destinar 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor da reserva seja igual a 20% do nosso capital social. Não obstante, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que a reserva legal, quando acrescida às outras reservas de capital constituídas, exceder 30% do nosso capital social. Os valores da reserva legal podem ser utilizados para compensar prejuízos ou aumentar o nosso capital social, não estando, porém, disponíveis para pagamento de dividendos. Em 31 de dezembro de 2007, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva legal.

Reserva para Contingências. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, parte do lucro líquido deverá ser destinada à reserva para contingências para prejuízos considerados prováveis em exercícios futuros. Qualquer valor assim destinado em exercício anterior deverá ser revertido no exercício social em que se verifique que a perda antecipada não ocorrerá, ou deverá ser baixado na hipótese de a perda antecipada efetivamente ocorrer. Em 31 de dezembro de 2007, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva para contingências.

Descrição do capital social e outras informações

Reserva de Retenção de Lucros. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a Assembléia Geral poderá deliberar sobre a retenção de parcela do lucro líquido do exercício para a realização de investimentos previstos em orçamento aprovado por nossos acionistas. Quando as reservas de retenção de lucros perduram por mais de um ano, é necessário que nossos acionistas a revejam anualmente em Assembléia Geral. A destinação de parte do lucro líquido para a reserva de retenção de lucros não pode ocorrer em detrimento do pagamento do dividendo obrigatório. Em 31 de dezembro de 2007, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva de retenção de lucros.

Reserva de Lucros a Realizar. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, no exercício social em que o valor do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido, o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar, mediante aprovação pelos nossos acionistas. Considera-se realizada a parcela do lucro líquido do exercício que exceder a soma do (i) resultado líquido positivo, se houver, calculado pelo método da equivalência patrimonial para lucros e prejuízos das nossas subsidiárias e certas empresas associadas, se houver; e (ii) lucro, ganho ou rendimento em operações cujo prazo de realização financeira ocorra após o término do exercício social seguinte. Os lucros registrados na reserva de lucros a realizar devem ser acrescidos ao primeiro dividendo declarado após a sua realização. Em 31 de dezembro de 2007, não alocamos quaisquer recursos para nossa reserva de lucros a realizar.

Reserva Estatutária. Segundo a Lei das Sociedades por Ações, nosso Estatuto Social poderá criar reservas estatutárias desde que indique a finalidade, critérios de constituição e limite máximo da reserva. Nosso Estatuto Social prevê uma Reserva para Investimento e Expansão, que tem por finalidade reforçar nosso capital social e de giro, objetivando assegurar adequadas condições operacionais. Para a referida reserva estatutária deve ser destinado o saldo remanescente do lucro líquido, após a destinação do mínimo de 5% e máximo de 20% do lucro líquido para Reserva Legal e do pagamento de 0,001% do lucro líquido a título de dividendo mínimo obrigatório. Em 31 de dezembro de 2007, não alocamos quaisquer recursos para nossa Reserva para Investimento e Expansão.

O saldo das reservas de lucros, excetuadas a reserva de lucros a realizar, não poderá ultrapassar o valor do capital social da Companhia. Uma vez atingido esse limite máximo, nossos acionistas poderão deliberar sobre a aplicação do excesso na integralização ou no aumento do nosso capital social, ou na distribuição de dividendos.

Pagamento de Dividendos e Juros Sobre o Capital Próprio

O Estatuto Social de uma companhia brasileira deve especificar um percentual mínimo do lucro disponível para distribuição que deve ser pago aos acionistas a título de dividendo obrigatório, podendo ele ser pago sob a forma de juros sobre o capital próprio.

O dividendo obrigatório fixado em nosso Estatuto Social equivale a um percentual não inferior a 0,001% do lucro líquido anual ajustado na forma do Artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações. O pagamento do dividendo obrigatório, todavia, poderá ser limitado ao montante do lucro líquido, desde que a diferença seja registrada como lucros a realizar. Para informações adicionais, veja o item “Lucro e Reserva de Capital - *Reserva de Lucros a Realizar*” acima. O cálculo do lucro líquido da Companhia, bem como sua destinação para as reservas de lucro e de capital, é feito com base nas nossas demonstrações financeiras anuais, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. A participação dos nossos diretores e administradores no lucro líquido, quando aplicável, não pode exceder a remuneração anual dos administradores em 10% dos nossos lucros registrados naquele exercício social.

Descrição do capital social e outras informações

Conquanto estejamos obrigados a pagar dividendos obrigatórios todos os anos, a Lei das Sociedades por Ações permite que uma companhia aberta suspenda a distribuição obrigatória de dividendos, caso os órgãos administrativos da companhia aprovem a recomendação dos órgãos da administração no sentido de que a distribuição seria desaconselhável em vista da condição financeira da companhia. O conselho fiscal, se em funcionamento, deve dar parecer à recomendação dos órgãos da administração. Nessa hipótese, a nossa Administração deverá apresentar justificativa à CVM para a suspensão. Os lucros não distribuídos em razão da suspensão na forma acima mencionada serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subseqüentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira da companhia assim o permita.

Por deliberação de nosso Conselho de Administração, o dividendo obrigatório pode ser pago também a título de juros sobre o capital próprio, tratado como despesa dedutível para fins de imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre o lucro líquido.

Dividendos. Estamos obrigados pela Lei das Sociedades por Ações e por nosso Estatuto Social a realizar Assembléia Geral Ordinária em até 120 dias, contados do encerramento de cada exercício social, na qual, dentre outras matérias, os acionistas deverão deliberar sobre a distribuição de dividendo anual. O pagamento de dividendos anuais toma por base as demonstrações financeiras auditadas, referentes ao exercício social imediatamente anterior.

Quaisquer titulares de ações na data em que o dividendo for declarado farão jus ao recebimento dos dividendos. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o dividendo anual deve ser pago no prazo de 60 dias a contar de sua declaração, a menos que a deliberação de acionistas estabeleça outra data de pagamento que, em qualquer hipótese, deverá ocorrer antes do encerramento do exercício social em que o dividendo tenha sido declarado.

Nosso Estatuto Social não estabelece que o valor do pagamento de dividendo seja corrigido por conta da inflação.

Para reclamar dividendos (ou pagamentos de juros sobre capital próprio) referentes às suas ações, os acionistas têm prazo de três anos, contados da data em que os dividendos ou juros sobre capital próprio sejam devidos, após o qual o valor dos dividendos ou juros sobre capital próprio não reclamado será revertido em nosso favor.

Nosso Conselho de Administração pode declarar dividendos intermediários ou juros sobre capital próprio à conta de lucros apurados em balanço semestral. Adicionalmente, nosso Conselho de Administração pode declarar dividendos ou juros sobre capital próprio com base nos lucros apurados em tais balanços, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital previstas no parágrafo 1º do artigo 182 da Lei das Sociedades por Ações. O Conselho de Administração poderá, ainda, pagar dividendos intermediários ou juros sobre o capital próprio à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. Os pagamentos de dividendos intermediários ou juros sobre capital próprio constituem antecipação do valor de dividendos obrigatórios relativos ao lucro líquido do final do exercício em que os dividendos intermediários foram pagos.

Durante os últimos dois anos, ou seja, desde a nossa constituição, não fizemos qualquer pagamento de dividendos aos nossos acionistas, devido a ausência de resultados nestes períodos.

Descrição do capital social e outras informações

Juros sobre o capital próprio. As companhias brasileiras estão autorizadas a pagar juros sobre o capital próprio limitados a titulares de participações acionárias, e considerar tais pagamentos dedutíveis para efeito do imposto de renda de pessoa jurídica e da contribuição social sobre o lucro líquido. A dedução fica limitada ao que for maior entre (i) 50% do lucro líquido da companhia (após a dedução da contribuição social sobre o lucro líquido e antes de se provisionar o imposto de renda de pessoa jurídica e quaisquer montantes atribuídos aos acionistas a título de juros sobre o capital próprio) relativo ao período com relação ao qual o pagamento seja efetuado, e (ii) 50% da soma dos lucros acumulados desde a data de início do período em relação ao qual o pagamento é efetuado. O pagamento de juros sobre o capital próprio é realizado como forma alternativa de pagamento de dividendos. Os juros sobre o capital próprio ficam limitados à variação *pro rata die* da Taxa de Juros de Longo Prazo, ou TJLP. O valor pago a título de juros sobre o capital próprio, deduzido o imposto de renda, poderá ser imputado como parte do valor do dividendo obrigatório. De acordo com a legislação aplicável, somos obrigados a pagar aos acionistas, valor suficiente para assegurar que a quantia líquida recebida por eles a título de juros sobre o capital próprio, descontado o pagamento do imposto retido na fonte, mais o valor dos dividendos declarados, seja equivalente ao menos ao montante do dividendo obrigatório.

Durante os últimos 2 anos, não fizemos qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio dos nossos acionistas.

Política de Dividendos

Observados o melhor interesse e a saúde financeira da Companhia, distribuiremos como dividendo entre todas as ações, em cada exercício social, pelo menos 0,001% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei de Sociedades por Ações, e sem prejuízo do direito de a nossa Administração propor a constituição de quaisquer reservas previstas em lei ou no Estatuto Social.

Direito de Retirada

A aprovação das seguintes matérias dá ao nosso acionista dissidente o direito de retirar-se da Companhia, mediante reembolso do valor de suas Ações.

- redução do dividendo obrigatório;
- nossa fusão ou incorporação em outra sociedade;
- incorporação de ações envolvendo a Companhia, nos termos do artigo 252 da Lei de Sociedades por Ações;
- nossa participação em um grupo de sociedades, conforme definido na Lei de Sociedades por Ações;
- aquisição, por nós, do controle de qualquer sociedade caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos no §2º do artigo 256 da Lei das Sociedades por Ações;
- mudança do nosso objeto social; e
- nossa cisão, nas condições a seguir descritas.

De acordo com a Lei de Sociedades por Ações, uma cisão não ensejará direito de retirada, salvo se houver:

- a mudança do nosso objeto, salvo quando o patrimônio cindido for vertido para sociedade cuja atividade preponderante coincida com a decorrente de nosso atual objeto social;
- a redução do nosso dividendo obrigatório; ou
- a nossa participação em um grupo de sociedades, conforme definido na Lei das Sociedades por Ações.

Descrição do capital social e outras informações

Nos casos de: (i) nossa fusão ou incorporação, em outra companhia; (ii) nossa participação em um grupo de sociedades; (iii) aquisição, pela Companhia, da totalidade das ações de outra companhia para torná-la nossa subsidiária integral, ou alienação, pelos nossos acionistas, da totalidade de nossas ações para outra companhia para nos tornarmos subsidiária integral desta outra companhia; ou (iv) aquisição, pela Companhia, do controle de qualquer sociedade caso o preço de aquisição ultrapasse os limites estabelecidos no §2º do artigo 256 da Lei das Sociedades por Ações, nossos acionistas não terão direito de retirada caso suas ações:

- tenham liquidez, ou seja, integrem o IBOVESPA ou o índice de qualquer outra bolsa, conforme definido pela CVM; e
- tenham dispersão, de forma que o acionista controlador, a sociedade controladora ou outras sociedades sob controle comum detenham menos da metade das ações da espécie ou classe objeto do direito de retirada.

O direito de retirada deverá ser exercido no prazo de até 30 dias contados da publicação da ata da Assembléia Geral em questão. Adicionalmente, temos o direito de reconsiderar qualquer deliberação que tenha ensejado direito de retirada, nos dez dias subsequentes ao término do prazo de exercício desse direito, caso entendamos que o pagamento do preço do reembolso das ações aos acionistas dissidentes colocaria em risco nossa estabilidade financeira.

No caso do exercício do direito de retirada, os acionistas terão direito a receber o valor patrimonial de suas ações, calculado com base no último balanço patrimonial aprovado pela Assembléia Geral. Se, todavia, a deliberação que ensejou o direito de retirada tiver ocorrido mais de 60 dias depois da data do último balanço aprovado, o acionista poderá solicitar levantamento de balanço especial em data que obedeça ao prazo de 60 dias, para determinação do valor de suas ações. Neste caso, devemos pagar imediatamente 80% do valor de reembolso calculado com base no último balanço aprovado por nossos acionistas, e o saldo no prazo de 120 dias a contar da data da deliberação da Assembléia Geral.

Resgate

A Lei das Sociedades por Ações nos permite resgatar ações de nossa emissão, mediante aprovação por acionistas que representem, no mínimo, 50% do nosso capital social. O resgate das Ações deverá ser pago com nossos lucros acumulados, reserva de lucros ou reserva de capital.

Na hipótese de o resgate não abranger a totalidade das nossas Ações, o resgate será feito mediante sorteio. A instituição financeira custodiante especificará mediante rateio as ações resgatadas, se outra forma não estiver prevista no contrato de custódia.

Registro de Ações Ordinárias

Nossas ações ordinárias são mantidas sob a forma escritural junto ao Banco Itaú S.A. A transferência de nossas ações será realizada por meio de um lançamento pelo Banco Itaú S.A. em seus sistemas de registro a débito da conta de ações do alienante e a crédito da conta de ações do adquirente, mediante ordem por escrito do alienante ou mediante ordem ou autorização judicial.

Descrição do capital social e outras informações

Direitos de Preferência

Exceto nas hipóteses abaixo listadas, nossos acionistas possuem direito de preferência na subscrição de ações em qualquer aumento de capital na proporção de sua participação acionária à época do referido aumento de capital, exceto nos casos de outorga ou de exercício de qualquer opção de compra ou subscrição de ações, bem como nos casos de conversão de debêntures em ações. Nossos acionistas também possuem direito de preferência na subscrição de debêntures conversíveis e em qualquer oferta de nossas ações ou bônus de subscrição. Concede-se prazo não inferior a 30 dias contado da publicação de aviso aos acionistas para o exercício do direito de preferência, sendo que este direito pode ser alienado ou transferido pelo acionista. Nos termos do artigo 172 da Lei das Sociedades por Ações e do nosso Estatuto Social, o nosso Conselho de Administração poderá excluir ou reduzir o direito de preferência de nossos acionistas nas emissões de ações, debêntures conversíveis e bônus de subscrição até o limite do capital autorizado, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa ou subscrição pública ou através de permuta por ações, em oferta pública de aquisição de controle, com o objetivo de adquirir o controle de outra empresa.

Arbitragem

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, a companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do conselho fiscal obrigam-se a resolver por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no estatuto social da Companhia, nas normas editadas pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Cancelamento do Registro de Companhia Aberta

O cancelamento do registro de companhia aberta por decisão do Acionista Controlador ou dos acionistas controladores só pode ocorrer caso realizemos uma OPA de todas as ações em circulação, de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações e observados os regulamentos, normas da CVM e Regulamento do Novo Mercado. O preço mínimo oferecido pelas ações na OPA corresponderá, obrigatoriamente, ao valor econômico dessas ações, conforme determinado por laudo elaborado por empresa especializada.

O laudo de avaliação será elaborado por empresa especializada, de renome, a qual será escolhida em Assembléia Geral a partir de lista tríplece apresentada pelo nosso Conselho de Administração e pelos acionistas representando a maioria do capital social, sem incluir votos em branco, as ações ordinárias do acionista controlador, seus sócios e quaisquer dependentes incluídos na declaração do imposto de renda, ações em tesouraria, ações detidas por nossas subsidiárias ou companhias associadas, ou que fazem parte do nosso grupo econômico. Para que a referida Assembléia Geral seja instalada em 1ª convocação, deverão estar presentes acionistas que representem, no mínimo, 20 % do total das Ações em circulação da Companhia, ou se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo Acionista Controlador.

É assegurada a revisão do valor da oferta, no caso de titulares de no mínimo 10% das ações em circulação no mercado requererem aos nossos administradores que convoquem Assembléia Especial dos acionistas para deliberar sobre a realização de nova avaliação pelo mesmo ou por outro critério, para efeito de determinação do valor de avaliação da nossa Companhia. Tal requerimento deverá ser apresentado no prazo de 15 dias da divulgação do valor das ações da OPA. Os acionistas que requisitarem a realização de nova avaliação, bem como aqueles que votarem a seu favor, deverão nos ressarcir pelos custos incorridos, caso o novo valor seja inferior ou igual ao valor inicial da oferta. No entanto, caso o valor apurado na segunda avaliação seja maior, a OPA deverá obrigatoriamente adotar esse maior valor.

Descrição do capital social e outras informações

Saída do Novo Mercado

Podemos, a qualquer momento, requerer o cancelamento de nossa listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em Assembléia Geral por acionistas que representem a maioria das nossas ações, e desde que a BOVESPA seja informada por escrito com no mínimo 30 dias de antecedência. Tal deliberação deverá especificar se a saída ocorre porque os valores mobiliários por nós emitidos passarão a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou se em razão do cancelamento do nosso registro de companhia aberta. Nossa saída do Novo Mercado não implicará a perda da nossa condição de companhia aberta registrada na BOVESPA.

Se ocorrer a nossa saída do Novo Mercado por deliberação dos acionistas reunidos em Assembléia Geral, para que nossas ações passem a ter registro de negociação fora do Novo Mercado, o Acionista Controlador ou Grupo de acionistas controladores deverá realizar OPA, no prazo estipulado pela Lei de Sociedade por Ações e no Regulamento do Novo Mercado, se a saída ocorrer para a negociação das ações fora do Novo Mercado ou se decorrer de deliberação aprovando reorganização societária na qual as ações da companhia resultante de tal reorganização não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado. O preço da OPA corresponderá ao valor econômico apurado, mediante elaboração de laudo de avaliação por sociedade especializada e independente, com experiência comprovada, que será escolhida pela Assembléia Geral a partir de lista tríplice apresentada pelo nosso Conselho de Administração. A Assembléia Geral que escolher a empresa responsável pela elaboração do laudo, deverá, se instalada em primeira convocação, contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% do total das Ações em circulação, ou se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação. A deliberação será tomada por maioria absoluta de votos das ações em circulação, não se computando os votos em branco. Os custos de elaboração de referido laudo deverão ser integralmente suportados pelo Acionista Controlador.

A OPA deve ser comunicada à BOVESPA e imediatamente divulgada ao mercado após a Assembléia Geral que aprovou nossa saída do Novo Mercado.

Nos termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, caso o nosso controle seja alienado nos 12 meses subsequentes à nossa saída do Novo Mercado, o acionista controlador alienante e o comprador, conjunta e solidariamente, deverão oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações pelo preço e nas condições obtidas pelo acionista controlador alienante, devidamente atualizado.

Após uma eventual saída do Novo Mercado, não poderemos solicitar a listagem de valores mobiliários de emissão da Companhia no Novo Mercado pelo período de dois anos subsequentes ao cancelamento, a menos que ocorra uma alienação do nosso controle após nossa saída do Novo Mercado.

Alienação de Controle

De acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a alienação de nosso Controle, 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 poder de controle se obrigue a efetivar, dentro do prazo estipulado pela Lei de Sociedades por Ações e pelo regulamento do Novo Mercado, uma OPA das demais ações dos nossos outros acionistas nos mesmos termos e condições concedidas ao Controlador alienante.

A OPA é exigida, ainda:

- quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou de direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do nosso Controle;

Descrição do capital social e outras informações

- quando, ocorrer a transferência indireta do nosso controle; e
- quando aquele que já detiver nossas ações, adquirir o Poder de Controle em razão de contrato particular de compra de ações. Nesse caso, o Acionista Adquirente estará obrigado a concretizar OPA pelos mesmos termos e condições oferecidos ao acionista alienante e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa, nos seis meses anteriores à data da alienação do Controle. O valor do ressarcimento é a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações, nesse período, devidamente atualizado.

O comprador, quando necessário, deverá tomar as medidas cabíveis para recompor, dentro dos seis meses subseqüentes, o percentual mínimo de 25% de ações em circulação no mercado.

A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o comprador do poder de controle, ou para aquele que vier a deter o poder de controle enquanto este não subscrever o termo de anuência dos controladores.

A Companhia não registrará acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle enquanto os seus signatários não subscreverem o termo de anuência dos controladores.

Aquisição pela Companhia de Ações de Emissão Própria

Na data deste Prospecto, não havíamos determinado as políticas, se houver, nos termos das quais recompraremos as ações do nosso capital social.

A decisão de comprar ações de emissão própria para manutenção em tesouraria ou para cancelamento não pode, dentre outros aspectos:

- resultar na redução do nosso capital social;
- demandar a utilização de recursos superiores ao saldo de lucros ou reservas disponíveis (excluídas a reserva legal, reserva de lucros a realizar, reserva de reavaliação, e reserva especial para dividendo obrigatório), constantes do último balanço;
- criar, direta ou indiretamente, qualquer demanda, oferta ou condição do preço por ação artificial, ou utilizar-se de qualquer prática injusta, como consequência de uma ação ou omissão;
- ser conduzida paralelamente a uma OPA; ou
- ser utilizada para a compra de ações não integralizadas ou detidas por nosso acionista controlador.

Não podemos manter em tesouraria mais do que 10% de nossas ações em circulação no mercado, incluindo as ações detidas por nossas subsidiárias e coligadas.

Na data deste Prospecto, não mantemos qualquer de nossas ações em tesouraria.

Qualquer compra de ações de emissão da Companhia por nossa parte deve ser realizada em bolsa, e não pode ser feita por meio de operações privadas, exceto se previamente aprovado pela CVM. O preço de compra das ações não poderá exceder o preço de mercado. Podemos também comprar ações de emissão da Companhia na hipótese de a Companhia deixar de ser uma companhia aberta. Adicionalmente, podemos comprar ou emitir opções de compra ou de venda relacionadas às ações de emissão da Companhia.

Divulgação de Informações

Deveremos atender às exigências relativas à divulgação de informações previstas na Lei das Sociedades por Ações e nos atos normativos expedidos pela CVM.

Descrição do capital social e outras informações

Publicação Periódica ou Ocasional de Informações

De acordo com a legislação aplicável, devemos fornecer certas informações à CVM e à BOVESPA periodicamente, inclusive informações anuais e relatórios e informações trimestrais, pela nossa administração e auditores independentes, como publicação de anúncios de assembleias anuais de acionistas, minutas das assembleias de acionistas e quaisquer acordos de acionistas.

Divulgação de Negociação por parte de Acionista do Grupo de Controle, conselheiro, diretor, ou membro do Conselho Fiscal

De acordo com a legislação brasileira, nossos acionistas controladores, administradores e membros do Conselho fiscal, assim como qualquer outro órgão técnico ou consultivo, ficam obrigados a comunicar à CVM e à BOVESPA a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da Companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, ou de pessoas a eles relacionadas, inclusive seus derivativos, e qualquer negociação subsequente envolvendo tais valores mobiliários ou derivativos. Estas informações, incluindo preço, data de aquisição, etc., deverão ser comunicadas em detalhe à BOVESPA e à CVM no prazo de 10 dias a contar do final de cada mês.

Divulgação de Fatos Relevantes

De acordo com a legislação brasileira, devemos informar à CVM e à BOVESPA a ocorrência de qualquer ato ou fato relevante que diga respeito aos nossos negócios. Devemos também publicar um aviso sobre tal ato ou fato. Um ato ou fato é considerado relevante se puder influenciar a cotação dos valores mobiliários de nossa, a decisão de investidores de negociar os valores mobiliários de nossa emissão ou a decisão de investidores de exercer quaisquer direitos na qualidade de titulares de valores mobiliários de emissão da Companhia.

Em circunstâncias especiais, podemos submeter à CVM um pedido de tratamento confidencial com relação a um ato ou fato relevante.

Governança Corporativa

Na condução de nossas atividades, adotamos práticas de governança balizadas pelos princípios de transparência, equidade, prestação de contas (accountability) e responsabilidade corporativa, conforme apontado pelo IBCG em seu Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa.” Para maiores informações veja a seção “Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa” na página 216 deste Prospecto.

DIVIDENDOS E POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Valores Disponíveis para Distribuição

Em cada Assembléia 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 por nossos acionistas. 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 e à contribuição social e quaisquer valores destinados ao pagamento de participações estatutárias de empregados e Administradores no nosso lucro.

Segundo nosso Estatuto Social, uma quantia não inferior a 0,001% do nosso lucro líquido anual ajustado, conforme as destinações à reserva legal e à reserva para contingências (se houver), e conforme acrescido da reversão de valores da reserva para contingências (se houver), deverá estar disponível para distribuição a título de dividendo ou pagamento de juros sobre o capital próprio, em qualquer exercício social. Esta quantia representa o dividendo obrigatório. O cálculo do lucro líquido e das alocações para reservas, bem como dos valores disponíveis para distribuição, são efetuados com base em nossas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações.

A Lei das Sociedades por Ações permite, entretanto, que os nossos acionistas suspendam a distribuição do dividendo obrigatório, caso o nosso conselho de administração informe à assembléia-geral que a distribuição é incompatível com a nossa condição financeira. O Conselho Fiscal, caso instalado, deverá emitir seu parecer quanto à recomendação do conselho de administração. Ademais, tratando-se de companhia aberta, a Administração deverá apresentar justificativa da suspensão à CVM.

Os lucros não distribuídos em razão da suspensão na forma acima mencionada serão destinados a uma reserva especial e, caso não sejam absorvidos por prejuízos subseqüentes, deverão ser pagos, a título de dividendos, tão logo a condição financeira do Banco assim o permita.

Reservas de Capital e Reservas de Lucro

As demonstrações financeiras das sociedades constituídas sob a legislação brasileira apresentam, normalmente, duas principais contas de reservas em seu Patrimônio Líquido: as reservas de capital e as reservas de lucros.

Reserva de capital

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações as reservas de capital podem ser utilizadas exclusivamente para (a) absorção de prejuízos que ultrapassem os lucros acumulados e as reservas de lucros, (b) resgate, reembolso ou aquisição de ações de nossa própria emissão, (c) resgate de partes beneficiárias (não aplicável a nós), (d) incorporação ao capital social, ou (e) pagamento de dividendos a ações preferenciais, em determinadas circunstâncias (não aplicável a nós).

Na data deste Prospecto, não possuímos saldo em reserva de capital.

Dividendos e política de dividendos

Reservas de lucros

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as reservas de lucros compreendem a reserva legal, a reserva de lucros a realizar, a reserva para contingências, as reservas estatutárias e a reserva de retenção de lucros.

- *Reserva legal.* Do lucro líquido do exercício, 5% serão aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá em mais de 20% o capital social. Não obstante, poderemos deixar de constituir a reserva legal no exercício social em que o saldo dessa reserva, acrescido das demais reservas de capital constituídas, exceder em 30% o nosso capital social. A reserva legal tem por fim assegurar a integridade do capital social. Seus valores podem ser utilizados exclusivamente para compensar prejuízos ou aumentar o nosso capital social, não estando, porém, disponíveis para pagamento de dividendos. Na data deste Prospecto, não possuímos saldo em reserva legal.
- *Reserva de lucros a realizar.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, no exercício social em que o valor do dividendo obrigatório ultrapassar a parcela realizada do lucro líquido, o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, considera-se realizada a parcela do lucro líquido do exercício que exceder a soma dos seguintes valores (i) o resultado líquido positivo da equivalência patrimonial e (ii) o lucro, ganho ou rendimento em operações cujo prazo de realização financeira ocorra após o término do exercício social seguinte. Os lucros registrados na reserva de lucros a realizar, quando realizadas, devem ser acrescidos ao primeiro dividendo declarado após a sua realização, se não tiverem sido absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes. Na data deste Prospecto, não possuímos saldo em reserva de lucros a realizar.
- *Reserva para contingências.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, parte do lucro líquido poderá ser destinada à reserva para contingências com a finalidade de compensar, em exercício futuro, a diminuição do lucro decorrente de perda julgada provável, cujo valor possa ser estimado. A reserva será revertida no exercício em que deixarem de existir as razões que justificaram a sua constituição. Na data deste Prospecto, não possuímos saldo em reserva para contingências.
- *Reservas estatutárias.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer companhia pode criar uma reserva estatutária, a qual deverá ser descrita no estatuto social. O estatuto social que autorizar a destinação de uma porcentagem do lucro líquido da companhia a essa reserva estatutária deve também indicar o propósito, critério de alocação e o limite máximo da reserva. Na data deste Prospecto, nosso estatuto social não prevê a constituição de nenhuma reserva estatutária.
- *Reserva de retenção de lucros.* De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, a assembléia geral poderá deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital. Na data deste Prospecto, não possuímos saldo em reserva de retenção de lucros.

Na data deste Prospecto, não possuímos saldo em reserva de capital.

Pagamento de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

Dividendos

Estamos obrigados pela Lei das Sociedades por Ações e por nosso estatuto social a realizar assembléia geral ordinária até o quarto mês subsequente ao encerramento de cada exercício social, na qual os acionistas deverão deliberar, entre outras coisas, sobre o pagamento de dividendo do exercício social encerrado. O pagamento de dividendos de determinado exercício social encerrado toma por base as demonstrações financeiras auditadas consolidadas, referentes ao exercício social imediatamente anterior.

Dividendos e política de dividendos

Quaisquer titulares de ações na data em que o dividendo for declarado fazem jus ao recebimento dos dividendos. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, o dividendo anual deve ser pago no prazo de 60 dias a contar de sua declaração, a menos que a deliberação de acionistas estabeleça outra data de pagamento que, em qualquer hipótese, deverá ocorrer antes do encerramento do exercício social em que o dividendo tenha sido declarado.

Nosso estatuto social não estabelece que o valor do pagamento de dividendo seja corrigido por conta da inflação.

Os acionistas têm prazo de 3 anos, contado da data de sua declaração, para reclamar dividendos (ou pagamentos de juros) referentes às suas ações, após o qual o valor dos dividendos não reclamados reverterá em nosso favor.

O nosso Conselho de Administração pode declarar dividendos intermediários ou juros sobre o capital próprio, à conta de lucros apurados em balanço semestral. Adicionalmente, o nosso Conselho de Administração pode determinar o levantamento de balanços em períodos inferiores a 6 meses e declarar dividendos ou juros sobre o capital próprio com base nos lucros apurados em tais balanços, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda ao montante das reservas de capital previstas no parágrafo 1º do artigo 182 da Lei das Sociedades por Ações. O Conselho de Administração poderá, ainda, pagar dividendos intermediários ou juros sobre o capital próprio à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. Os pagamentos de dividendos intermediários ou juros sobre o capital próprio constituem antecipação do valor dos dividendos obrigatórios relativos ao lucro líquido do final do exercício em que os dividendos intermediários foram pagos, ressalvada a hipótese de não haver dividendo obrigatório.

Nos últimos dois anos, ou seja, desde a nossa constituição, não distribuímos quaisquer dividendos aos nossos acionistas devido a ausência de resultados nestes períodos.

Juros sobre o capital próprio

As companhias brasileiras estão autorizadas a pagar juros sobre o capital próprio e considerar tais pagamentos dedutíveis para efeito do imposto de renda de pessoa jurídica e contribuição social sobre o lucro líquido. A dedução fica limitada ao que for maior entre (i) 50% do nosso lucro líquido (depois da dedução da contribuição social sobre o lucro líquido e antes de provisionar o imposto de renda de pessoa jurídica e os montantes atribuídos aos acionistas a título de juros sobre o capital próprio) relativo ao período em relação ao qual o pagamento seja efetuado, e (ii) 50% da soma dos lucros retidos e acumulados desde a data de início do período em relação ao qual o pagamento seja efetuado.

O pagamento de juros sobre o capital próprio é realizado como forma alternativa de pagamento de dividendos. Os juros sobre o capital próprio ficam limitados à variação *pro rata die* da Taxa de Juros de Longo Prazo, ou TJLP. O valor pago a título de juros sobre o capital próprio, líquido de imposto de renda, poderá ser imputado como parte do valor do dividendo obrigatório. De acordo com a legislação aplicável, somos obrigados a pagar aos acionistas, valor suficiente para assegurar que a quantia líquida recebida por eles a título de juros sobre o capital próprio, descontado o pagamento do imposto retido na fonte, acrescida do valor dos dividendos declarados, seja equivalente ao menos ao montante do dividendo obrigatório.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio, a acionistas, sejam eles residentes ou não no Brasil, está sujeito a imposto de renda de 15%, sendo que esse percentual é de 25% caso a pessoa que recebe os juros resida em um paraíso fiscal (i.e., um país ou local, no qual não exista imposto de renda ou no qual o percentual máximo fixado seja menor que 20% ou no qual a legislação imponha restrições à divulgação da composição dos acionistas ou do proprietário do investimento).

Dividendos e política de dividendos

Nos últimos dois anos, ou seja, desde a nossa constituição, não pagamos quaisquer juros sobre o capital próprio aos nossos acionistas.

Política de Distribuição de Dividendos

Sem prejuízo do direito de a nossa Administração propor a constituição de quaisquer reservas previstas em lei ou no estatuto social, e observados nosso melhor interesse e a saúde financeira, distribuiremos como dividendo entre todas as ações, em cada exercício social, pelo menos 0,001% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei de Sociedades por Ações.

PRÁTICAS DIFERENCIADAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Essa seção contém informações sobre as práticas de governança corporativa que e deve ser analisada conjuntamente com as seções “Administração”, “Informação sobre Mercado e Valores Mobiliários Emitidos” e “Descrição do Capital Social e Outras Informações”, localizadas respectivamente na páginas 196 deste Prospecto.

Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – 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.

Pelo princípio da transparência, entende-se que a administração deve cultivar o desejo de informar não só o desempenho econômico-financeiro da companhia, mas também todos os demais fatores (ainda que intangíveis) que norteiam a ação empresarial. Por equidade entende-se o tratamento justo e igualitário de todos os grupos minoritários, colaboradores, clientes, fornecedores ou credores. *Accountability*, por sua vez, caracteriza-se pela prestação de contas da atuação dos agentes de governança corporativa a quem os elegeram, com responsabilidade integral daqueles por todos os atos que praticarem. Por fim, responsabilidade corporativa representa uma visão mais ampla da estratégia empresarial, com a incorporação de considerações de ordem social e ambiental na definição dos negócios e operações.

O “Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa”, editado pelo IBGC objetiva indicar os caminhos para todos os tipos de sociedade visando (i) aumentar o valor da sociedade; (ii) melhorar seu desempenho; (iii) facilitar seu acesso ao capital a custos mais baixos; e (iv) contribuir para sua perenidade, sendo que os princípios básicos inerentes a esta prática são a transparência, a equidade, a prestação de contas e a responsabilidade corporativa. Dentre as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em seu tal código, nós adotamos as seguintes:

- emissão exclusiva de ações ordinárias;
- política “uma ação igual a um voto”;
- contratação de empresa de auditoria independente para a análise de balanços e demonstrativos financeiros;
- estatuto social claro quanto à (i) forma de convocação das assembleias gerais; (ii) competências do conselho de administração e da diretoria; (iii) sistema de votação, eleição, destituição e mandato dos membros do conselho de administração e da diretoria;
- transparência na divulgação dos relatórios anuais da Administração;
- convocações de assembleias gerais e documentação pertinente disponíveis desde a data da primeira convocação, com detalhamento das matérias da ordem do dia, sem a inclusão da rubrica “outros assuntos” e sempre visando a realização de assembleias em horários e locais que permitam a presença do maior número possível de acionistas;
- fazer constar votos dissidentes nas atas de assembleias ou reuniões, quando solicitado;
- vedação ao uso de informações privilegiadas e existência de política de divulgação de informações relevantes;
- previsão estatutária de arbitragem como forma de solução de eventuais conflitos entre acionistas e Companhia;

Práticas diferenciadas de governança corporativa

- dispersão de ações (*free float*), visando a liquidez dos títulos;
- existência de um comitê de auditoria;
- conselheiros com experiência em questões operacionais e financeiras e experiência em participação em outros conselhos de administração; e
- disponibilidade de acesso aos termos do acordo de acionistas a todos os nossos demais acionistas.

Segmentos Especiais de Negociação da Bovespa

A BOVESPA possui quatro níveis diferentes de práticas de governança corporativa: Bovespa Mais, Nível 1, Nível 2, e Novo Mercado. Eles diferenciam-se pelo grau das exigências destas práticas. O Novo Mercado é o mais rigoroso deles, exigindo alto nível de adoção de práticas de governança corporativa pela sociedade.

Em 19 de maio de 2008, celebramos com a BOVESPA o Contrato de Participação no Novo Mercado, que entrará em vigor a partir da data de publicação do Anúncio de Início, por meio do qual nós, os membros de nossa Administração e o Acionista Controlador nos comprometemos a observar todas as exigências relativas às práticas de governança corporativa diferenciadas, estabelecidas pela BOVESPA, com o objetivo de atender aos requisitos necessários para a listagem das nossas Ações no Novo Mercado.

Dentre as práticas de governança corporativa impostas pelo Regulamento do Novo Mercado, destacamos as seguintes:

Capital Social Composto Exclusivamente por Ações Ordinárias

O Regulamento de Novo Mercado estabelece as companhias deverão ter o seu capital social dividido exclusivamente em ações ordinárias.

Até a data deste Prospecto Preliminar, além das ações ordinárias, possuiremos, também, ações preferenciais classe “A” e preferenciais classe “B”, contudo, em decorrência da realização da presente Oferta, até a publicação do Anúncio de Início, todas as ações preferenciais Classe “A” e ações preferenciais classe “B” de nossa emissão serão convertidas em ações ordinárias. Adicionalmente, de acordo com nosso Estatuto Social, que entrará em vigor na data de publicação do Anúncio de Início, estamos impedidos de emitir ações preferenciais. Para detalhes, ver a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Capital Social”.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração de companhias autorizadas a terem suas ações negociadas no Novo Mercado deve ser composto por no mínimo cinco membros, dos quais, no mínimo, 20% deverão ser Conselheiros Independentes.

A fim de tomar posse em seus respectivos cargos, todos os membros do Conselho de Administração e da diretoria deverão, necessariamente, subscrever um Termo de Anuência dos Administradores previsto no Regulamento do Novo Mercado. Por meio do referido termo de anuência, nossos conselheiros se responsabilizam, pessoalmente, a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento do Novo Mercado.

De acordo com o nosso Estatuto Social, que entrará em vigor com a publicação do Anúncio de Início, o nosso Conselho de Administração deve ter, no mínimo, 5 (cinco), e no máximo 11 (onze) membros. Os conselheiros são eleitos em Assembleia Geral, com mandato unificado de um ano, podendo ser reeleitos e destituídos a qualquer momento por nossos acionistas reunidos em assembleia geral.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é um órgão independente da administração e da auditoria externa cuja principal responsabilidade é a de fiscalizar os atos dos administradores e analisar nossas demonstrações financeiras, relatando suas observações aos nossos acionistas.

A fim de tomar posse em seus respectivos cargos, todos os membros eleitos para compor o Conselho Fiscal deverão, necessariamente, subscrever um Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal, previsto no Regulamento do Novo Mercado. Por meio do referido termo de anuência, nossos conselheiros se responsabilizam, pessoalmente, a agir em conformidade com o Contrato de Participação no Novo Mercado, com o Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e com o Regulamento do Novo Mercado.

O nosso Conselho Fiscal é de funcionamento não permanente, mas pode ser instalado em qualquer exercício social caso haja requisição por parte de acionistas (para detalhes, ver a seção “Administração – Conselho Fiscal”). Atualmente, não possuímos um Conselho Fiscal instalado.

Dispersão Acionária em Distribuição Pública

Estipula o Regulamento do Novo Mercado que em toda e qualquer distribuição pública de ações, a companhia deverá envidar melhores esforços com o fim de alcançar dispersão acionária, com adoção de procedimentos especiais, como, por exemplo, a garantia de acesso a todos os investidores interessados ou a distribuição a pessoas físicas ou investidores não institucionais de, no mínimo, 10% do total a ser distribuído.

Percentual Mínimo de Ações em Circulação Após Aumento de Capital

O Regulamento do Novo Mercado estabelece que na ocorrência de um aumento de capital que não tenha sido integralmente subscrito por quem tinha direito de preferência ou que não tenha contado com número suficiente de interessados na respectiva distribuição pública, a subscrição total ou parcial de tal aumento de capital pelo acionista controlador obrigá-lo-á a tomar as medidas necessárias para recompor o percentual mínimo de ações em circulação, de 25% das ações do nosso capital social, nos 6 meses subseqüentes à homologação da subscrição.

Alienação do Controle

Estipula o Regulamento do Novo Mercado que a alienação do controle da companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente obrigue-se a efetivar uma oferta pública de aquisição de ações aos outros acionistas da companhia, observando as condições e prazos vigentes na legislação e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, devendo ser entregue à BOVESPA declaração contendo o preço e demais condições da operação de alienação de controle da companhia.

Esta oferta ainda será exigida quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, em que venha resultar na alienação do controle da companhia, e 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 BOVESPA o valor atribuído à companhia nessa alienação e anexar documentos que comprovem esse valor.

Práticas diferenciadas de governança corporativa

Segundo o Regulamento do Novo Mercado, aquele que já detiver ações da companhia e que venha a adquirir o poder de controle da companhia, em razão de contrato particular de compra e venda de ações, celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, deverá efetivar oferta nos moldes acima descritos, e ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos seis meses anteriores à data da alienação de controle, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações da companhia neste período, devidamente atualizado.

O comprador deve ainda, quando necessário, tomar as medidas necessárias para recompor o percentual mínimo de ações em circulação, de 25% do total de ações do capital social, dentro dos seis meses subsequentes à aquisição do controle. Para detalhes, ver a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Alienação de Controle”.

Negociações de Valores Mobiliários e seus Derivados por Acionistas Controladores

O acionista controlador fica obrigado a comunicar à BOVESPA, imediatamente após a aquisição do poder de controle, a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da companhia e dos quais sejam titulares, direta ou indiretamente, inclusive seus derivativos.

Ainda segundo as regras do Novo Mercado, qualquer negociação efetuada com esses valores mobiliários deverá ser comunicada à BOVESPA no prazo de 10 dias após o término do mês em que se verificar a negociação. Para detalhes, ver a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Restrições à Realização de Determinadas Operações por Acionistas Controladores, Conselheiros e Diretores”.

Cancelamento de Registro da Companhia

Conforme as regras do Novo Mercado, o cancelamento do registro de companhia aberta exigirá a elaboração de laudo de avaliação pelo valor econômico das ações da companhia, elaborado por empresa especializada, independente quanto ao poder de decisão da companhia, seus administradores e/ou seu acionista controlador e satisfazendo os requisitos da lei. Esta empresa especializada será escolhida em Assembléia Geral, tendo seus custos suportados pelo ofertante.

O valor econômico das ações, apontados no laudo de avaliação, será o preço mínimo a ser ofertado na Oferta de aquisição de ações para o cancelamento do registro de companhia aberta. No demais, o procedimento para o cancelamento do registro de companhia aberta deve seguir os procedimentos e demais exigências estabelecidas pela legislação vigente e pelas normas editadas pela CVM, respeitados os preceitos contidos no Regulamento do Novo Mercado. Para detalhes, ver a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Cancelamento de Registro de Companhia Aberta”.

Saída do Novo Mercado

É permitido à companhia sair a qualquer tempo do Novo Mercado, desde que a saída seja aprovada em assembléia geral, e comunicada à BOVESPA por escrito com antecedência de 30 dias. Esta saída não implica a perda da condição de companhia aberta registrada na BOVESPA. Para detalhes, ver seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Saída do Novo Mercado”.

Quando a saída do Novo Mercado ocorrer (i) para que as ações passem a ter registro de negociação fora do Novo Mercado, ou (ii) em razão da reorganização societária da qual as ações da companhia resultante não sejam admitidas para negociação no Novo Mercado, o acionista controlador da companhia deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da companhia, no mínimo, pelo valor econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado de acordo com os requisitos previstos acima.

Práticas diferenciadas de governança corporativa

Caso o controle da companhia seja alienado nos 12 meses subsequentes à saída do Novo Mercado, o acionista controlador alienante e o adquirente do controle deverão, conjunta e solidariamente, oferecer aos demais acionistas a aquisição de suas ações, nas mesmas condições e pelo mesmo preço e condições obtidas pelo acionista controlador alienante na alienação de suas próprias ações, devidamente atualizado. Ademais, se o preço obtido pelo acionista controlador alienante na alienação de suas próprias ações for superior ao valor da oferta de saída realizada, o acionista controlador alienante e o adquirente ficarão, conjunta e solidariamente, obrigados a pagar a diferença de valor apurado aos aceitantes da respectiva oferta.

Após a saída do Novo Mercado, os valores mobiliários da companhia não poderão retornar a ser listados no Novo Mercado por um período mínimo de 2 anos contados da data em que tiver sido formalizado o desligamento, salvo se a companhia tiver o seu controle acionário alienado após a formalização de sua saída do Novo Mercado.

Política de Divulgação de Informações ao Mercado

Conforme a Instrução CVM nº 358, as companhias abertas devem possuir uma Política de Divulgação de Informações do Mercado, que consiste na divulgação de informações relevantes e na manutenção de sigilo acerca destas informações que ainda não tenham sido divulgadas ao público.

Informação relevante consiste em qualquer decisão de acionista controlador, deliberação de 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 negócios da companhia, que possa influir de modo ponderável (i) na cotação dos valores mobiliários; (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter os valores mobiliários; ou (iii) na determinação de os investidores exercerem quaisquer direitos inerentes à condição de titulares de valores mobiliários.

É de responsabilidade do Diretor de Relações com Investidores divulgar e comunicar à CVM e às Bolsas de Valores, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da companhia que seja considerado informação relevante, bem como zelar pela ampla e imediata disseminação da informação relevante nas bolsas de valores e ao público em geral (através de anúncio publicado no jornal, entre outros).

Todas as pessoas vinculadas (os acionistas controladores da companhia, seus diretores, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer outros órgãos com funções técnicas ou consultivas criados por disposição estatutária, gerentes e funcionários da companhia que tenham acesso freqüente a informações relevantes e outros que a companhia considere necessário ou conveniente) deverão assinar termo de adesão à Política de Divulgação de Informações ao Mercado, e guardar sigilo sobre as informações ainda não divulgadas, sob pena de indenizar a companhia e as demais pessoas vinculadas dos prejuízos que venham a ocorrer.

Cláusula Compromissória

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, a companhia, seus acionistas, Administradores e os membros do conselho fiscal obrigam-se a resolver por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no estatuto social da Companhia, nas normas editadas pelo CMN, pelo Banco Central e pela CVM, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Contrato de Participação no Novo Mercado e do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado.

Informações Periódicas

Demonstrações de Fluxos de Caixa

O Regulamento do Novo Mercado determina que as demonstrações financeiras da companhia e as demonstrações consolidadas a serem elaboradas ao término de cada trimestre e de cada exercício social, devem incluir as demonstrações dos fluxos de caixa da companhia e consolidado, as quais devem incluir, no mínimo, as alterações ocorridas no saldo de caixa e equivalentes de caixa, segregadas em fluxos das operações, dos financiamentos e dos investimentos. Para detalhes, ver seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Divulgação de Informações Eventuais e Periódicas”.

Demonstrações Financeiras Elaboradas de Acordo com Padrões Internacionais

Estabelece o Regulamento do Novo Mercado que após o encerramento de cada exercício social a companhia deverá elaborar (i) demonstrações financeiras ou demonstrações consolidadas, quando aplicável, de acordo com os padrões internacionais US GAAP ou IFRS, em reais ou em dólares americanos, as quais deverão ser divulgadas na íntegra, no idioma inglês. Devem ainda ser acompanhadas do relatório de administração, de notas explicativas, que informem inclusive o lucro líquido e o patrimônio líquido apurados ao final do exercício social segundo os princípios contábeis brasileiros e a proposta de destinação do resultado, e do parecer dos auditores independentes; ou (ii) divulgar, no idioma inglês, a íntegra das demonstrações financeiras, relatório da administração e notas explicativas que demonstra a conciliação do resultado do exercício e do patrimônio líquido apurados segundo os critérios contábeis brasileiros e segundo os padrões internacionais US GAAP ou IFRS, conforme o caso, evidenciando as principais diferenças entre os critérios contábeis, e do parecer dos auditores independentes (registrados na CVM e com experiência comprovada no exame de demonstrações financeiras elaboradas de acordo com os padrões internacionais US GAAP ou IFRS). Para detalhes, ver a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Divulgação de Informações Eventuais e Periódicas”.

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado a divulgação dessa informação deve ocorrer a partir da divulgação das demonstrações financeiras referentes ao segundo exercício após a obtenção, pela companhia, de autorização para negociação de ações de emissão da companhia no Novo Mercado.

Informações Trimestrais em Inglês ou elaboradas de Acordo com os Padrões Internacionais

A companhia deverá apresentar a íntegra das Informações Trimestrais traduzida para o idioma inglês ou, então, apresentar demonstrações financeiras ou demonstrações consolidadas, quando aplicável, de acordo com os padrões internacionais US GAAP ou IFRS. Para detalhes, ver “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Informações Trimestrais”.

Esta apresentação de Informações deverá ser acompanhada de Parecer ou de Relatório de Revisão Especial dos Auditores Independentes e deverá ocorrer a partir da divulgação da primeira demonstração financeira elaborada de acordo com padrões internacionais US GAAP ou IFRS.

Práticas diferenciadas de governança corporativa

Requisitos Adicionais para as Informações Trimestrais – ITR

O Regulamento do Novo Mercado estipula algumas informações complementares que deverão constar do ITR. São elas: (i) o balanço patrimonial consolidado, a demonstração do resultado consolidado e o comentário de desempenho consolidado, quando a companhia estiver obrigada a apresentar demonstrações consolidadas ao final do exercício social; (ii) a posição acionária de todo acionista que detiver mais de 5% do capital social da companhia, direta ou indiretamente, até o nível da pessoa física; (iii) a quantidade e as características dos valores mobiliários de emissão da companhia de que sejam titulares, direta ou indiretamente, os grupos de acionista controlador, administradores e membros do conselho fiscal; (iv) a evolução da participação das pessoas mencionadas no item iii, em relação aos respectivos valores mobiliários, nos doze meses imediatamente anteriores; (v) a demonstração dos fluxos de caixa acima mencionada; (vi) a quantidade de ações em circulação e sua porcentagem em relação ao total de ações emitidas; e (vii) a existência e a vinculação à Cláusula Compromissória.

Requisitos Adicionais para as Informações Anuais – IAN

O Regulamento do Novo Mercado determina que os itens (iii), (iv), e (vii) do tópico “Requisitos Adicionais para as Informações Trimestrais” acima sejam incluídos nas no quadro “Outras Informações que a Companhia entenda Relevantes” do IAN. Para detalhes, ver a seção “Descrição do Capital Social e Outras Informações – Informações Trimestrais”.

Reunião Pública com Analistas

A companhia autorizada a negociar seus valores mobiliários no Novo Mercado deverá, pelo menos uma vez ao ano, realizar reunião pública com analistas e quaisquer outros interessados, para divulgar informações quanto à sua respectiva situação econômico-financeira, projetos e perspectivas.

Calendário Anual

De acordo com o Regulamento do Novo Mercado, a Companhia deve enviar à BOVESPA e divulgar, até o fim de janeiro de cada ano, um calendário anual, informando sobre eventos corporativos programados, contendo informações sobre a Companhia, o evento, data e hora de sua realização, a publicação e o envio do documento tratado no evento à BOVESPA.

Contratos com o Mesmo Grupo

O Regulamento do Novo Mercado exige que a Companhia envie à BOVESPA e divulgue informações de todo qualquer contrato celebrado entre a Companhia e suas controladas e coligadas, seus administradores, seu acionista controlador, e, ainda, entre a Companhia e sociedades controladas e coligadas dos administradores e do acionista controlador, assim como com outras sociedades que com qualquer dessas pessoas integre um mesmo grupo de fato ou direito, sempre que for atingido, num único contrato ou em contratos sucessivos, com ou sem o mesmo fim, em qualquer período de um ano, valor igual ou superior a R\$200 mil, ou valor igual ou superior a 1% sobre o patrimônio líquido da Companhia, considerando o maior.

Essas informações divulgadas deverão discriminar o objeto do contrato, o prazo, o valor, as condições de rescisão ou de término e a eventual influência do contrato sobre a administração ou a condução dos negócios da Companhia. Para informações adicionais, veja a seção “Operações com Partes Relacionadas”, na página 193 deste Prospecto.

3. Anexos

Estudo de Viabilidade e respectiva tradução

Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto

Estatuto Social e Ata de Assembleia Geral Extraordinária realizada em

23 de maio de 2008, que alterou o Estatuto Social

Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em

26 de maio de 2008, que aprovou as condições da Oferta

Minuta da Ata da Assembleia Geral Extraordinária da Companhia, a ser realizada
para aprovação do Preço por Ação

Formulário de Informações Anuais – IAN (somente as informações não incluídas
neste Prospecto)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Estudo de Viabilidade e respectiva tradução

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

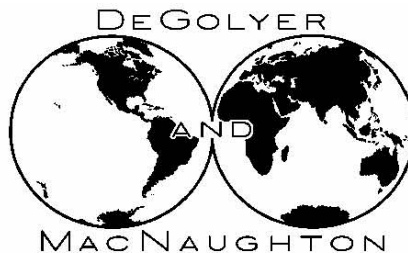
5001 SPRING VALLEY ROAD

SUITE 800 EAST

DALLAS, TEXAS 75244

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

Each file contained herein is intended to be a manifestation of certain data in the subject report and as such is subject to the definitions, qualifications, explanations, conclusions, and other conditions thereof. The information and data contained in each file may be subject to misinterpretation; therefore, the signed and bound copy of this report should be considered the only authoritative source of such information.



DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

APPRAISAL REPORT
as of
MARCH 31, 2008
on the
PROSPECTIVE RESOURCES
attributable to
CERTAIN PROSPECTS
owned by
OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL

TABLE of CONTENTS

	<u>Page</u>
FOREWORD	232
Scope of Investigation.....	232
Authority.....	235
Source of Information	235
GEOLOGY	236
Campos Basin.....	236
C-01	237
C-02	237
C-03	237
C-04	238
C-05	238
C-06	238
C-07	238
C-08	239
C-09	239
C-10	239
C-11	239
C-12	240
C-13	240
C-14	240
C-15	240
C-16	241
C-17	241
C-18	241
C-19	241
C-20	242
C-21	242
C-22	242
C-23	242
C-24	243
Espirito Santo Basin.....	243
ES-01	244
ES-02	244
ES-03	244
ES-04	245
ES-05	245
ES-06	245
ES-07	246
Santos Basin.....	246
S-01	247
S-02	247
S-03	247
S-04	247
S-05	248
S-06	248
S-10	248
S-09	248
S-11	249
S-12	249

TABLE of CONTENTS – (Continued)

	Page
S-14	249
S-13	249
S-15	250
S-08	250
S-07	250
Pará-Maranhão Basin	250
Pama-01	251
Pama-02	251
Pama-03	251
Pama-04	252
Pama-05	252
DEFINITION of PROSPECTIVE RESOURCES	253
ESTIMATION of RESOURCES	258
Quantitative Risk Assessment and the Application of P_g	258
Application of P_e	260
VALUATION of RESOURCES	261
Potential Accumulations:	263
Plans of Development	263
SUMMARY and CONCLUSIONS	266
Professional Qualifications	269
GLOSSARY of PROBABILISTIC TERMS	
TABLES	
Table P1 – Prospect Portfolio Summary	
Tables 1a/1b – Estimate of the Gross Prospective Oil Resources	
Tables 2a/2b – Estimate of the Gross Prospective Gas Resources	
Tables 3a/3b – Estimate of the Gross Prospective Oil Resources, Truncated TEFS-Adjusted	
Tables 4a/4b – Estimate of the Gross Prospective Oil Resources, Truncated TEFS-Adjusted	
Table 5 – Potential Present Worth at 10 Percent, Net Prospective Resources	
Table 6 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: ES – Project I – Oil and Gas	
Table 7 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: ES – Project II – Oil and Gas	
Table 8 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Pama – Project I – Oil	
Table 9 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Pama – Project II – Oil	
Table 10 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Pama – Project III – Oil	
Table 11 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Pama – Project IV – Oil	
Table 12 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project I – Gas	
Table 13 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project II – Gas	
Table 14 – Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project III – Gas	

TABLE of CONTENTS – (Continued)**TABLES – (Continued)**

Table 15	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project IV – Gas
Table 16	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project V – Gas
Table 17	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project VI – Oil and Gas
Table 18	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project – VII – Oil
Table 19	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project – VIII – Oil
Table 20	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project IX – Oil
Table 21	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project X – Oil
Table 22	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Santos – Project XI – Oil
Table 23	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Campos – Project I – Oil
Table 24	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs Campos – Project II – Oil
Table 25	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Campos – Project III – Oil
Table 26	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Campos – Project IV – Oil
Table 27	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Campos – Project V – Oil
Table 28	– Potential Mean Quantities, Expenses, and Costs: Campos – Project VI – Oil
Table 29	– Potential Development Plan Summary
Table 30	– Project Area Summary

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

APPRAISAL REPORT
as of
MARCH 31, 2008
on the
PROSPECTIVE RESOURCES
attributable to
CERTAIN PROSPECTS
owned by
OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
in
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL

FOREWORD

Scope of Investigation

This appraisal presents estimates, as of March 31, 2008, of the prospective petroleum resources of 51 prospects located in 21 license blocks in 4 basins (Santos, Campos, Espirito Santo, and Pará-Maranhão) of Brazil. This appraisal is being prepared on behalf of Petróleo e Gás Participações S.A. OGX. OGX Petróleo e Gás Participações S.A. holds 99.9 percent of the capital stock of OGX Petróleo e Gás Ltda (together with OGX Petróleo e Gás Participações S.A., hereinafter referred as “OGX”), which currently owns various interests in these prospects under the terms of the exploration licenses issued. OGX also has an exploration license for a 22nd license block, which does not currently have a drillable prospect present within the block boundary.

OGX has represented that upon completion of the primary term of any current exploration phase of its concession agreements, which lasts from 3 to 6 years from the date of the concession agreement, it intends to secure an extension of the license for the development and production phase, which may last up to 27 years (with extension permitted upon approval of the National Petroleum Agency in Brazil (ANP)). OGX intends to proceed with

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

The prospective resources estimates presented in this appraisal have been prepared in accordance with the Petroleum Resources Management System (PRMS) approved in March 2007 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, and the Society of Petroleum Evaluation Engineers. These prospective resources definitions are discussed in detail in the Definition of Prospective Resources section of this appraisal.

The prospective resource quantities in this appraisal are expressed as gross prospective resources. Gross prospective resources are defined as the total estimated petroleum that is potentially recoverable after March 31, 2008. The prospects are located in 21 license blocks in 4 basins (Santos, Campos, Espirito Santo, and Pará-Maranhão) offshore Brazil.

The prospective resources estimated herein are those quantities of petroleum that are potentially recoverable from accumulations yet to be discovered. Because of the uncertainty of commerciality and the lack of sufficient exploration drilling, the prospective resources estimated herein cannot be classified as contingent resources or reserves. The prospective resources estimates in this appraisal are not provided as a means of comparison to contingent resources or reserves. Tables 1 through 32 and Table P1 summarize the estimated prospective resources for 51 prospects, as of March 31, 2008.

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

The potential values of the prospective resources estimated herein are expressed in terms of potential present worth.

Potential present worth is defined as potential future net revenue discounted at a specified arbitrary discount rate compounded monthly over the expected period of realization. Potential future net revenue is that revenue that might be derived from the sale of the total estimated prospective resources recoverable after March 31, 2008. In this appraisal, potential present worth values were estimated using a discount rate of 10 percent. Values of potential present worth at 10 percent have been estimated by scenario based on deterministic and probabilistic economic modeling, field analogy, statistical analyses, and regional experience. A potential present worth per prospective resources quantity methodology was utilized to develop a potential present worth estimate for the prospective resources probabilistically modeled. This methodology is discussed in more detail in the Valuation of Resources section of this appraisal.

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

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

Estimates of prospective resources should be regarded only as estimates that may change as additional information becomes available. Not only are such prospective resources estimates based on that information which is currently available, but such estimates are also subject to the uncertainties inherent in the application of judgmental factors in interpreting such information. Prospective resources quantities estimates should not be confused with those quantities that are associated with contingent resources or reserves due to the

additional risks involved. The quantities that might actually be recovered should they be discovered and developed may differ significantly from the estimates presented herein.

Authority

This appraisal was authorized by Marcelo Torres, Chief Financial Officer, OGX.

Source of Information

In the preparation of this appraisal we have relied, without independent verification, upon information, including maps and available seismic data, furnished by or on behalf of OGX with respect to the property interests to be evaluated, subsurface data as they pertain to the target objectives and prospects, and various other information and technical data that were accepted as represented. This appraisal was based on data available as of March 31, 2008.

GEOLOGY

OGX plans on drilling 24 exploration wells in the Campos Basin, 15 exploration wells in the Santos Basin, 7 exploration wells in the Espirito Santo, and 5 exploration wells in the Pará-Maranhão Basin. Well cost estimates for the dry holes and a completed wells are summarized in Table P1. Total gross exploration costs are estimated to vary between U.S.\$1.61 billion (all dry holes) and U.S.\$1.69 billion dollars (all completed wells) to technically evaluate the prospect portfolio.

OGX represented that it intends to (i) acquire new three-dimensional (3-D) seismic data for its blocks in the Campos, Espirito Santo, and Pará-Maranhão basins and (ii) reprocess its existing 3-D seismic data in the Santos Basin. The objective of the 3-D seismic data is for geologic risk assessment and exploratory well location optimization. Gross seismic costs are summarized in Table P1. Total mean gross seismic expenditures are estimated to be U.S.\$131 million for the initial exploration phase associated with the 51 prospects in the current portfolio.

Campos Basin

The Campos basin is the most prolific basin in Brazil. The Campos basin is responsible for over 75 percent of the country's current production. The first hydrocarbon field was discovered in 1974. More than 75 oil and gas fields have been discovered in many different reservoirs of varying ages (Mesozoic through Cenozoic), including subsalt reservoirs, coquinas, shallow marine sandstones, fractured basalts, Albian limestones, dolomites, and Albian-Cenomanian, Upper Cretaceous and Tertiary turbidite sandstones.

Oil discovered in the Campos basin is related to the hydrocarbon generation potential of the Barremian subsalt source rocks, which can have total hydrocarbon content (TOC) as high as 9 percent. Several reservoirs are thought to be from the rift phase of the basin evolution (lacustrine limestones, whereas some accumulations are found as clastic stratigraphic traps of the Cretaceous and Tertiary sequences. Migration pathways in the Campos basin are interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia Formation source rocks to the reservoirs by way of listric normal faults, unconformity surfaces, paleo-canyon walls, discontinuities, and paths associated with salt (salt diapirs and salt windows).

All the prospects described below are located in the petroleum system of the Campos basin where direct field analogs are used as an exploration model: Polvo (Albian), Peregrino (Tertiary and Cretaceous), Maromba (Tertiary, Aptian, and Upper Cretaceous), Enchova and the Marlim Complex (Tertiary), Espadarte and Jubarte (Upper Cretaceous), Pampo (Albian), Bicudo (Albian), Linguado and Tupi (Aptian-Barremian subsalt), and Papa-Terra (Upper Cretaceous). The Tertiary, Upper Cretaceous, Albian, and Aptian-Barremian-age reservoirs typically display a range of oil gravity in degrees API ($^{\circ}\text{API}$) as follows: 14 to 20, 18 to 23, 18 to 25, and 28 to 38 $^{\circ}\text{API}$, respectively.

C-01

The C-01 oil prospect is a stratigraphic trap near Polvo field. The target reservoir is the Upper Cretaceous Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-02

The C-02 oil prospect is a four-way structural closure trap near Polvo field. The target reservoir is the Paleocene-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-03

The C-03 oil prospect is a stratigraphic trap. The trapping configuration is onlapping clastics in a submarine canyon intrachannel. The target reservoir is the Paleocene-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-04

The C-04 oil prospect is a stratigraphic trap near Polvo field, identified by a seismic amplitude anomaly. The target reservoir is the Eocene-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-05

The C-05 oil prospect is a structural trap near Polvo field. The target reservoir is the Albian-age dolomite, calcarenites, and calcirudites of the Macae Formation. These reservoirs are sealed by overlying shales, marls, and calcilutites of the Macae Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-06

The C-06 oil prospect is a combination structural-stratigraphic trap. The target reservoir is Oligocene-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-07

The C-07 oil prospect is a combination structural-stratigraphic trap identified by a seismic amplitude anomaly. The target reservoir is the Paleocene-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-08

The C-08 oil prospect is a faulted three-way closure structural trap. The target reservoir is the lower Albian-age Macae Formation. These dolomites are sealed by calcilutites, marls, and shales of the Outeiro Member. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-09

The C-09 oil prospect is a faulted three-way closure structural trap. The target reservoir is the lower Albian-age Macae Formation. These calcarenites are sealed by calcilutites, marls, and shales of the Outeiro Member. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-10

The C-10 oil prospect is a structural trap. The target reservoir is the Lower Albian age Macae Formation. These calcarenites are sealed by calcilutites, marls and shales of the Outeiro Member. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-11

The C-11 oil prospect is a faulted three-way closure structural trap. The target reservoir is the Upper Cretaceous-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-12

The C-12 oil prospect is a faulted three-way closure structural trap. The target reservoir is the lower Albian-age Macae Formation. These calcarenites are sealed by calcilutites, marls, and shales of the Outeiro Member. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-13

The C-13 oil prospect is a stratigraphic trap associated with an amplitude anomaly beneath extrusive volcanic rocks. The target reservoirs are the Paleocene to Upper Cretaceous clastics. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-14

The C-14 oil prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the Eocene. This onlapping parasequence of sandstones is sealed by deepwater shales and siltstones, as well as by extrusive volcanic rocks. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-15

The C-15 oil prospect is a faulted three-way closure structural trap. The target reservoir is the Eocene. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-16

The C-16 oil prospect is a faulted three-way closure structural trap. The target reservoir is the Eocene. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-17

The C-17 oil prospect is a stratigraphic trap associated with an amplitude anomaly beneath extrusive volcanic rocks. The target reservoir is the Upper Cretaceous-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-18

The C-18 oil prospect is a stratigraphic trap associated with an amplitude anomaly on a structural nose. The target reservoir is the Paleocene Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-19

The C-19 oil prospect is a combination structural-stratigraphic trap. The target reservoir is the Barremian/Aptian – Lagoa Feia Formation. These coquina and algal carbonates of the Lagoa Feia are sealed by Lagoa Feia anhydrites and calciludites. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent. The prospect has the Pampo field as an analog.

C-20

The C-20 oil prospect is a combination structural-stratigraphic trap. The target reservoir is the Barremian/Aptian – Lagoa Feia Formation. These coquina and algal carbonates of the Lagoa Feia are sealed by Lagoa Feia anhydrites and calciludites. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent. The prospect has the Pampo field as an analog.

C-21

The C-21 oil prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the Eocene and the Upper Cretaceous Carapebus Formation sandstones. These sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones, as well as by extrusive volcanic rocks. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-22

The C-22 oil prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the Eocene-age Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones, as well as by extrusive volcanic rocks. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-23

The C-23 oil prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the Paleocene. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones, as well as by extrusive volcanic rocks. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

C-24

The C-24 oil prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the Upper Cretaceous Carapebus Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones, as well as by extrusive volcanic rocks. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Lagoa Feia along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian-age Lagoa Feia lacustrine shales and marls, which can have TOC values as high as 9 percent.

Espirito Santo Basin

Onshore exploratory activity in the Espirito Santo basin started in the late 1950s. Offshore exploration began in the late 1960s. Deepwater exploration in the basin began in 2001. Several light oil and natural gas discoveries have been made. The basin displays potential with a diverse set of exploration opportunities and exploration models.

The source rocks of the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales have TOC values up to 2 percent. The basal portion of the Urucutuca Formation (marine shales) can have TOC values up to 4 percent. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows, and then through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include a path through the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the potential reservoirs.

The Tertiary prospects described below are analogous to the existing Peroá and Cangoá gas fields. The Upper Cretaceous prospects described below are analogous to the Golfinho oil field.

All the prospects described below are located in the petroleum system of the Espirito Santo basin where direct producing field analogs are used as an exploration model: Peroa (Tertiary), Cangoa (Tertiary), and Golfinho (Upper Cretaceous). The Upper Cretaceous reservoirs typically display a range of oil gravity ranging between 28 and 43 °API. The Tertiary reservoirs are typically gas bearing.

ES-01

The ES-01 oil prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the Upper Cretaceous turbidite sandstones of the Urucutuca Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones of the Urucutuca Formation. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the Turonian Urucutuca Formation. The source rocks are the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales with TOC values up to 2 percent, and the basal portion of the Urucutuca Formation with marine shales, which can have TOC values up to 4 percent.

ES-02

The ES-02 oil prospect is a structural trap (dip closure). The target reservoir is the Upper Cretaceous turbidite sandstones of the Urucutuca Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones of the Urucutuca Formation. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the Turonian Urucutuca Formation. The source rocks are the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales with TOC values up to 2 percent, and the basal portion of the Urucutuca Formation with marine shales, which can have TOC values up to 4 percent.

ES-03

The ES-03 oil prospect is a combination trap (faulted three-way closure and stratigraphic). The target reservoir is the Upper Cretaceous/Paleocene turbidite sandstones of the Urucutuca Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones of the Urucutuca Formation. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the Turonian Urucutuca Formation. The source rocks are the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales with

TOC values up to 2 percent, and the basal portion of the Urucutuca Formation with marine shales, which can have TOC values up to 4 percent.

ES-04

The ES-04 oil prospect is a structural dip closure trap. The target reservoir is the Upper Cretaceous turbidite sandstones of the Urucutuca Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones of the Urucutuca Formation. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the Turonian Urucutuca Formation. The source rocks are the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales with TOC values up to 2 percent, and the basal portion of the Urucutuca Formation with marine shales, which can have TOC values up to 4 percent.

ES-05

The ES-05 oil prospect is a structural trap (dip closure). The target reservoir is the Upper Paleocene turbidite sandstones of the Urucutuca Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones of the Urucutuca Formation. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the Turonian Urucutuca Formation. The source rocks are the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales with TOC values up to 2 percent, and the basal portion of the Urucutuca Formation with marine shales, which can have TOC values up to 4 percent.

ES-06

The ES-06 gas prospect is a combination trap. The target reservoirs are the Upper Paleocene and Upper Cretaceous. The ES-06 prospect is a structural dip closure trap for the Upper Cretaceous turbidite sandstones, and a stratigraphic trap in the upper Paleocene turbidite sandstones of the Urucutuca Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones of the Urucutuca Formation. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal

faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the Turonian Urucutuca Formation. The source rocks are the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales with TOC values up to 2 percent, and the basal portion of the Urucutuca Formation with marine shales, which can have TOC values up to 4 percent.

ES-07

The ES-07 gas prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the upper Paleocene turbidite sandstones of the Urucutuca Formation. These turbidite sandstones are sealed by deepwater shales and siltstones of the Urucutuca Formation. A primary migration pathway is interpreted to be from the Barremian Mariricu Formation, through listric normal faults, rift margin faults, unconformity surfaces, and salt windows through the Senonian Urucutuca Formation. Additional pathways may include the basal Urucutuca Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, and salt walls to the Turonian Urucutuca Formation. The source rocks are the subsalt Barremian Mariricu Formation lacustrine shales with TOC values up to 2 percent, and the basal portion of the Urucutuca Formation with marine shales, which can have TOC values up to 4 percent.

Santos Basin

The shallow Mexilhão gas field and the subsalt Tupi/Carioca oil discovery are two recent exploration successes in the Santos Basin. These discoveries have confirmed two new exploration models for the basin.

The petroleum system in the basin is diverse. The Guaratiba Formation is the main source for hydrocarbons, and the Albian-Turonian marine rocks represent another potential source of TOC. The karsted stromatolitic algal carbonate reservoirs (Guaratiba) have been recently shown to be a potential objective due to observed well developed reservoir properties. The Albian clastic and carbonate reservoirs, and the Upper Cretaceous/ Tertiary clastic reservoirs are also potential objectives.

All the prospects described below are located in the petroleum system of the Santos basin where direct producing field analogs are used as an exploration model: Mexilhão (Upper Cretaceous), Uruguá

(Upper Cretaceous), Pirapitanga (Albian), and Tupi (Aptian-Barremian subsalt). The subsalt reservoirs typically demonstrate a gravity range between 38 and 45 °API. The Albian and most of Upper Cretaceous objectives are typically gas bearing.

S-01

The S-01 oil prospect is a four-way dip structural trap. The target reservoir is the subsalt Guaratiba Formation. The potential objective is a karsted stromatolitic algal carbonate. This dolomite reservoir is sealed by salt of the Ariri Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation via faults and unconformity surfaces. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian Guaratiba lacustrine shales and marls.

S-02

The S-02 oil prospect is a combination trap. The target reservoir is the subsalt Guaratiba Formation. The potential objective is a karsted stromatolitic algal carbonate. This dolomite reservoir is sealed by salt of the Ariri Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation via faults and unconformity surfaces. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian Guaratiba lacustrine shales and marls.

S-03

The S-03 oil prospect is a combination trap. The target reservoir is the subsalt Guaratiba Formation. The potential objective is a karsted stromatolitic algal carbonate. This dolomite reservoir is sealed by salt of the Ariri Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation via faults and unconformity surfaces. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian Guaratiba lacustrine shales and marls.

S-04

The S-04 oil prospect is a structural trap. The target reservoir is the subsalt Guaratiba Formation. The potential objective is a karsted stromatolitic algal carbonate. This dolomite reservoir is sealed by salt of the Ariri Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation via faults and unconformity surfaces. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian Guaratiba lacustrine shales and marls.

S-05

The S-05 oil prospect is a combination trap. The target reservoir is the subsalt Guaratiba Formation. This dolomite reservoir is sealed by salt of the Ariri Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation via faults and unconformity surfaces. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian Guaratiba lacustrine shales and marls.

S-06

The S-06 oil prospect is a combination trap. The target reservoirs are the (1) subsalt Guaratiba Formation, (2) Albian Oolite of the Guarujá Formation, and (3) Paleocene clastics. The migration pathway are interpreted to be from (1) the Barremian Guaratiba Formation via listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows to the upper Cretaceous Carapebus Formation, and (2) Barremian Guaratiba Formation via faults and unconformity surfaces. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian Guaratiba lacustrine shales and marls.

S-10

The S-10 gas prospect is a structural trap. The target reservoir are sandstones of the Albian-age Guarujá Formation. These sandstone reservoirs are sealed by marls and shales of the Guarujá/Itanhaem Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation through listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows to the reservoirs. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls (equivalent to the Lagoa Feia Formation).

S-09

The S-09 gas prospect is a structural trap. The target reservoir consists of Albian age sandstones. These sandstones are sealed by the marls and shales of the Guarujá/Itanhaem Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation through listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows to the reservoirs. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls, which is the equivalent of the Lagoa Feia Formation.

S-11

The S-11 gas prospect is a structural trap. The target reservoir is Santonian-age sandstones of the Ilhabela Formation. These turbidite sandstones are sealed by the Santonian shales and volcanic rocks. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Guaratiba Formation along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls, which is the equivalent of Lagoa Feia Formation.

S-12

The S-12 gas prospect is a structural trap. The target reservoir is Santonian-age sandstones of the Ilhabela Formation. These turbidite sandstones are sealed by the Santonian shales and volcanic rocks. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Guaratiba Formation along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls, which is the equivalent of Lagoa Feia Formation.

S-14

The S-14 gas prospect is a structural trap. The target reservoir is composed of sandstones of the Albian age. These turbidite sandstones are sealed by marls and shales of the Guarujá/Itanhaem Formations. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Guaratiba Formation along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls, which is the equivalent of Lagoa Feia Formation.

S-13

The S-04 gas prospect is a structural trap. The target reservoirs are Albian age sandstones. These turbidite sandstones are sealed by marls and shales of the Guarujá/Itanhaem Formations. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian-age Guaratiba Formation along listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls, which is the equivalent of Lagoa Feia Formation.

S-15

The S-15 gas prospect is a structural trap. The target reservoirs are Albian age sandstones. These sandstones are sealed by marls and shales of the Guarujá/Itanhaem Formations. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation through listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows to the reservoirs. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls, which is the equivalent of the Lagoa Feia Formation.

S-08

The S-08 gas prospect is a structural trap. The target reservoir is the Cenomanian sandstones of the Itajaí-Açu Formation. The potential reservoir would be sealed by the Turonian shales of the Itajaí-Açu Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Lagoa Feia through listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows to the Cenomanian Itajaí-Açu Formation. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian lacustrine shales and marls, equivalent to the Lagoa Feia Formation. The Albian shales could be another potential source rock.

S-07

The S-07 gas prospect is a structural trap. The target reservoirs are the Cenomanian sandstones of the Itajaí-Açu Formation. The potential reservoir is believed to be sealed by the Cenomanian/Turonian shales of the Itajaí-Açu Formation. The migration pathway is interpreted to be from the Barremian Guaratiba Formation through listric normal faults, unconformity surfaces, canyon walls, salt diapirs, and salt windows to the Cenomanian Itajaí-Açu Formation. The source of the hydrocarbons is the subsalt Barremian/Aptian lacustrine shales and marls, equivalent to the Lagoa Feia Formation. The Albian marine shales could be another potential source rock.

Pará-Maranhão Basin

There are no commercial discoveries in the Pará-Maranhão Basin. Only a few exploration wells have been drilled in the basin (oil shows). The geological setting is similar to the offshore region of Ghana (West Africa), where many recent oil discoveries have occurred, including the Jubilee field.

The interpreted source rocks are the Aptian to lower Albian black shales of the rift sequence (Canárias Group), with TOC

values up to 5 percent. Another potential source rock is the late Albian (dark shales of the Caju Group) with TOC values up to 5 percent.

Migration pathways are related to faults (rift and listric) connecting the Aptian/Albian Canárias Group black shales to the potential reservoirs. Another potential migration pathway could be the connection between the Albian-Cenomanian Caju Group source rocks to the upper reservoirs via listric normal faults.

All of the prospects described below are located in the petroleum system of the Pará-Maranhão basin where producing field analogs located in West Africa are used as exploration models: the MAS 5, MAS 10, MAS 11, and MAS 26 well area, and the Jubilee field, where oil gravity ranges between 30 and 42 °API.

Pama-01

The Pama-01 oil prospect is a structural trap. The target reservoir is the Upper Cretaceous Travosas Formation. These turbidite sandstones are sealed by the Travosas Formation shales. The migration pathway is interpreted to be from the Albian/Aptian Canárias Group through listric faults associated with extensional faulting to the reservoirs. The sources of the hydrocarbons are the Albian/Aptian lacustrine shales from the Canárias Group and potentially the late Albian dark shales from the Caju Group.

Pama-02

The Pama-02 oil prospect is a structural trap. The target reservoir is the Upper Cretaceous Travosas Formation. These turbidite sandstones are sealed by the Travosas Formation shales. The migration pathway is interpreted to be from the Albian/Aptian Canárias Group through listric faults associated with extensional faulting to the reservoirs. The sources of the hydrocarbons are the Albian/Aptian lacustrine shales from the Canárias Group and potentially the late Albian black shales of the Caju Group.

Pama-03

The Pama-03 oil prospect is a structural trap. The target reservoir is the Upper Cretaceous Travosas Formation. These turbidite sandstones are sealed by the Travosas Formation shales. The migration pathway is interpreted to be from the Albian/Aptian Canárias Group through listric

faults associated with extensional faulting to the reservoirs. The sources of the hydrocarbons are the Albian/Aptian lacustrine shales from the Canárias Group and potentially the late Albian black shales of the Caju Group.

Pama-04

The Pama-04 oil prospect is a structural trap. The target reservoirs are the Aptian to lower Albian Canárias Group, and the Upper Cretaceous turbidites of the Travosas Formation. These reservoirs are sealed by the Canárias and Travosas Formation shales. The migration pathway is interpreted to be from the Albian/Aptian Canárias Group through listric faults associated with extensional faulting to the reservoirs. The sources of the hydrocarbons are the Albian/Aptian lacustrine shales from the Canárias Group and potentially late Albian black shales of the Caju Group.

Pama-05

The Pama-05 oil prospect is a stratigraphic trap. The target reservoir is the Maastrichtian age sandstones of the Travosas Formation. These turbidite sandstones are sealed by the Travosas Formation shales. The migration pathway is interpreted to be from the Albian/Aptian Canárias Group through listric faults associated with extensional faulting to the reservoirs. The sources of the hydrocarbons are the Albian/Aptian lacustrine shales from the Canárias Group and potentially the late Albian black shales of the Caju Group.

DEFINITION of PROSPECTIVE RESOURCES

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

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

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

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

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

that there is at least a 10-percent probability that, assuming the prospect is discovered and developed, the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate. The expected value* (EV), an outcome of the probabilistic analysis, is used for the mean estimate.

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

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

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

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

Predictability versus Portfolio Size – The accuracy of forecasts of the number of discoveries that are likely to be made is constrained by the number of prospects in the exploration portfolio. The size of the

portfolio and P_g together are helpful in gauging the limits on the reliability of these forecasts. A high P_g , which indicates a high chance of discovering measurable petroleum, may not require a large portfolio to ensure that at least one discovery will be made (assuming the P_g does not change during drilling of some of the prospects). By contrast, a low P_g , which indicates a low chance of discovering measurable petroleum, could require a large number of prospects to ensure a high confidence level of making even a single discovery. The relationship between portfolio size, P_g , and the probability of a fully unsuccessful drilling program that results in a series of wells not encountering measurable hydrocarbons is referred to herein as the predictability versus portfolio size relationship* (PPS). It is critical to be aware of PPS, because an unsuccessful drilling program, which results in a series of wells that do not encounter measurable hydrocarbons, can adversely affect any exploration effort, resulting in a negative present worth.

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

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

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

Lead – A lead is less well defined and requires additional data and/or evaluation to be classified as a prospect. An example would be a poorly defined closure mapped using sparse regional seismic data in a basin containing favorable source and reservoir(s). A lead may or may not be elevated to prospect status depending on the results of additional technical work. A lead must have a P_g equal to or less than 0.05 to reflect the inherent technical uncertainty.

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

Threshold Economic Field Size – The threshold economic field size (TEFS) is the minimum amount of producible petroleum required to recover the total capital expenditure used to establish the prospect as having a potential present worth greater than zero. These investments include expenditures required to establish and prove profitable production and to conduct delineation or confirmation drilling. All geologic, geophysical, lease and/or contract-area acquisition costs and other anticipated field delineation costs are included in the estimation of TEFS as well. The potential present worth per resources volume methodology is a standard industry practice used to estimate prospective resources value. This methodology is directly formulated from the discounted cash flow analysis, which is fundamental to the potential present worth estimation. Accordingly, where this methodology is employed to estimate TEFS, no additional provision should be made for field development costs.

$$\text{TEFS} = \frac{\text{Geology} + \text{Geophysics} + \text{Drilling} + \text{Land} + \text{Transportation} + \text{Overhead}}{\text{Potential Present Worth per Barrel}}$$

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

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

Probability of Threshold Economic Field Size – The probability of threshold economic field size (P_{TEFS}) is defined as the probability of discovering an accumulation

that is large enough to be economically viable. P_{TEFS} is estimated by using the prospective resources potential recoverable volumes distribution in conjunction with the TEFS. The probability associated with the TEFS can be determined graphically from the potential gross recoverable volumes distribution.

ESTIMATION of RESOURCES

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

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

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

In this appraisal, 51 potential accumulations are referred to as prospects to reflect the current stage of technical evaluation.

Quantitative Risk

Assessment and the Application of P_g

Minimum, modal, and maximum representations of productive area were interpreted from maps, available seismic data, and/or analogy. Low, mean, and high representations for the petrophysical parameters (porosity, petroleum saturation, and net hydrocarbon thickness), and engineering parameters (recovery efficiency and fluid properties) were also made based on available well data, regional data,

analog field data, and global experience. Individual probability distributions for net rock volume and petrophysical and engineering parameters were produced from these representations.

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

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

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

Estimates of gross prospective oil and gas resources and the P_g estimates, as of March 31, 2008, evaluated herein are shown in

Tables 1A through 2B. The P_g -adjusted mean estimate of the prospective resources was then derived by the probabilistic product of P_g and the resources distributions for the prospect. These results were then stochastically summed (zero dependency) to produce the total P_g -adjusted mean estimate prospective resources.

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

Application of P_e

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

Estimates, as of March 31, 2008, of the truncated, TEFS-adjusted, P_e -adjusted gross prospective oil and gas resources evaluated herein are summarized in Tables 3A through 4B.

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

VALUATION of RESOURCES

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

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

Probabilistic methods were used to estimate the potential prospective resources quantities. Deterministic models incorporated various economic factors and development practices based on the potential probabilistic prospective resources quantities estimated. The following were estimated deterministically: operating expenses, capital costs, prices (U.S.\$60.00 low estimate, U.S.\$80.00 mean estimate, and U.S.\$100.00 high estimate per barrel for Brent crude, not escalated, in 2008 U.S.\$; and U.S.\$5.00 low estimate, U.S.\$6.00 mean estimate, and U.S.\$7.00 high estimate per thousand cubic feet for gas, not escalated, in 2008 U.S.\$), potential production, depreciation, taxes, time value of money, field life, exploration well costs, development timing, and abandonment costs, with consideration of other factors. These economic factors and development practices are summarized in Tables 6 through 29. The OGX data were modeled using a potential present worth discount rate of 10 percent for various field sizes and field development maturity. These data inherently contain variation in the economic assumptions, transportation, drilling, and other infrastructure installation costs. These deterministically estimated economic schedules allowed for the deterministic estimation of potential present worth per unit of resources based on three prospective resources quantity estimates: low, mean, and high. These three deterministic-based potential present worth per unit of resources (low, mean, and high) estimates were used to construct potential present worth per unit of resources

distributions. These distributions were used to assign potential value assuming the successful discovery and development of each respective prospect.

The potential present worth per barrel methodology in this appraisal is both a probabilistic and deterministic estimation, where the potential present worth per resources quantity distribution is predicated on the input derived from the deterministic economic modeling. Therefore, the potential present worth per resources quantity is expressed as a distribution rather than a single value; however, it is estimated from the scenario based deterministic economic modeling. Probabilistic outcomes involve thousands of iterations using probability distributions. Deterministic estimations and related mathematical operations (addition, subtraction, multiplication, and division) cannot be performed on prospective resources distributions and/or potential present worth per resource quantity distributions. Any such calculation produces invalid results that are not comparable to the probabilistic outcomes estimated herein. Such calculations and comparisons to these probabilistic outcomes must be avoided.

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

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

The estimated prospective resources TEFS was 10 million barrels for each oil prospect. The estimated prospective resources TEFS was 60 billion cubic feet for each gas prospect. Truncated lognormal distributions of potential present worth per resources quantities were used in the simulation. For each oil and gas prospect, the resultant probabilistic mean potential present worth per resource quantity is summarized in Table P1.

The estimated potential present worth, expressed in thousands of U.S.\$, of the truncated, TEFS-adjusted, P_e -adjusted prospective resources attributable to the four basins if the prospects were successfully discovered and developed is summarized in Table 5.

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

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

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

Potential Accumulations:

Plans of Development

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

The potential operating expenses, potential capital costs, and potential production associated with the gross prospective mean oil resources estimated in this appraisal used available analog fields in basins with similar production and environmental conditions (Tables 6 through 30). The prospective resources oil quantities, if discovered and economically developed, would use leased floating production storage and offloading (FPSO) vessels that range in production capacity from 100,000 barrels of oil per day (BOPD) to 200,000 BOPD. Development wells could be produced through subsea templates

tied back to the FPSO. The leased FPSO option is suitable for all four basins where prospective resources have been estimated and may be discovered.

The potential operating expenses, potential capital costs, and potential production associated with the gross prospective gas resources estimated in this appraisal used available analog fields in basins with similar production and environmental conditions. Potential shallow water gas accumulations, if discovered and economically developed, could be developed with fixed wellhead platforms and a gas pipeline to shore for processing. Potential deeper water gas accumulations, if discovered and economically developed, could be developed as subsea completions tied back to floating platforms with a gas pipeline to shore for processing. The shallow water fixed wellhead platform model is suitable for the Santos basin gas prospects and the potential capital expenses presented herein are based on this option. The deeper water Espirito Santos basin prospects are suitable for the floating platform development option and potential capital costs have been estimated for those gas prospects assuming that option.

Potential operating expenses were estimated assuming fixed costs of U.S.\$100 million per year per 100,000 BOPD of FPSO processing capacity. Variable potential operating expenses ranged from U.S.\$5.30 per barrel to U.S.\$8.50 per barrel and included oil transportation costs. Fixed potential operating expenses for potential gas quantities ranged from U.S.\$30 million per year per platform for shallow water wellhead developments to U.S.\$80 million per year per platform for deeper water gas developments. Variable potential operating expenses were estimated to range from U.S.\$0.15 per thousand cubic feet (10^3ft^3) to U.S.\$0.25 per 10^3ft^3 . These variable cost estimates include transportation costs.

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

Certain projects were estimated as tie-back developments to other nearby developments. These projects were considered tie-back opportunities due to the proximity to other developments and/or size of potential discovered quantities. In the Pará-Maranhão basin, the Pama-Project

I - Oil was tied back to the Pama-Project II - Oil FPSO. The PAMA-Project III – Oil was tied back to the Pama-Project IV - Oil project. In the Santos basin, the Santos Project III-Gas project was tied back to the Santos Project I-Gas fixed wellhead platform.

Potential capital costs, potential operating expenses, and potential production forecasts are summarized by basin and project in Tables 6 through 28. These schedules are based on current industry practice, and may change based on new technical data and/or economic conditions. These potential forecasts do not represent production scheduling of reserves. Application of P_g and/or P_e does not equate potential production forecasts of prospective resources to contingent resources or reserves. Future changes in the fiscal environment and/or the infrastructure of the area can change these schedules significantly. Changes in the exploration geologic model and new technical data can also change the scheduling of these potential accumulations, and their respective potential development scenarios.

Table 29 presents a summary of the potential development plan assumptions. Table 29 also summarizes for each project the gross mean prospective oil and gas resources quantities that have been estimated for each project; the number of producing and injection wells, as well as the drilling and completion cost estimates and assumptions related to the fixed and variable operating expenses. Abandonment costs are included as capital costs in the year following cessation of potential production volumes.

Table 30 presents a summary of the project areas, which include the names of the prospects and of the potential development plans.

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

SUMMARY and CONCLUSIONS

Prospective resources in 51 prospects located in 21 license blocks in 4 basins (Santos, Campos, Espirito Santo, and Pará-Maranhão) of Brazil. Estimates of the gross prospective oil and gas resources, as of March 31, 2008, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl) and millions of cubic feet (10^6ft^3):

	<u>Low Estimate</u>	<u>Best Estimate</u>	<u>High Estimate</u>	<u>Mean Estimate</u>
Gross Prospective Oil Resources, 10^3bbl	6,093,945	12,401,886	25,242,081	14,462,960
Gross Prospective Gas Resources, 10^6ft^3	12,667,110	25,779,042	52,469,169	30,063,271

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities in this table.
2. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
3. Low, best, and high estimates in this table are P_{90} , P_{50} , and P_{10} , respectively.
4. Arithmetic summations are reported in the resources tables bound with this appraisal.
5. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

Estimates of the gross truncated, TEFS-adjusted prospective oil and gas resources, as of March 31, 2008, are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3bbl) and millions of cubic feet (10^6ft^3):

	<u>Low Estimate</u>	<u>Best Estimate</u>	<u>High Estimate</u>	<u>Mean Estimate</u>
Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3bbl	7,197,179	13,183,919	24,152,816	14,740,070
Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Gas Resources, 10^6ft^3	14,914,449	27,320,548	50,050,988	30,545,302

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities in this table.
2. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
3. Application of any risk factor does not equate prospective resources with contingent resources or reserves.
4. Low, best, and high estimates in this table are P_{90} , P_{50} , and P_{10} , respectively.
5. Arithmetic summations are reported in the resources tables bound with this appraisal.
6. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

The gross truncated, TEFS-adjusted, P_e -adjusted mean estimate prospective oil and gas resources, as of March 31, 2008, is

summarized as follows, expressed in thousands of barrels (10^3 bbl) and millions of cubic feet of gas (10^6 ft³).

	<u>Mean Estimate</u>
Gross Truncated, TEFS-Adjusted, P _e -Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3 bbl	4,051,451
Gross Truncated, TEFS-Adjusted, P _e -Adjusted Prospective Gas Resources, 10^6 ft ³	7,740,183

Notes:

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

The net truncated, TEFS-adjusted, P_e-adjusted mean estimate prospective oil and gas resources (various percent net interest to OGX, Table P1), as of March 31, 2008, is summarized by basin as follows, expressed in thousands of barrels (10^3 bbl) and millions of cubic feet of gas (10^6 ft³).

	<u>Mean Estimate</u>
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P _e -Adjusted Prospective Oil Resources, 10^3 bbl	
Campos	2,562,081
Santos	395,390
Espírito Santo	186,622
Pará-Maranhão	433,669
Total Oil	3,577,762
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P _e -Adjusted Prospective Gas Resources, 10^6 ft ³	
Campos	0
Santos	6,588,979
Espírito Santo	468,709
Pará-Maranhão	0
Total Gas	7,057,688

Notes:

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

The following table summarizes the net potential present worth (various percent net interest to OGX, Table P1), that might be realized from the production and sale of the truncated, TEFS-adjusted, P_e -adjusted prospective oil and gas resources of the various prospects evaluated herein, using the potential present worth per prospective resources volume methodology, as of March 31, 2008, expressed in thousands of U.S. dollars (10^3 U.S.\$):

	Potential Present Worth at 10 Percent			
	Low Estimate (10^3 U.S.\$)	Best Estimate (10^3 U.S.\$)	High Estimate (10^3 U.S.\$)	Mean Estimate (10^3 U.S.\$)
Net Truncated, TEFS-Adjusted, P_e -Adjusted Prospective Oil and Gas Resources	19,521,340.0	23,142,030.0	27,638,150.0	23,366,749.2

Notes:

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

Professional Qualifications

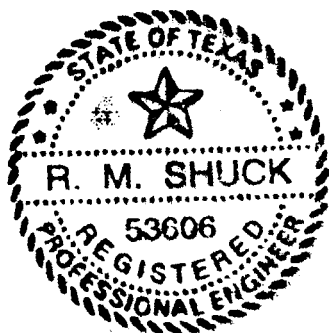
DeGolyer and MacNaughton is a Delaware corporation with offices at 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas 75244, U.S.A. The firm has been providing petroleum-consulting services throughout the world for more than 70 years. The firm's professional engineers, geologists, geophysicists, petrophysicists, and economists are engaged in the independent appraisal of oil and gas properties, evaluation of hydrocarbon and other mineral prospects, basin evaluations, comprehensive field studies, equity studies, and studies of supply and economics related to the energy industry. Except for the provision of professional services on a fee basis, DeGolyer and MacNaughton has no commercial arrangement with any other person or company involved in the interests which are the subject of this appraisal.

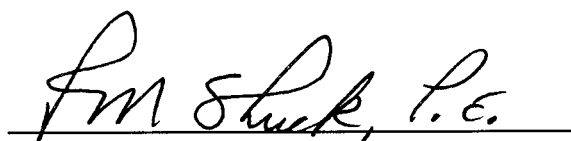
The evaluation has been supervised by Mr. R.M. Shuck. Mr. Shuck is a Senior Vice President with DeGolyer and MacNaughton, a Division Manager within the company, a Registered Professional Engineer in the State of Texas, and a member of the Society of Petroleum Engineers. He has 31 years of oil and gas industry experience.

Submitted,


DeGOLYER and MacNAUGHTON

SIGNED: April 21, 2008




R. M. Shuck, P.E.
Senior Vice President
DeGolyer and MacNaughton

GLOSSARY of PROBABILISTIC TERMS

1C – Denotes low estimate scenario of contingent resources.

2C – Denotes best estimate scenario of contingent resources.

3C – Denotes high estimate scenario of contingent resources.

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

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

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

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

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

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

Sub-Marginal Contingent Resources – Those quantities associated with discoveries for which analysis indicates that technically feasible development projects would not be economic and/or other contingencies would not be satisfied under current or reasonably forecasted improvements in commercial conditions. These projects nonetheless should be retained in the inventory of discovered resources pending unforeseen major changes in commercial conditions.

Undetermined Contingent Resources – Where evaluations are incomplete such that it is premature to clearly define ultimate chance of commerciality, it is acceptable to note that project economic status is “undetermined.”

Expected Value – The expected value (EV) is the probability-weighted average of the parameter being estimated, where probability values from the probability distribution are used as the weighting factors. Parameter values (abscissa) and probabilities (ordinate) are the Cartesian pairs (e.g., gross recoverable volumes and P_{90}), which define the probability distribution. These parameters are probability-weighted and summed to yield the resulting expected value. The equation for computing the expected value is as follows:

$$EV = \sum_{i=1}^n (P_i)(V_i)$$

where: P = probability from probability distribution, ordinate
 V = parameter value, abscissa
 i = a specific value in an ordered sequence of values
 n = the total number of samples

The expected value is the algebraic sum of all of the products obtained by multiplying the parameter quantity and its associated probability of occurrence. The expected value is sometimes called the mean estimate or the statistical mean. In a probabilistic analysis, the expected value is the only quantity that can be treated arithmetically (by addition, subtraction, multiplication, or division). All other quantities, such as median (P_{50}), mode, P_{90} , and P_{10} , require probabilistic techniques for scaling or aggregation.

The probability associated with the statistical mean depends on the variance of the distribution from which the mean is calculated. The mean estimate is the statistical mean (the probability-weighted average), which typically has a probability in the P_{45} to P_{15} range. Therefore, if a successful discovery occurs, the

probability of the accumulation containing the statistical mean volume or greater is usually between 45 and 15 percent.

The expected value is the preferred quantity to use for the best estimate in probabilistic estimates of prospective resources. The P_{90} and P_{10} quantity is often used for the low and high estimates, respectively, of prospective resources. Aggregation or scaling of P_{90} , P_{50} , and P_{10} quantities should be done probabilistically, not arithmetically.

Geometric Correction Factor – The geometric correction factor (GCF) is a geometry adjustment correction that takes into account the relationship of the potential fluid contact to the geometry of the reservoir and trap. Input parameters used to estimate the geometric correction factor include trap shape, length-to-width ratio, potential reservoir thickness, and the height of the potential trapping closure (potential hydrocarbon column height).

High Estimate – In accordance with PRMS definitions, the high estimate is the P_{10} quantity. P_{10} means there is a 10-percent chance that an estimated quantity, such as a prospective resources volume or associated value, will be equaled or exceeded.

Lead – A lead is less well defined and requires additional data and/or evaluation to be classified as a prospect. An example would be a poorly defined closure mapped using sparse regional seismic data in a basin containing favorable source and reservoir(s). A lead may or may not be elevated to prospect status depending on the results of additional technical work. A lead must have a P_g equal to or less than 0.05 to reflect the inherent technical uncertainty.

Low Estimate – In accordance with PRMS definitions, the low estimate is the P_{90} quantity. P_{90} means there is a 90-percent chance that an estimated quantity, such as a prospective resources volume or associated value, will be equaled or exceeded.

Mean Estimate – In accordance with petroleum industry standards, the mean estimate is the probability-weighted average, which typically has a probability in the P_{45} to P_{15} range, depending on the variance of prospective resources volume or associated value. Therefore, the probability of a prospect or accumulation containing the probability weighted average volume or greater is usually between 45 and 15 percent. The mean estimate is the preferred probabilistic estimate of resources volumes.

Median – Median is the P_{50} quantity, where the P_{50} means there is a 50-percent chance that a given variable (such as prospective resources, porosity, or water saturation) is equaled or exceeded. The median of a data set is a number such that half the measurements are below the median and half are above.

The median is an acceptable, and one of the preferred, quantities to use for the best estimate in probabilistic estimations of prospective resources.

Migration Chance Factor – Migration chance factor ($P_{\text{migration}}$) is defined as the probability that a trap either predates or is coincident with petroleum migration and that there exists vertical and/or lateral migration pathways linking the source to the trap.

Mode – The mode (MO) is the quantity that occurs with the greatest frequency in the data set and therefore is the quantity that has the greatest probability of occurrence. However, the mode may not be uniquely defined, as is the case in multimodal distributions.

The mode is an acceptable, but not preferred, quantity to use for the best estimate in probabilistic estimations of prospective resources.

P_e -adjusted Mean Estimate – The P_e -adjusted mean estimate, or “economic risk-adjusted mean estimate,” is a probability-weighted average of the hydrocarbon quantities potentially recoverable if a prospect portfolio were drilled, or if a family of similar prospects were drilled. The P_e -adjusted mean estimate is a “blended” quantity. It is a mean estimation of volumetric uncertainty, geologic (P_g), and economic risk (chance). This statistical measure considers and quantifies the economic success and economic failure outcomes. Consequently, it represents the average or mean “economic” volumes resulting from economically viable drilling and exploration. The P_e -adjusted best estimate is calculated as follows:

$$P_e\text{-adjusted mean estimate} = P_e \times \text{mean estimate}$$

P_g -adjusted Mean Estimate – The P_g -adjusted mean estimate, or “geologic risk-adjusted mean estimate,” is a probability-weighted average of the hydrocarbon quantities potentially recoverable if a prospect portfolio were drilled, or if a family of similar prospects were drilled. The P_g -adjusted mean estimate is a “blended” quantity. It is a mean estimation of both volumetric uncertainty and geological risk (chance). This statistical measure considers and quantifies the geological

success and geological failure outcomes. Consequently, it represents the average or mean “geologic” outcome of a drilling and exploration program. The P_g -adjusted mean estimate is calculated as follows:

$$P_g\text{-adjusted mean estimate} = P_g \times \text{mean estimate}$$

P_n Nomenclature – This report uses the convention of denoting probability with a subscript representing the greater than cumulative probability distribution. As such, the notation P_n indicates the probability that there is an n -percent chance that a specific input or output quantity will be equaled or exceeded. For example, P_{90} means there is a 90-percent chance that a variable (such as prospective resources, porosity, or water saturation) is equaled or exceeded.

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

Potential Present Worth – Potential present worth (PPW) is defined as potential future net revenue discounted at 10 percent compounded monthly over the expected period of realization. The estimation is probabilistically modeled using distributions (except NRI, a constant) in the following equation:

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

where: PPW_{10} = potential present worth at 10 percent

P_e = probability of economic success

EV_t = mean estimate, potential gross recoverable volume, truncated, TEFS-adjusted

NRI = net revenue interest

PW/BOE = present worth at 10 percent per barrel of oil equivalent

CWCE = completed well cost estimate

P_f = probability of economic failure

DHC = dry hole cost estimate

Predictability versus Portfolio Size – The number of prospects in a prospect portfolio influences the reliability of the forecast of drilling results. The relationship between predictability versus portfolio size (PPS) is also known in the petroleum

industry literature as “Gambler’s Ruin.” The relationship of probability to portfolio size is described by the binomial probability equation given as follows:

$$P_x^n = (C_x^n)(p)^x(1-p)^{n-x}$$

where: P_x^n = the probability of x successes in n trials

C_x^n = the number of mutually exclusive ways that x successes can be arranged in n trials

p = the probability of success for a given trial (for petroleum exploration, this is P_g)

x = the number of successes (e.g., the number of discoveries)

n = the number of trials (e.g., the number of wells to be drilled)

Note: For the case of n successive dry holes, C_x^n and p each equals 1, so the probability of failure is the quantity $(1 - p)$ raised to the number of trials.

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

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

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

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

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

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

Reservoir Chance Factor – The reservoir chance factor ($P_{\text{reservoir}}$) is defined as the probability associated with the presence of porous and permeable reservoir quality rock.

Source Chance Factor – The source chance factor (P_{source}) is defined as the probability associated with the presence of a hydrocarbon source rock rich enough, of sufficient volume, and in the proper spatial position to charge the prospective area or areas.

Standard Deviation – Standard deviation (SD) is a measure of distribution spread. It is the positive square root of the variance. The variance is the summation of the squared distance from the mean of all possible values. Since the units of standard deviation are the same as those of the sample set, it is the most practical measure of population spread.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1}}$$

where: σ = standard deviation

σ^2 = variance

n = sample size

x_i = value in data set

μ = sample set mean

Statistical Aggregation – The process of probabilistically aggregating distributions that represent estimates of resources quantities at the reservoir, prospect, or portfolio level. Arithmetic summation yields different results.

Threshold Economic Field Size – The threshold economic field size (TEFS) is the minimum amount of producible petroleum required to recover the total capital expenditure used to establish the prospect as having a positive potential present worth greater than zero. These investments include expenditures required to establish and prove profitable production and to conduct delineation or confirmation drilling. All geologic, geophysical, lease and/or contract-area acquisition costs and other anticipated field delineation costs are included in the estimation of TEFS as well. The potential present worth per resources volume methodology is a standard industry practice used to estimate prospective resources value. This methodology is directly formulated from the discounted cash flow analysis, which is fundamental to the potential present worth estimation. Accordingly, where the potential present worth per barrel methodology is being employed to estimate TEFS, no additional provision should be made for field development costs.

$$\text{TEFS} = \frac{\text{Geology} + \text{Geophysics} + \text{Drilling} + \text{Land} + \text{Transportation} + \text{Overhead}}{\text{Potential Present Worth per Barrel}}$$

Trap Chance Factor – The trap chance factor (P_{trap}) is defined as the probability associated with the presence of a structural closure and/or a stratigraphic trapping configuration with competent vertical and lateral seals, and the lack of any post migration seal integrity events or breaches.

Truncated Mean Estimate – The truncated mean estimate is the resulting expected value calculated from the truncation of the resources distribution by the threshold economic field size. This truncated distribution produces a new set of statistical metrics.

Variance – The variance (σ^2) is a measure of how much the distribution is spread from the mean. The variance sums up the squared distance from the mean of all possible values of x. The variance has units that are the squared units of x. The use of these units limits the intuitive value of variance.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n - 1}$$

where: σ^2 = variance
 n = sample size
 x_i = value in data set

μ = sample set mean

TABLE P1
PROSPECT PORTFOLIO SUMMARY
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN OIL AND GAS PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Prospect	Potential Development Plan	Basin	OGX Ownership (decimal)	Statistical Mean Potential		Gross Potential Exploration Seismic Expenditures (10 ³ U.S.\$)	Mean Dry Hole Cost Estimate (10 ³ U.S.\$)	Mean Completed Well Cost Estimate (10 ³ U.S.\$)	Water Depth (meters)	Prospect Potential Hydrocarbon Phase	Target Zone Depth (meters)
				Present Worth per Unit Hydrocarbon Volume (U.S.\$/bbl)	Statistical Mean Potential per Unit Hydrocarbon Volume (U.S.\$/10 ⁶ ft ³)						
ES-01	ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	0.500	4.333	-	3,654.7	23,290.8	24,455.3	760	oil	4,250
ES-02	ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	0.500	4.258	-	7,531.8	23,290.8	24,455.3	900	oil	3,900
ES-03	ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	0.500	4.258	-	14,204.5	23,290.8	24,455.3	900	oil	3,000
ES-04	ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	0.500	4.984	-	15,609.0	50,785.1	53,324.4	1,100	oil	3,320
Pama-01	Pama - Project III - Oil	Pama	1.000	5.347	-	556.8	19,115.0	20,070.7	110	oil	3,270
Pama-02	Pama - Project IV - Oil	Pama	1.000	7.789	-	5,602.1	19,115.0	20,070.7	100	oil	3,760
Pama-03	Pama - Project IV - Oil	Pama	1.000	7.660	-	5,670.4	19,115.0	20,070.7	100	oil	3,760
Pama-04	Pama - Project II - Oil	Pama	1.000	6.738	-	15,185.1	19,115.0	20,070.7	51	oil	3,760
Pama-05	Pama - Project I - Oil	Pama	1.000	4.307	-	1,985.6	19,115.0	20,070.7	100	oil	2,900
C-01	Campos - Project IV - Oil	Campos	1.000	5.048	-	3,906.4	18,027.4	18,928.7	95	oil	1,250
C-02	Campos - Project IV - Oil	Campos	1.000	4.967	-	636.6	18,027.4	18,928.7	95	oil	1,430
C-03	Campos - Project IV - Oil	Campos	1.000	5.007	-	1,622.5	18,027.4	18,928.7	110	oil	1,410
C-04	Campos - Project IV - Oil	Campos	1.000	5.007	-	2,177.1	18,027.4	18,928.7	90	oil	1,080
C-05	Campos - Project IV - Oil	Campos	1.000	5.068	-	543.7	18,027.4	18,928.7	110	oil	1,440
C-06	Campos - Project V - Oil	Campos	1.000	6.539	-	2,266.7	18,027.4	18,928.7	100	oil	1,215
C-07	Campos - Project V - Oil	Campos	1.000	6.591	-	2,916.0	18,027.4	18,928.7	600	oil	2,100
C-08	Campos - Project VI - Oil	Campos	0.500	5.361	-	781.1	27,306.2	28,671.5	132	oil	2,400
C-09	Campos - Project VI - Oil	Campos	0.500	5.377	-	922.7	27,306.2	28,671.5	132	oil	2,300
C-10	Campos - Project VI - Oil	Campos	0.500	5.437	-	1,019.1	27,306.2	28,671.5	132	oil	1,600
C-11	Campos - Project VI - Oil	Campos	0.500	5.325	-	2,454.4	27,306.2	28,671.5	132	oil	2,200
C-12	Campos - Project VI - Oil	Campos	0.500	5.294	-	393.7	27,306.2	28,671.5	132	oil	2,300
C-13	Campos - Project II - Oil	Campos	1.000	4.843	-	4,613.4	27,306.2	28,671.5	120	oil	2,900
C-14	Campos - Project II - Oil	Campos	1.000	4.807	-	653.2	27,306.2	28,671.5	140	oil	2,070
C-15	Campos - Project II - Oil	Campos	1.000	4.869	-	1,553.1	27,306.2	28,671.5	123	oil	1,810
C-16	Campos - Project II - Oil	Campos	1.000	4.780	-	535.9	27,306.2	28,671.5	125	oil	1,840
C-17	Campos - Project III - Oil	Campos	1.000	5.003	-	4,160.4	27,306.2	28,671.5	140	oil	2,800
C-18	Campos - Project III - Oil	Campos	1.000	4,710.9	-	4,710.9	27,306.2	28,671.5	130	oil	1,900
C-19	Campos - Project III - Oil	Campos	1.000	5.053	-	89.6	27,306.2	28,671.5	165	oil	3,780
C-20	Campos - Project I - Oil	Campos	1.000	5.520	-	4,102.1	27,306.2	28,671.5	375	oil	4,100

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

TABLE 1 – PROSPECT PORTFOLIO SUMMARY – (Continued)

Prospect	Potential Development Plan	Basin	Ownership (decimal)	Statistical Mean Potential Present Worth per Barrel Oil Equivalent (U.S.\$/bbl)	Statistical Mean Potential Present Worth per Unit Hydrocarbon (U.S.\$/10 ⁶ ft ³)	Gross Potential Exploration Seismic Expenditures (10 ³ U.S.\$)	Dry Hole Cost Estimate (10 ³ U.S.\$)	Completed Well Cost Estimate (10 ³ U.S.\$)	Water Depth (meters)	Prospect Potential Hydrocarbon Phase	Target Zone Depth (meters)
C-21	Campos - Project I - Oil	Campos	1.000	5.711	-	1,121.5	27,306.2	28,671.5	130	oil	3,080
C-22	Campos - Project I - Oil	Campos	1.000	5.693	-	434.6	27,306.2	28,671.5	140	oil	2,070
C-23	Campos - Project I - Oil	Campos	1.000	5.738	-	859.5	27,306.2	28,671.5	140	oil	2,500
C-24	Campos - Project I - Oil	Campos	1.000	5.745	-	485.8	27,306.2	28,671.5	150	oil	2,985
S-01	Santos - Project XI - Oil	Santos	1.000	9.603	-	666.4	50,785.1	53,324.4	125	oil	5,600
S-02	Santos - Project VIII - Oil	Santos	1.000	9.029	-	774.3	50,785.1	53,324.4	125	oil	5,400
S-03	Santos - Project IX - Oil	Santos	1.000	9.503	-	672.9	50,785.1	53,324.4	120	oil	5,920
S-04	Santos - Project VII - Oil	Santos	1.000	10.473	-	451.6	50,785.1	53,324.4	125	oil	5,500
S-05	Santos - Project X - Oil	Santos	1.000	9.663	-	524.5	50,785.1	53,324.4	200	oil	6,300
S-06	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	0.500	6.550	-	1,910.3	50,785.1	53,324.4	120	oil	4,200
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	0.500	5.030	0.030	4,582.8	50,785.1	53,324.4	1,100	gas	3,100
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	0.500	4.243	0.025	2,684.5	23,290.8	24,455.3	900	gas	2,600
ES-06	ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	0.500	5.043	0.030	1,782.8	50,785.1	53,324.4	1,450	gas	3,600
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	0.500	6.468	0.039	126.1	50,785.1	53,324.4	100	gas	4,630
S-08	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	0.500	6.485	0.039	127.4	50,785.1	53,324.4	145	gas	5,200
S-13	Santos - Project II - Gas	Santos	1.000	2.509	0.015	408.3	23,290.8	24,455.3	125	gas	4,000
S-09	Santos - Project IV - Gas	Santos	1.000	3.271	0.020	208.5	50,785.1	53,324.4	105	gas	4,590
S-11	Santos - Project V - Gas	Santos	1.000	3.232	0.019	37.1	23,290.8	24,455.3	145	gas	3,230
S-15	Santos - Project III - Gas	Santos	1.000	2.321	0.014	323.1	50,785.1	53,324.4	164	gas	4,600
S-12	Santos - Project V - Gas	Santos	1.000	3.263	0.019	1,878.6	23,290.8	24,455.3	145	gas	2,530
S-14	Santos - Project I - Gas	Santos	1.000	3.192	0.019	707.2	50,785.1	53,324.4	130	gas	4,480
S-10	Santos - Project I - Gas	Santos	1.000	3.232	0.019	183.8	50,785.1	53,324.4	130	gas	4,480

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

TABLE 1A
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE OIL RESOURCES
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Gross Prospective Oil Resources Summary									
Prospect	Potential Development Plan				Probability of Geologic Success, P _g				
	Basin Total	Basin	Low Estimate (10 ³ bbl)	Best Estimate (10 ³ bbl)	High Estimate (10 ³ bbl)	Mean Estimate (10 ³ bbl)	Success, P _g (decimal)	P _g Adjusted Mean Estimate (10 ³ bbl)	
ES-01	Espirito Santos Total	ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	51,581	146,970	362,827	184,771	0.175	32,335
ES-02		ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	109,274	298,014	783,522	380,785	0.175	66,637
ES-03		ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	214,723	582,162	1,465,612	718,139	0.175	125,674
ES-04		ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	242,608	639,851	1,515,924	789,144	0.210	165,720
						2,072,839	0.188	390,367	
Pama-01	Para Maranhao Total	Pama - Project III - Oil	Pama	12,188	31,724	80,561	40,396	0.075	3,030
Pama-02		Pama - Project IV - Oil	Pama	112,548	320,567	788,615	406,464	0.175	71,131
Pama-03		Pama - Project IV - Oil	Pama	117,970	319,902	845,965	411,420	0.175	71,998
Pama-04		Pama - Project II - Oil	Pama	439,537	959,327	1,925,790	1,101,762	0.264	290,347
Pama-05		Pama - Project I - Oil	Pama	43,203	112,366	292,001	144,066	0.075	10,805
						2,104,107	0.213	447,312	
C-01	Campos Total	Campos - Project IV - Oil	Campos	301,884	649,895	1,295,832	739,650	0.352	260,357
C-02		Campos - Project IV - Oil	Campos	35,960	97,833	243,631	120,538	0.352	42,429
C-03		Campos - Project IV - Oil	Campos	97,190	255,764	603,414	314,788	0.352	110,805
C-04		Campos - Project IV - Oil	Campos	124,874	323,328	810,997	412,221	0.352	145,102
C-05		Campos - Project IV - Oil	Campos	29,897	80,446	202,277	102,939	0.352	36,235
C-06		Campos - Project V - Oil	Campos	124,799	336,132	874,462	429,185	0.352	151,073
C-07		Campos - Project V - Oil	Campos	164,966	447,985	1,123,825	552,135	0.352	194,351
C-08		Campos - Project VI - Oil	Campos	44,502	120,851	284,475	147,902	0.352	52,062
C-09		Campos - Project VI - Oil	Campos	52,680	135,843	356,955	174,710	0.352	61,498
C-10		Campos - Project VI - Oil	Campos	52,996	149,388	376,154	192,970	0.352	67,926
C-11		Campos - Project VI - Oil	Campos	132,745	363,926	964,343	464,725	0.352	163,583
C-12		Campos - Project VI - Oil	Campos	21,964	60,505	154,431	74,546	0.352	26,240
C-13		Campos - Project II - Oil	Campos	335,461	735,663	1,603,852	873,527	0.352	307,481
C-14		Campos - Project II - Oil	Campos	37,798	96,826	243,347	123,689	0.352	43,538
C-15		Campos - Project II - Oil	Campos	85,152	234,072	574,440	294,074	0.352	103,514
C-16		Campos - Project II - Oil	Campos	29,272	79,449	208,627	101,461	0.245	24,858
C-17		Campos - Project III - Oil	Campos	236,513	637,629	1,591,903	787,759	0.352	277,291
C-18		Campos - Project III - Oil	Campos	275,901	721,162	1,727,052	891,985	0.352	313,979
C-19		Campos - Project III - Oil	Campos	5,056	12,990	34,530	16,965	0.352	5,972
C-20		Campos - Project I - Oil	Campos	282,447	635,898	1,426,781	776,721	0.352	273,406
C-21		Campos - Project I - Oil	Campos	61,683	166,379	432,603	212,344	0.352	74,745
C-22		Campos - Project I - Oil	Campos	24,323	66,594	168,356	82,283	0.352	28,964
C-23		Campos - Project I - Oil	Campos	50,248	132,232	311,969	162,747	0.352	57,287
C-24		Campos - Project I - Oil	Campos	27,873	72,517	180,965	91,984	0.352	32,378
						8,141,847	0.351	2,855,074	

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

TABLE 1B
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE OIL RESOURCES
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Prospect	Potential Development Plan Total	Potential Development Plan	Basin	Gross Prospective Oil Resources Summary					P _g -Adjusted Mean Estimate (10 ⁹ bbl)
				Low Estimate (10 ⁹ bbl)	Best Estimate (10 ⁹ bbl)	High Estimate (10 ⁹ bbl)	Mean Estimate (10 ⁹ bbl)	Probability of Geologic Success, P _g (decimal)	
C-01	Campos - Project IV - Oil Total	Campos - Project IV - Oil	Campos	301,884	649,895	1,295,832	739,650	0.352	260,357
C-02		Campos - Project IV - Oil	Campos	35,960	97,893	243,631	120,538	0.352	42,429
C-05		Campos - Project IV - Oil	Campos	29,897	80,446	202,277	102,939	0.352	36,235
C-04		Campos - Project IV - Oil	Campos	124,874	323,328	810,997	412,221	0.352	145,102
C-03		Campos - Project IV - Oil	Campos	97,190	255,764	603,414	314,788	0.352	110,805
							1,690,136	0.352	594,928
C-06	Campos - Project V - Oil Total	Campos - Project V - Oil	Campos	124,799	336,132	874,462	429,185	0.352	151,073
C-07		Campos - Project V - Oil	Campos	164,966	447,985	1,123,825	552,135	0.352	194,351
							981,320	0.352	345,425
C-13	Campos - Project II - Oil Total	Campos - Project II - Oil	Campos	335,461	735,663	1,603,852	873,527	0.352	307,481
C-15		Campos - Project II - Oil	Campos	85,152	234,072	574,440	294,074	0.352	103,514
C-14		Campos - Project II - Oil	Campos	37,798	96,826	243,347	123,689	0.352	43,538
C-16		Campos - Project II - Oil	Campos	29,272	79,449	208,627	101,461	0.245	24,858
							1,392,749	0.344	479,892
C-19	Campos - Project III - Oil Total	Campos - Project III - Oil	Campos	5,056	12,990	34,530	16,965	0.352	5,972
C-18		Campos - Project III - Oil	Campos	275,901	721,162	1,727,052	891,985	0.352	313,979
C-17		Campos - Project III - Oil	Campos	236,513	637,629	1,591,903	787,759	0.352	277,291
							1,696,709	0.352	597,242
C-24	Campos - Project I - Oil Total	Campos - Project I - Oil	Campos	27,873	72,517	180,965	91,984	0.352	32,378
C-20		Campos - Project I - Oil	Campos	282,447	635,898	1,426,721	776,721	0.352	273,406
C-22		Campos - Project I - Oil	Campos	24,323	66,594	168,356	82,283	0.352	28,964
C-21		Campos - Project I - Oil	Campos	61,683	166,379	432,603	212,344	0.352	74,745
C-23		Campos - Project I - Oil	Campos	50,248	132,232	311,969	162,747	0.352	57,287
							7,504,996	0.349	2,620,046
C-08	Campos - Project VI - Oil Total	Campos - Project VI - Oil	Campos	44,502	120,851	284,475	147,902	0.352	52,062
C-11		Campos - Project VI - Oil	Campos	132,745	363,926	964,343	464,725	0.352	163,583
C-09		Campos - Project VI - Oil	Campos	52,680	135,843	356,955	174,710	0.352	61,498
C-10		Campos - Project VI - Oil	Campos	52,996	149,388	376,154	192,970	0.352	67,926
C-12		Campos - Project VI - Oil	Campos	21,964	60,505	154,431	74,546	0.352	26,240
							1,054,854	0.352	371,309
ES-02	ES - Project I - Oil + Gas Total	Espiritos Santos	Espiritos Santos	109,274	298,014	783,522	380,785	0.175	66,637
ES-03		ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	214,723	582,162	1,465,612	718,139	0.175	125,674
ES-01		ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	51,581	146,970	362,827	184,771	0.175	32,335
							1,283,695	0.175	224,647
ES-04	Para Maranhao Oil Projects Total	ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	242,608	639,851	1,515,924	789,144	0.210	165,720
Pama-01		Pama - Project III - Oil	Pama	12,188	31,724	80,561	40,396	0.075	3,030
Pama-02		Pama - Project IV - Oil	Pama	112,548	320,567	788,615	406,464	0.175	71,131
Pama-03		Pama - Project IV - Oil	Pama	117,970	319,902	846,965	411,420	0.175	71,998
Pama-04		Pama - Project II - Oil	Pama	439,537	959,327	1,925,790	1,101,762	0.264	290,347
Pama-05		Pama - Project I - Oil	Pama	43,203	112,366	292,001	144,066	0.075	10,805
							2,104,107	0.213	447,312

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

Gross Prospective Oil Resources Summary

Prospect	Potential Development Plan Total	Potential Development Plan	Basin	Low Estimate (10 ⁹ bbl)	Best Estimate (10 ⁹ bbl)	High Estimate (10 ⁹ bbl)	Mean Estimate (10 ⁹ bbl)	Probability of Geologic Success, P _g (decimal)	P _g -Adjusted Mean Estimate (10 ⁹ bbl)
S-04		Santos - Project VII - Oil	Santos	54,734	154,065	377,774	193,640	0.225	43,569
S-06		Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	327,247	703,408	1,467,100	819,208	0.279	228,630
S-02		Santos - Project VIII - Oil	Santos	93,238	252,844	699,734	332,064	0.225	74,714
S-01		Santos - Project XI - Oil	Santos	77,942	218,462	549,867	285,761	0.225	64,296
S-05		Santos - Project X - Oil	Santos	66,283	171,214	455,188	224,938	0.225	50,611
S-03		Santos - Project IX - Oil	Santos	80,839	231,104	591,608	288,555	0.225	64,925
		Santos Oil Projects Total					2,144,166	0.246	526,745
Statistical Aggregate				6,093,945	12,401,886	25,242,081	14,462,960	0.292	4,219,498
Arithmetic Summation				4,680,099	11,755,289	27,987,309	14,462,960	0.292	4,219,498

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₉₀, P₅₀, mean, and P₁₀, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P₉₀, P₅₀, and P₁₀ are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered.
If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

TABLE 2A
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE GAS RESOURCES
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Gross Prospective Gas Resources Summary									
Project	Basin	Low Estimate (10 ⁶ ft ³)	Best Estimate (10 ⁶ ft ³)	High Estimate (10 ⁶ ft ³)	Mean Estimate (10 ⁶ ft ³)	Probability of Geologic Success, P _g (decimal)	P _g -Adjusted Mean Estimate (10 ⁶ ft ³)		
Basin Total									
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas	723,289	2,022,994	4,611,691	2,374,762	0.158	374,025		
ES-06	ES - Project II - Oil + Gas	664,464	1,289,219	2,303,124	1,406,415	0.343	482,400		
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas	301,730	733,286	1,768,851	934,005	0.125	116,751		
	Espirito Santos Total				4,715,182	0.206	973,176		
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas	238,810	677,562	1,552,195	799,044	0.280	223,732		
S-08	Santos - Project VI - Oil + Gas	195,093	636,518	1,691,547	807,476	0.280	226,093		
S-09	Santos - Project IV - Gas	819,217	2,150,807	4,972,106	2,587,146	0.343	887,391		
S-10	Santos - Project I - Gas	392,770	1,008,627	2,553,898	1,321,049	0.315	416,130		
S-11	Santos - Project V - Gas	70,955	199,062	448,917	234,817	0.343	80,542		
S-12	Santos - Project V - Gas	669,701	1,723,129	3,922,082	2,047,633	0.343	702,338		
S-13	Santos - Project II - Gas	3,924,990	9,568,596	23,698,501	11,904,450	0.245	2,916,590		
S-14	Santos - Project II - Gas	1,373,929	3,736,496	8,698,494	4,481,593	0.315	1,411,702		
S-15	Santos - Project III - Gas	361,404	960,273	2,254,278	1,164,882	0.228	265,011		
	Santos Total				25,348,089	0.281	7,129,530		
Statistical Aggregate		12,667,110	25,779,042	52,469,169	30,063,271	0.270	8,102,706		
Arithmetic Summation		9,736,352	24,706,569	58,475,686	30,063,271	0.270	8,102,706		

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₉₀, P₅₀, mean, and P₁₀, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P₉₀, P₅₀, and P₁₀ are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered.

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

TABLE 2B
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE GAS RESOURCES
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Prospect	Gross Prospective Gas Resources Summary								
	Potential Development Plan			Probability of Geologic Success, P _g (decimal)					
Potential Development Plan Total			Basin	Low Estimate (10 ⁶ ft ³)	Best Estimate (10 ⁶ ft ³)	High Estimate (10 ⁶ ft ³)	Mean Estimate (10 ⁶ ft ³)	P _g -Adjusted Mean Estimate (10 ⁶ ft ³)	
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas		Espiritos Santos	723,289	2,022,994	4,611,691	2,374,762	0.158	374,025
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas		Espiritos Santos	301,730	733,286	1,768,851	934,005	0.125	116,751
ES-06	ES - Project II - Oil + Gas		Espiritos Santos	664,464	1,289,219	2,303,124	1,406,415	0.343	482,400
	ES - Project II - Oil + Gas Total						2,340,420	0.256	599,151
S-13	Santos - Project II - Gas		Santos	3,924,990	9,568,596	23,698,501	11,904,450	0.245	2,916,590
S-09	Santos - Project IV - Gas		Santos	819,217	2,150,807	4,972,106	2,587,146	0.343	887,391
S-15	Santos - Project III - Gas		Santos	361,404	960,273	2,254,278	1,164,882	0.228	265,011
	Santos Albian Gas Projects Total						15,656,477	0.260	4,068,992
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas		Santos	238,810	677,562	1,552,195	799,044	0.280	223,732
S-08	Santos - Project VI - Oil + Gas		Santos	195,093	636,518	1,691,547	807,476	0.280	226,093
	Santos - Project VI - Oil + Gas Total						1,606,520	0.280	449,826
S-11	Santos - Project V - Gas		Santos	70,955	199,062	448,917	234,817	0.343	80,542
S-12	Santos - Project V - Gas		Santos	669,701	1,723,129	3,922,082	2,047,633	0.343	702,338
	Santos - Project V - Gas Total						2,282,450	0.343	782,880
S-14	Santos - Project I - Gas		Santos	1,373,929	3,736,496	8,698,494	4,481,593	0.315	1,411,702
S-10	Santos - Project I - Gas		Santos	392,770	1,008,627	2,553,898	1,321,049	0.315	416,130
	Santos - Project I - Gas Total						5,802,642	0.315	1,827,832
Statistical Aggregate				12,667,110	25,779,042	52,469,169	30,063,271	0.270	8,102,706
Arithmetic Summation				9,736,352	24,706,569	58,475,686	30,063,271	0.270	8,102,706

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₅₀, P₇₀, mean, and P₉₀, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P₅₀, P₇₀, and P₉₀ are not additive.
5. P_g is defined as the probability of discovering reservoirs which flow petroleum at a measurable rate.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_g has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_g yields imprecise results. Dividing the P_g-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_g.
8. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
9. Prospective resources classified as lead or play are assigned a P_g of 0.05
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered.

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

TABLE 3A
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Prospect	Basin	Potential Development Plan	Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources Summary				
			Low Estimate (10 ³ bbl)	Best Estimate (10 ³ bbl)	High Estimate (10 ³ bbl)	Mean Estimate (10 ³ bbl)	Probability of Economic Success, P _e (decimal)
Basin Total							P _e -Adjusted Mean Estimate (10 ³ bbl)
ES-01	Espirito Santos	ES - Project I - Oil + Gas	59,227	148,858	374,185	192,796	0.163
ES-02	Espirito Santos	ES - Project I - Oil + Gas	115,741	293,564	744,697	382,176	0.163
ES-03	Espirito Santos	ES - Project I - Oil + Gas	226,174	560,492	1,389,177	720,252	0.165
ES-04	Espirito Santos	ES - Project II - Oil + Gas	269,381	640,310	1,522,201	804,506	0.200
Espirito Santos Total						2,099,731	0.178
Pama-01	Pama	Pama - Project III - Oil	13,231	32,294	78,833	41,155	0.071
Pama-02	Pama	Pama - Project IV - Oil	130,893	328,373	823,914	424,860	0.163
Pama-03	Pama	Pama - Project IV - Oil	125,178	317,513	805,488	413,366	0.163
Pama-04	Pama	Pama - Project II - Oil	488,454	981,699	1,973,243	1,138,720	0.249
Pama-05	Pama	Pama - Project I - Oil	46,318	114,249	281,848	146,437	0.071
Para Maranhao Total						2,164,538	0.200
C-01	Campes	Campes - Project IV - Oil	331,833	660,463	1,314,692	762,962	0.330
C-02	Campes	Campes - Project IV - Oil	38,015	93,876	231,856	120,401	0.331
C-03	Campes	Campes - Project IV - Oil	108,015	255,970	606,667	321,095	0.334
C-04	Campes	Campes - Project IV - Oil	136,509	330,437	799,973	419,217	0.332
C-05	Campes	Campes - Project IV - Oil	33,796	83,399	205,834	106,922	0.331
C-06	Campes	Campes - Project V - Oil	132,475	332,375	834,042	430,063	0.330
C-07	Campes	Campes - Project V - Oil	173,359	429,215	1,062,829	551,276	0.330
C-08	Campes	Campes - Project VI - Oil	49,799	119,650	287,515	151,191	0.334
C-09	Campes	Campes - Project VI - Oil	56,026	138,358	341,728	177,454	0.331
C-10	Campes	Campes - Project VI - Oil	61,702	155,735	393,128	202,183	0.327
C-11	Campes	Campes - Project VI - Oil	139,134	355,084	906,340	463,893	0.328
C-12	Campes	Campes - Project VI - Oil	22,610	56,824	142,829	73,594	0.331
C-13	Campes	Campes - Project II - Oil	362,593	759,447	1,590,894	896,975	0.334
C-14	Campes	Campes - Project II - Oil	41,217	99,361	239,560	125,778	0.333
C-15	Campes	Campes - Project II - Oil	97,032	239,110	589,307	306,313	0.330
C-16	Campes	Campes - Project II - Oil	30,895	78,138	197,662	101,560	0.229
C-17	Campes	Campes - Project III - Oil	250,797	617,420	1,520,198	790,526	0.331
C-18	Campes	Campes - Project III - Oil	303,413	721,820	1,717,444	907,328	0.335
C-19	Campes	Campes - Project III - Oil	5,428	13,455	33,356	17,293	0.331
C-20	Campes	Campes - Project I - Oil	314,567	676,178	1,453,651	808,178	0.332
C-21	Campes	Campes - Project I - Oil	65,618	164,703	413,468	213,160	0.329
C-22	Campes	Campes - Project I - Oil	25,477	63,553	158,558	81,967	0.329
C-23	Campes	Campes - Project I - Oil	55,845	132,338	313,651	166,008	0.334
C-24	Campes	Campes - Project I - Oil	30,525	73,877	178,824	93,718	0.332
Campes Total						8,289,054	0.330
2,738,087							

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

Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources Summary									
Prospect	Basin Total	Potential Development Plan	Basin	Probability					
				Low Estimate (10³bbl)	Best Estimate (10³bbl)	High Estimate (10³bbl)	Mean Estimate (10³bbl)	Success, P _e (decimal)	P _e -Adjusted Mean Estimate (10³bbl)
S-01	Santos	Santos - Project XI - Oil	Santos	91,380	229,996	578,962	298,121	0.211	62,821
S-02		Santos - Project VIII - Oil	Santos	96,897	251,127	650,938	330,999	0.211	69,689
S-03		Santos - Project IX - Oil	Santos	86,621	221,837	568,210	290,394	0.210	61,100
S-04		Santos - Project VII - Oil	Santos	61,701	153,715	383,002	198,109	0.213	42,279
S-05		Santos - Project X - Oil	Santos	71,563	177,852	442,067	228,908	0.212	48,438
S-06		Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	354,857	720,991	1,465,056	840,217	0.264	222,125
Santos Total							2,186,747	0.232	506,452
Statistical Aggregate				7,197,179	13,183,919	24,152,816	14,740,070	0.275	4,051,451
Arithmetic Summation				5,104,299	11,823,654	27,615,754	14,740,070	0.275	4,051,451

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g and/or P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₉₀, P₅₀, mean, and P₁₀, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P₉₀, P₅₀, and P₁₀ are not additive.
5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered.
If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

TABLE 3B
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE OIL RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN OIL PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Prospect	Potential Development Plan Total	Potential Development Plan	Basin	Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources Summary					
				Low Estimate (10 ⁹ bbbl)	Best Estimate (10 ⁹ bbbl)	High Estimate (10 ⁹ bbbl)	Mean Estimate (10 ⁹ bbbl)	Success, P* (decimal)	P*-Adjusted Mean Estimate (10 ⁹ bbbl)
C-01	Campos - Project IV - Oil Total	Campos - Project IV - Oil	Campos	331,833	660,463	1,314,692	762,962	0.330	251,510
C-02		Campos - Project IV - Oil	Campos	38,015	93,876	231,856	120,401	0.331	39,806
C-05		Campos - Project IV - Oil	Campos	33,796	83,399	106,922	65,410	0.331	35,410
C-04		Campos - Project IV - Oil	Campos	136,509	330,437	799,973	419,217	0.332	139,297
C-03	Campos - Project IV - Oil Total	Campos - Project IV - Oil	Campos	108,015	255,970	606,667	321,095	0.334	107,315
							1,730,596	0.331	573,337
C-06	Campos - Project V - Oil Total	Campos - Project V - Oil	Campos	132,475	332,375	834,042	430,063	0.330	141,715
C-07		Campos - Project V - Oil	Campos	173,359	429,215	1,062,829	551,276	0.330	181,867
							981,339	0.330	323,582
C-13	Campos - Project II - Oil Total	Campos - Project II - Oil	Campos	362,593	759,447	1,590,834	896,975	0.334	299,272
C-15		Campos - Project II - Oil	Campos	97,032	239,110	589,307	306,313	0.330	100,937
C-14		Campos - Project II - Oil	Campos	41,217	99,361	239,560	125,778	0.333	41,877
C-16		Campos - Project II - Oil	Campos	30,895	78,138	197,652	101,560	0.229	23,226
							1,430,627	0.325	465,312
C-19	Campos - Project III - Oil Total	Campos - Project III - Oil	Campos	5,428	13,455	33,356	17,293	0.331	5,731
C-18		Campos - Project III - Oil	Campos	303,413	721,820	1,717,444	907,828	0.335	304,256
C-17		Campos - Project III - Oil	Campos	250,797	617,420	1,520,198	790,526	0.331	261,962
							1,715,146	0.333	571,949
C-24	Campos - Project I - Oil Total	Campos - Project I - Oil	Campos	30,525	73,877	178,824	93,718	0.332	31,098
C-20		Campos - Project I - Oil	Campos	314,567	676,178	1,453,651	808,178	0.332	268,183
C-22		Campos - Project I - Oil	Campos	25,477	63,553	158,558	81,967	0.329	26,975
C-21		Campos - Project I - Oil	Campos	65,618	164,703	413,468	213,160	0.329	70,155
C-23	Campos - Project I - Oil Total	Campos - Project I - Oil	Campos	55,845	132,338	313,651	166,008	0.334	55,482
							1,363,031	0.332	451,893
C-08	Campos - Project VI - Oil Total	Campos - Project VI - Oil	Campos	49,799	119,650	287,515	151,191	0.334	50,557
C-11		Campos - Project VI - Oil	Campos	139,134	355,084	906,340	463,893	0.328	152,263
C-09		Campos - Project VI - Oil	Campos	56,026	138,358	341,728	177,454	0.331	58,683
C-10		Campos - Project VI - Oil	Campos	61,702	155,735	393,128	202,183	0.327	66,185
C-12	Campos - Project VI - Oil Total	Campos - Project VI - Oil	Campos	22,610	56,824	142,829	73,594	0.331	24,324
							1,068,315	0.330	352,012
ES-01	ES - Project I - Oil + Gas Total	ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	59,227	148,858	374,185	192,796	0.163	31,465
ES-02		ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	115,741	293,564	744,697	382,176	0.163	62,444
ES-03		ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	226,174	560,492	1,389,177	720,252	0.165	118,494
							1,295,225	0.164	212,402
ES-04	ES - Project II - Oil + Gas	ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	269,381	640,310	1,522,201	804,506	0.200	160,841
Pama-01	Pama - Project III - Oil Total	Pama - Project III - Oil	Pama	13,231	32,294	78,833	41,155	0.071	2,907
Pama-02		Pama - Project IV - Oil	Pama	130,893	328,373	823,914	424,860	0.163	69,277
Pama-03		Pama - Project IV - Oil	Pama	125,178	317,513	805,488	413,866	0.163	67,533
Pama-04		Pama - Project II - Oil	Pama	488,454	981,699	1,973,243	1,138,720	0.249	283,608
Pama-05	Para Maranhao Oil Projects Total	Pama - Project I - Oil	Pama	46,318	114,249	281,848	146,437	0.071	10,345
							2,164,538	0.200	433,669

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

Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Oil Resources Summary									
Prospect	Potential Development Plan Total	Potential Development Plan	Basin	Probability					
				Low Estimate (10 ⁹ bbl)	Best Estimate (10 ⁹ bbl)	High Estimate (10 ⁹ bbl)	Mean Estimate (10 ⁹ bbl)	Success, P _e (decimal)	P _e -Adjusted Mean Estimate (10 ⁹ bbl)
S-04		Santos - Project VII - Oil	Santos	61,701	153,715	383,002	198,109	0.213	42,279
S-06		Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	354,857	720,991	1,465,056	840,217	0.264	222,125
S-02		Santos - Project VIII - Oil	Santos	96,897	251,127	650,938	330,999	0.211	69,689
S-01		Santos - Project XI - Oil	Santos	91,380	229,996	578,962	298,121	0.211	62,821
S-05		Santos - Project X - Oil	Santos	71,563	177,852	442,067	228,908	0.212	48,438
S-03		Santos - Project IX - Oil	Santos	86,621	221,837	568,210	290,394	0.210	61,100
Santos Oil Projects Total							2,186,747	0.232	506,452
Statistical Aggregate				7,197,179	13,183,919	24,152,816	14,740,070	0.275	4,051,451
Arithmetic Summation				5,104,299	11,823,654	27,615,754	14,740,070	0.275	4,051,451

- Notes:
- 1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
 - and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
 - 3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₁₀, P₅₀, mean, and P₁₀₀, respectively.
 - 4. Only the mean can be arithmetically summed; P₁₀, P₅₀, and P₁₀₀ are not additive.
 - 5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
 - 6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
 - 7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
 - 8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
 - 9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
 - 10. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered.
 - If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

TABLE 4A
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE GAS RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

			Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Gas Resources Summary					
Prospect	Potential Development Plan	Basin	Low Estimate (10 ⁶ ft ³)	Best Estimate (10 ⁶ ft ³)	High Estimate (10 ⁶ ft ³)	Mean Estimate (10 ⁶ ft ³)	Probability of Economic Success, P _e (decimal)	P _e -Adjusted Mean Estimate (10 ⁶ ft ³)
Basin Total								
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santos	789,995	1,895,644	4,549,343	2,393,728	0.148	353,112
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santos	338,598	780,851	1,800,979	965,828	0.117	113,221
ES-06	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santos	729,045	1,311,648	2,360,044	1,456,910	0.323	471,086
	Espirito Santos Total					4,816,466	0.195	937,419
S-13	Santos - Project II - Gas	Santos	4,111,085	9,614,196	22,486,773	11,977,356	0.230	2,751,641
S-09	Santos - Project IV - Gas	Santos	907,613	2,127,805	4,989,082	2,654,218	0.324	860,749
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	262,849	636,457	1,541,320	807,595	0.261	211,104
S-08	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	214,178	594,305	1,649,346	816,124	0.265	216,466
S-15	Santos - Project III - Gas	Santos	403,523	958,275	2,275,993	1,203,422	0.214	257,541
S-11	Santos - Project V - Gas	Santos	78,886	188,601	450,972	237,694	0.322	76,575
S-12	Santos - Project V - Gas	Santos	733,491	1,690,883	3,898,422	2,091,035	0.326	680,762
S-14	Santos - Project I - Gas	Santos	1,515,034	3,623,150	8,665,816	4,566,915	0.294	1,342,400
S-10	Santos - Project I - Gas	Santos	447,241	1,083,116	2,623,424	1,374,476	0.295	405,527
	Santos Total					25,728,835	0.264	6,802,765
Statistical Aggregate			14,914,449	27,320,548	50,050,988	30,545,302	0.253	7,740,183
Arithmetic Summation			10,531,537	24,504,932	57,291,516	30,545,302	0.253	7,740,183

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_g and/or P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₉₀, P₅₀, mean, and P₁₀, respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P₉₀, P₅₀, and P₁₀ are not additive.
5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered.
If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

TABLE 4B
ESTIMATE of the GROSS PROSPECTIVE GAS RESOURCES
TRUNCATED and ADJUSTED for TEFS

MARCH 31, 2008

as of
for
OGX
in
CERTAIN GAS PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Prospect	Potential Development Plan Total	Potential Development Plan	Basin	Gross Truncated, TEFS-Adjusted Prospective Gas Resources Summary					Probability	
				Low Estimate (10 ⁹ ft ³)	Best Estimate (10 ⁹ ft ³)	High Estimate (10 ⁹ ft ³)	Mean Estimate (10 ⁹ ft ³)	Estimate of Economic Success, P _e (decimal)	P _e -Adjusted Mean Estimate (10 ⁹ ft ³)	
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas Total	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	262,849	636,457	1,541,320	807,595	0.261	211,104	
S-08		Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	214,178	594,305	1,649,346	816,124	0.265	216,466	
							1,623,718	0.263	427,570	
ES-05	ES - Project II - Oil + Gas Total	ES - Project I - Oil + Gas	Espiritos Santos	789,985	1,895,644	4,549,343	2,393,728	0.148	353,112	
ES-06		ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	729,045	1,311,648	2,360,044	1,456,910	0.323	471,086	
ES-07		ES - Project II - Oil + Gas	Espiritos Santos	338,598	780,851	1,800,979	965,828	0.117	113,221	
							2,422,738	0.241	584,306	
S-13	Santos Alban Gas Projects Total	Santos - Project II - Gas	Santos	4,111,085	9,614,196	22,486,773	11,377,356	0.230	2,751,641	
S-09		Santos - Project IV - Gas	Santos	907,613	2,127,805	4,989,082	2,654,218	0.324	860,749	
S-15		Santos - Project III - Gas	Santos	403,523	958,275	2,275,993	1,203,422	0.214	257,541	
							15,834,997	0.244	3,869,930	
S-11	Santos - Project V - Gas Total	Santos - Project V - Gas	Santos	78,886	183,601	450,972	237,694	0.322	76,575	
S-12		Santos - Project V - Gas	Santos	733,491	1,690,883	3,898,422	2,091,035	0.326	680,762	
							2,328,729	0.325	757,337	
S-14	Santos - Project I - Gas Total	Santos - Project I - Gas	Santos	1,515,034	3,623,150	8,665,816	4,566,915	0.294	1,342,400	
S-10		Santos - Project I - Gas	Santos	447,241	1,083,116	2,623,424	1,374,476	0.295	405,527	
							5,941,391	0.294	1,747,927	
Statistical Aggregate				14,914,449	27,320,548	50,050,988	30,545,302	0.253	7,740,183	
Arithmetic Summation				10,531,537	24,504,932	57,291,516	30,545,302	0.253	7,740,183	

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Application of P_e and/or P_e does not equate prospective resources to contingent resources or reserves.
3. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₁₀, P₅₀, mean, and P₉₀ respectively.
4. Only the mean can be arithmetically summed; P₁₀, P₅₀, and P₉₀ are not additive.
5. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
6. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
7. P_e has been rounded for presentation purposes. Multiplication using this presented P_e yields imprecise results. Dividing the P_e-adjusted mean estimate by the mean estimate yields the precise P_e.
8. TEFS is defined as the threshold economic field size.
9. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
10. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered. If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

TABLE 5
POTENTIAL PRESENT WORTH at 10 PERCENT
of the
NET PROSPECTIVE OIL AND GAS RESOURCES
TRUNCATED, TEFS-ADJUSTED, and P_e-ADJUSTED
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
REPUBLIC OF BRAZIL

Truncated, TEFS-Adjusted, P _e -Adjusted, Net Interest Oil and Gas Resources Potential Present Worth Summary				
Prospect	Low Estimate (10 ³ U.S.\$)	Best Estimate (10 ³ U.S.\$)	High Estimate (10 ³ U.S.\$)	Mean Estimate (10 ³ U.S.\$)
ES-01	11,488.0	41,759.7	120,600.8	56,913.0
ES-02	33,825.2	92,412.5	246,034.7	121,910.6
ES-03	75,701.9	189,524.7	480,687.2	241,548.1
ES-04	132,819.7	309,925.7	752,398.8	389,808.9
Pama-01	(13,434.1)	(6,022.7)	12,259.3	(2,682.2)
Pama-02	152,438.8	389,096.3	1,047,576.0	523,000.5
Pama-03	147,503.2	379,939.7	998,369.9	497,772.6
Pama-04	851,803.4	1,633,992.0	3,266,556.0	1,894,316.0
Pama-05	(3,808.0)	15,901.4	68,605.5	26,433.7
C-01	576,902.9	1,065,856.0	2,141,869.0	1,252,953.0
C-02	52,930.2	140,696.9	360,015.8	180,083.6
C-03	179,253.2	417,294.3	990,930.5	520,263.0
C-04	233,665.0	542,151.6	1,299,616.0	680,260.2
C-05	45,238.3	123,820.3	324,389.9	162,108.5
C-06	310,704.5	727,916.4	1,785,652.0	917,825.3
C-07	414,116.9	942,730.8	2,273,528.0	1,181,530.0
C-08	35,536.0	95,456.4	241,731.2	122,220.5
C-09	42,552.4	112,046.4	286,419.0	144,529.7
C-10	47,896.5	127,113.6	333,347.3	166,922.5
C-11	128,078.0	306,879.7	767,210.4	392,196.7
C-12	9,113.3	38,012.9	110,810.6	50,986.7
C-13	602,859.6	1,205,976.0	2,497,646.0	1,423,135.0
C-14	45,753.9	135,086.5	354,119.1	174,772.8
C-15	146,076.9	360,927.7	906,831.3	465,803.6
C-16	12,347.0	61,900.8	187,883.4	84,594.1
C-17	439,138.9	1,020,278.0	2,476,391.0	1,284,777.0
C-18	525,988.6	1,207,766.0	2,845,584.0	1,504,012.0
C-19	(16,657.0)	(3,773.0)	28,707.2	2,198.5
C-20	629,055.6	1,282,224.0	2,763,530.0	1,537,312.0
C-21	113,789.3	290,910.5	746,114.7	374,249.2
C-22	27,758.4	96,113.3	267,770.8	126,874.5
C-23	89,349.5	229,419.8	572,120.3	291,810.8
C-24	37,647.0	116,689.0	314,024.9	152,012.9
S-01	148,079.0	418,055.8	1,128,694.0	555,236.3
S-02	157,931.9	438,473.2	1,185,962.0	579,545.1
S-03	146,561.5	406,151.6	1,079,404.0	531,730.4
S-04	100,018.2	298,239.0	805,029.8	394,371.9
S-05	111,936.6	321,970.6	848,237.5	419,670.4
S-06	267,803.9	583,842.8	1,285,192.0	705,328.0
ES-07	6,784.0	27,388.5	77,328.9	36,340.5
ES-05	33,652.1	88,781.3	226,509.7	113,626.0
ES-06	90,085.8	165,123.7	309,219.1	166,766.4
S-07	13,363.6	64,838.2	196,126.5	89,075.1
S-08	7,052.1	59,406.4	214,589.6	92,391.0
S-13	341,590.8	848,710.9	2,181,512.0	1,104,598.0
S-09	110,414.4	321,454.9	848,050.3	419,969.7
S-11	(36,108.3)	(17,032.3)	29,604.2	(8,619.7)
S-15	(16,975.1)	27,275.9	148,219.3	50,851.9
S-12	78,862.2	245,990.6	660,183.0	320,456.0
S-14	202,608.3	518,749.5	1,310,989.0	663,869.2
S-10	24,912.5	120,991.5	366,149.3	169,089.7
Statistical Aggregate	19,521,340.0	23,142,030.0	27,638,150.0	23,366,749.2
Arithmetic Summation	7,906,306.2	18,650,436.3	44,770,329.8	23,366,749.2

Notes:

1. Low, best, mean, and high estimates follow the PRMS guidelines for prospective resources.
2. Low, best, mean, and high estimates in this table are P₉₀, P₅₀, mean, and P₁₀, respectively.
3. Only the mean can be arithmetically summed; P₉₀, P₅₀, and P₁₀ are not additive.
4. Recovery efficiency is applied to prospective resources in this table.
5. Negative values are denoted with parentheses.
6. Present worth in this table refers to OGX's net interest.
7. The present worth values in this table do not represent a fair market value evaluation.
8. Political risk, market availability, timing, pricing and other economic uncertainties are not included in this table.
9. A possibility exists that the prospects will not result in successful discoveries and development, in which case there would be no positive potential present worth.
10. Estimated potential present worth of prospective resources is not comparable to present worth estimates of contingent resources or reserves.
11. TEFS is defined as the threshold economic field size.
12. P_e is defined as the probability of discovering economic resources.
13. Condensate and solution gas volumes are not valued in this report.
14. Arithmetic summation is a requirement of the PRMS guidelines.
15. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered.
If discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.

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

TABLE 6
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
ES - PROJECT I - OIL and GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Quantities (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Quantities (10 ³ ft ³)	Potential Operating Expenses, 10 ³ U.S.\$				Potential Capital Costs, 10 ³ U.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	440,000	1,000,000	0	1,440,000
2016	27,374	51,218	280,000	106,586	59,872	446,458	520,000	1,000,000	0	1,520,000
2017	36,499	142,468	280,000	145,823	87,247	513,070	320,000	0	0	320,000
2018	54,748	178,968	280,000	216,998	127,397	624,395	320,000	0	0	320,000
2019	72,998	178,968	280,000	286,348	163,897	730,245	240,000	0	0	240,000
2020	72,998	178,968	280,000	286,348	163,897	730,245	160,000	0	0	160,000
2021	72,998	178,968	280,000	286,348	163,897	730,245	0	0	0	0
2022	73,198	178,968	280,000	287,108	164,297	731,405	0	0	0	0
2023	72,998	178,968	280,000	286,348	163,897	730,245	0	0	0	0
2024	70,398	178,968	280,000	276,469	158,697	715,166	0	0	0	0
2025	65,444	160,718	280,000	256,731	146,964	683,695	0	0	0	0
2026	60,999	149,038	280,000	239,257	136,907	656,164	0	0	0	0
2027	56,546	128,000	280,000	221,283	125,896	627,179	0	0	0	0
2028	52,567	103,107	280,000	204,917	115,448	600,365	0	0	0	0
2029	48,868	81,747	280,000	189,792	105,914	575,706	0	0	0	0
2030	45,549	63,723	280,000	176,278	97,473	553,751	0	0	0	0
2031	42,224	50,073	280,000	162,959	89,458	532,417	0	0	0	0
2032	39,253	39,152	280,000	151,122	82,423	513,545	0	0	0	0
2033	36,490	30,480	280,000	140,192	76,031	496,223	0	0	0	0
2034	34,012	23,573	280,000	130,429	70,384	480,813	0	0	0	0
2035	31,529	18,163	280,000	120,722	64,876	465,598	0	0	0	0
2036	29,310	6,354	280,000	111,701	59,258	450,959	0	0	0	0
2037	27,248	0	200,000	103,545	54,497	358,042	0	0	0	0
2038	25,397	0	200,000	96,513	50,796	347,309	0	0	0	0
2039	23,543	0	200,000	89,467	47,088	336,555	0	0	0	0
2040	21,886	0	200,000	83,171	43,774	326,945	0	0	0	0
2041	20,346	0	200,000	77,318	40,694	318,012	0	0	0	0
2042	18,964	0	200,000	72,067	37,930	309,997	0	0	0	0
2043	17,630	0	200,000	66,996	35,261	302,257	0	0	0	0
2044	16,393	0	200,000	62,295	32,787	295,082	0	0	0	0
2045	15,246	0	200,000	57,936	30,493	288,429	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	50,000	50,000
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,283,653	2,300,590	7,680,000	4,993,067	2,797,450	15,470,517	2,000,000	2,000,000	50,000	4,050,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 7
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
ES - PROJECT II - OIL and GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	440,000	1,000,000	0	1,440,000
2016	27,374	51,218	280,000	106,586	59,872	446,458	440,000	1,000,000	0	1,440,000
2017	36,499	142,468	280,000	145,823	87,247	513,070	240,000	0	0	240,000
2018	54,898	178,968	280,000	217,568	127,697	625,265	240,000	0	0	240,000
2019	72,998	178,968	280,000	286,348	163,897	730,245	0	0	0	0
2020	72,998	178,968	280,000	286,348	163,897	730,245	0	0	0	0
2021	72,998	178,968	280,000	286,348	163,897	730,245	0	0	0	0
2022	67,862	178,968	280,000	266,832	153,625	700,457	0	0	0	0
2023	58,068	178,968	280,000	229,614	134,036	643,650	0	0	0	0
2024	49,834	178,968	280,000	198,324	117,568	595,892	0	0	0	0
2025	42,768	160,718	280,000	170,559	101,610	552,169	0	0	0	0
2026	36,797	143,809	280,000	147,022	87,977	514,999	0	0	0	0
2027	31,486	123,492	280,000	125,825	75,323	481,148	0	0	0	0
2028	27,021	99,453	280,000	107,657	63,990	451,647	0	0	0	0
2029	23,190	78,825	280,000	92,066	54,264	426,330	0	0	0	0
2030	19,952	61,418	280,000	78,891	46,047	404,938	0	0	0	0
2031	17,073	48,236	280,000	67,290	38,970	386,260	0	0	0	0
2032	14,652	37,689	280,000	57,563	33,073	370,636	0	0	0	0
2033	12,574	29,314	280,000	49,249	28,081	357,330	0	0	0	0
2034	10,819	22,644	280,000	42,244	23,902	346,146	0	0	0	0
2035	9,257	17,420	280,000	36,050	20,257	336,307	0	0	0	0
2036	7,945	0	200,000	30,190	15,890	246,080	0	0	0	0
2037	6,818	0	200,000	25,910	13,637	239,547	0	0	0	0
2038	5,866	0	200,000	22,292	11,733	234,025	0	0	0	0
2039	5,020	0	200,000	19,076	10,040	229,116	0	0	0	0
2040	4,310	0	200,000	16,378	8,620	224,998	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	50,000	50,000
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	789,077	2,269,480	6,600,000	3,112,053	1,805,150	11,517,203	1,360,000	2,000,000	50,000	3,410,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 8
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
PAMA - PROJECT 1 - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	40,000	200,000	0	240,000
2024	3,650	0	0	23,726	7,300	31,026	60,000	100,000	0	160,000
2025	10,950	0	0	71,177	21,901	93,078	60,000	100,000	0	160,000
2026	16,470	0	0	107,059	32,941	140,000	0	0	0	0
2027	21,900	0	0	142,355	43,801	186,156	0	0	0	0
2028	19,741	0	0	128,320	39,483	167,803	0	0	0	0
2029	15,981	0	0	103,878	31,962	135,840	0	0	0	0
2030	12,968	0	0	84,298	25,938	110,236	0	0	0	0
2031	10,466	0	0	68,034	20,934	88,968	0	0	0	0
2032	8,473	0	0	55,075	16,946	72,021	0	0	0	0
2033	6,859	0	0	44,585	13,718	58,303	0	0	0	0
2034	5,566	0	0	36,181	11,133	47,314	0	0	0	0
2035	4,492	0	0	29,200	8,985	38,185	0	0	0	0
2036	3,637	0	0	23,638	7,273	30,911	0	0	0	0
2037	2,913	0	0	18,935	5,826	24,761	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	5,000	5,000
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	144,066	0	0	936,461	288,141	1,224,602	160,000	400,000	5,000	565,000

Notes:

1. P_g and P_r have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_r to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 9
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
PAMA - PROJECT II - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁹ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, M.U.S.\$				Potential Capital Costs, M.U.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	240,000	400,000	0	640,000
2014	0	0	0	0	0	0	240,000	400,000	0	640,000
2015	27,375	0	200,000	95,815	54,752	350,567	120,000	0	0	120,000
2016	36,500	0	200,000	127,754	73,002	400,756	0	0	0	0
2017	54,750	0	200,000	191,631	109,503	501,134	0	0	0	0
2018	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2019	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2020	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2021	73,200	0	200,000	256,208	146,405	602,613	0	0	0	0
2022	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2023	69,232	0	200,000	242,321	138,469	580,790	0	0	0	0
2024	62,211	0	200,000	217,746	124,426	542,172	0	0	0	0
2025	56,047	0	200,000	196,171	112,098	508,269	0	0	0	0
2026	50,218	0	200,000	175,769	100,439	476,208	0	0	0	0
2027	45,125	0	200,000	157,944	90,253	448,197	0	0	0	0
2028	40,549	0	200,000	141,926	81,100	423,026	0	0	0	0
2029	36,531	0	200,000	127,863	73,065	400,928	0	0	0	0
2030	32,732	0	200,000	114,565	65,466	380,031	0	0	0	0
2031	29,412	0	200,000	102,947	58,827	361,774	0	0	0	0
2032	26,430	0	200,000	92,506	52,861	345,367	0	0	0	0
2033	23,811	0	200,000	83,340	47,623	330,963	0	0	0	0
2034	21,334	0	200,000	74,673	42,670	317,343	0	0	0	0
2035	19,171	0	200,000	67,100	38,343	305,443	0	0	0	0
2036	17,227	0	200,000	60,295	34,454	294,749	0	0	0	0
2037	15,520	0	200,000	54,321	31,041	285,362	0	0	0	0
2038	13,906	0	200,000	48,671	27,812	276,483	0	0	0	0
2039	12,495	0	200,000	43,735	24,992	268,727	0	0	0	0
2040	11,228	0	200,000	39,300	22,457	261,757	0	0	0	0
2041	10,116	0	200,000	35,406	20,232	255,638	0	0	0	0
2042	9,104	0	200,000	31,864	18,208	250,072	0	0	0	0
2043	8,184	0	200,000	28,646	16,369	245,015	0	0	0	0
2044	7,354	0	200,000	25,738	14,708	240,446	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	75,000	75,000
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,101,762	0	6,000,000	3,856,287	2,203,595	12,059,882	600,000	800,000	75,000	1,475,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 10
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
PAMA - PROJECT III - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	40,000	0	0	40,000
2023	3,650	0	0	23,726	7,300	31,026	20,000	200,000	0	220,000
2024	7,300	0	0	47,452	14,600	62,052	0	0	0	0
2025	6,517	0	0	42,361	13,034	55,395	0	0	0	0
2026	5,129	0	0	33,338	10,258	43,596	0	0	0	0
2027	4,049	0	0	26,317	8,097	34,414	0	0	0	0
2028	3,196	0	0	20,775	6,392	27,167	0	0	0	0
2029	2,529	0	0	16,440	5,058	21,498	0	0	0	0
2030	1,990	0	0	12,938	3,981	16,919	0	0	0	0
2031	1,571	0	0	10,213	3,142	13,355	0	0	0	0
2032	1,240	0	0	8,063	2,481	10,544	0	0	0	0
2033	982	0	0	6,380	1,963	8,343	0	0	0	0
2034	772	0	0	5,021	1,545	6,566	0	0	0	0
2035	610	0	0	3,964	1,220	5,184	0	0	0	0
2036	481	0	0	3,129	963	4,092	0	0	0	0
2037	381	0	0	2,476	762	3,238	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	5,000	5,000
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	40,397	0	0	262,593	80,796	343,389	60,000	200,000	5,000	265,000

Notes:

1. P_g and P_r have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_r to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 11
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
PAMA - PROJECT IV - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	200,000	400,000	0	600,000
2014	0	0	0	0	0	0	200,000	400,000	0	600,000
2015	27,375	0	200,000	95,815	54,752	350,567	100,000	0	0	100,000
2016	36,500	0	200,000	127,754	73,002	400,756	0	0	0	0
2017	54,750	0	200,000	191,631	109,503	501,134	0	0	0	0
2018	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2019	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2020	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2021	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2022	73,000	0	200,000	255,508	146,005	601,513	0	0	0	0
2023	64,343	0	200,000	225,206	128,689	553,895	0	0	0	0
2024	49,901	0	200,000	174,660	99,806	474,466	0	0	0	0
2025	39,602	0	200,000	138,610	79,206	417,816	0	0	0	0
2026	31,740	0	200,000	111,092	63,481	374,573	0	0	0	0
2027	25,861	0	200,000	90,518	51,725	342,243	0	0	0	0
2028	21,324	0	200,000	74,635	42,649	317,284	0	0	0	0
2029	17,813	0	200,000	62,349	35,628	297,977	0	0	0	0
2030	14,941	0	200,000	52,294	29,882	282,176	0	0	0	0
2031	12,676	0	200,000	44,369	25,354	269,723	0	0	0	0
2032	10,839	0	200,000	37,937	21,678	259,615	0	0	0	0
2033	9,357	0	200,000	32,750	18,714	251,464	0	0	0	0
2034	8,085	0	200,000	28,299	16,171	244,470	0	0	0	0
2035	7,048	0	200,000	24,670	14,097	238,767	0	0	0	0
2036	6,178	0	200,000	21,624	12,356	233,980	0	0	0	0
2037	5,456	0	200,000	19,097	10,913	230,010	0	0	0	0
2038	4,815	0	200,000	16,853	9,630	226,483	0	0	0	0
2039	4,280	0	200,000	14,980	8,560	223,540	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	75,000	75,000
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	817,884	0	5,000,000	2,862,683	1,635,821	9,498,504	500,000	800,000	75,000	1,375,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 12
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT 1 - GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁸ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, M.U.S.\$				Potential Capital Costs, M.U.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	320,000	600,000	0	920,000
2013	0	0	0	0	0	0	280,000	600,000	0	880,000
2014	0	171,668	30,000	8,583	17,167	55,750	200,000	100,000	0	300,000
2015	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2016	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2017	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2018	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2019	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2020	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2021	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2022	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2023	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2024	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2025	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2026	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	0	0	0	0
2027	0	285,547	30,000	14,277	28,555	72,832	0	0	0	0
2028	0	242,185	30,000	12,109	24,219	66,328	0	0	0	0
2029	0	205,327	30,000	10,266	20,533	60,799	0	0	0	0
2030	0	173,998	30,000	8,700	17,400	56,100	0	0	0	0
2031	0	147,369	30,000	7,368	14,737	52,105	0	0	0	0
2032	0	124,734	30,000	6,237	12,473	48,710	0	0	0	0
2033	0	105,494	30,000	5,275	10,549	45,824	0	0	0	0
2034	0	89,140	30,000	4,457	8,914	43,371	0	0	0	0
2035	0	75,239	30,000	3,762	7,524	41,286	0	0	0	0
2036	0	63,423	30,000	3,171	6,342	39,513	0	0	0	0
2037	0	53,380	30,000	2,669	5,338	38,007	0	0	0	0
2038	0	44,843	30,000	2,242	4,484	36,726	0	0	0	0
2039	0	28,468	30,000	1,423	2,847	34,270	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	70,000	70,000
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	5,710,419	780,000	285,515	571,046	1,636,561	800,000	1,300,000	70,000	2,170,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 13
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT II - GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	240,000	600,000	0	840,000
2013	0	0	0	0	0	0	240,000	600,000	0	840,000
2014	0	105,968	30,000	5,298	10,597	45,895	240,000	100,000	0	340,000
2015	0	215,467	30,000	10,773	21,547	62,320	240,000	0	0	240,000
2016	0	324,967	30,000	16,248	32,497	78,745	240,000	0	0	240,000
2017	0	434,466	30,000	21,723	43,447	95,170	0	0	0	0
2018	0	543,965	30,000	27,198	54,397	111,595	0	0	0	0
2019	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2020	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2021	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2022	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2023	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2024	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2025	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2026	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2027	0	653,465	30,000	32,673	65,347	128,020	0	0	0	0
2028	0	631,565	30,000	31,578	63,157	124,735	0	0	0	0
2029	0	592,145	30,000	29,607	59,215	118,822	0	0	0	0
2030	0	538,710	30,000	26,936	53,871	110,807	0	0	0	0
2031	0	474,108	30,000	23,706	47,411	101,117	0	0	0	0
2032	0	400,524	30,000	20,026	40,053	90,079	0	0	0	0
2033	0	319,717	30,000	15,986	31,972	77,958	0	0	0	0
2034	0	267,997	30,000	13,400	26,800	70,200	0	0	0	0
2035	0	224,552	30,000	11,228	22,455	63,683	0	0	0	0
2036	0	188,059	30,000	9,403	18,806	58,209	0	0	0	0
2037	0	157,404	30,000	7,870	15,740	53,610	0	0	0	0
2038	0	131,654	30,000	6,583	13,165	49,748	0	0	0	0
2039	0	110,024	30,000	5,501	11,002	46,503	0	0	0	0
2040	0	91,855	30,000	4,593	9,186	43,779	0	0	0	0
2041	0	76,593	30,000	3,830	7,659	41,489	0	0	0	0
2042	0	54,468	30,000	2,723	5,447	38,170	0	0	0	0
2043	0	33,114	30,000	1,656	3,311	34,967	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	80,000	80,000
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	11,798,507	900,000	589,923	1,179,858	2,669,781	1,200,000	1,300,000	80,000	2,580,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 14
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT III - GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	160,000	300,000	0	460,000
2013	0	0	0	0	0	0	80,000	350,000	0	430,000
2014	0	40,268	5,000	6,040	4,027	15,067	0	0	0	0
2015	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2016	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2017	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2018	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2019	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2020	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2021	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2022	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2023	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2024	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2025	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2026	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2027	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2028	0	62,168	5,000	9,325	6,217	20,542	0	0	0	0
2029	0	49,028	5,000	7,354	4,903	17,257	0	0	0	0
2030	0	38,516	5,000	5,778	3,852	14,630	0	0	0	0
2031	0	30,106	5,000	4,516	3,011	12,527	0	0	0	0
2032	0	23,379	5,000	3,507	2,338	10,845	0	0	0	0
2033	0	17,996	5,000	2,699	1,800	9,499	0	0	0	0
2034	0	13,690	5,000	2,054	1,369	8,423	0	0	0	0
2035	0	3,844	5,000	577	384	5,961	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	60,000	60,000
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	1,087,179	110,000	163,075	108,722	381,797	240,000	650,000	60,000	950,000

Notes:

1. P_g and P_r have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_r to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 15
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT IV - GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ³ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	475,000	0	475,000
2013	0	0	0	0	0	0	200,000	240,000	0	440,000
2014	0	87,718	30,000	4,386	8,772	43,158	120,000	0	0	120,000
2015	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2016	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2017	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2018	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2019	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2020	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2021	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2022	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2023	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2024	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2025	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2026	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2027	0	142,468	30,000	7,123	14,247	51,370	0	0	0	0
2028	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2029	0	98,668	30,000	4,933	9,867	44,800	0	0	0	0
2030	0	78,228	30,000	3,911	7,823	41,734	0	0	0	0
2031	0	61,915	30,000	3,096	6,192	39,288	0	0	0	0
2032	0	48,847	30,000	2,442	4,885	37,327	0	0	0	0
2033	0	38,336	30,000	1,917	3,834	35,751	0	0	0	0
2034	0	31,637	30,000	1,582	3,164	34,746	0	0	0	0
2035	0	26,011	30,000	1,301	2,601	33,902	0	0	0	0
2036	0	21,283	30,000	1,064	2,128	33,192	0	0	0	0
2037	0	17,313	30,000	866	1,731	32,597	0	0	0	0
2038	0	12,589	30,000	629	1,259	31,888	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	70,000	70,000
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	2,498,847	750,000	124,937	249,889	1,124,826	320,000	715,000	70,000	1,105,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 16
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT V - GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	460,000	0	460,000
2013	0	0	0	0	0	0	160,000	240,000	0	400,000
2014	0	69,468	30,000	3,473	6,947	40,420	120,000	0	0	120,000
2015	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2016	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2017	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2018	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2019	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2020	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2021	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2022	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2023	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2024	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2025	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2026	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2027	0	124,218	30,000	6,211	12,422	48,633	0	0	0	0
2028	0	109,618	30,000	5,481	10,962	46,443	0	0	0	0
2029	0	86,988	30,000	4,349	8,699	43,048	0	0	0	0
2030	0	68,884	30,000	3,444	6,888	40,332	0	0	0	0
2031	0	54,432	30,000	2,722	5,443	38,165	0	0	0	0
2032	0	42,861	30,000	2,143	4,286	36,429	0	0	0	0
2033	0	33,554	30,000	1,678	3,355	35,033	0	0	0	0
2034	0	27,991	30,000	1,400	2,799	34,199	0	0	0	0
2035	0	23,263	30,000	1,163	2,326	33,489	0	0	0	0
2036	0	19,244	30,000	962	1,924	32,886	0	0	0	0
2037	0	15,828	30,000	791	1,583	32,374	0	0	0	0
2038	0	12,924	30,000	646	1,292	31,938	0	0	0	0
2039	0	10,730	30,000	536	1,073	31,609	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	70,000	70,000
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	2,190,619	780,000	109,531	219,063	1,108,594	280,000	700,000	70,000	1,050,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 17
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT VI - OIL and GAS
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	330,000	1,000,000	0	1,330,000
2014	27,374	51,218	230,000	98,374	59,872	388,246	330,000	1,000,000	0	1,330,000
2015	36,499	105,968	230,000	133,048	83,597	446,645	180,000	0	0	180,000
2016	54,748	105,968	230,000	196,923	120,097	547,020	180,000	0	0	180,000
2017	72,998	105,968	230,000	260,798	156,597	647,395	0	0	0	0
2018	72,998	105,968	230,000	260,798	156,597	647,395	0	0	0	0
2019	72,998	105,968	230,000	260,798	156,597	647,395	0	0	0	0
2020	68,248	105,968	230,000	244,175	147,098	621,273	0	0	0	0
2021	59,081	105,968	230,000	212,089	128,763	570,852	0	0	0	0
2022	51,296	105,968	230,000	184,841	113,193	528,034	0	0	0	0
2023	44,536	105,968	230,000	161,179	99,671	490,850	0	0	0	0
2024	38,766	105,968	230,000	140,983	88,131	459,114	0	0	0	0
2025	33,559	88,531	230,000	121,885	75,972	427,857	0	0	0	0
2026	29,136	73,870	230,000	105,674	65,662	401,336	0	0	0	0
2027	25,297	61,544	230,000	91,619	56,750	378,369	0	0	0	0
2028	22,019	51,181	230,000	79,629	49,158	358,787	0	0	0	0
2029	19,064	42,468	230,000	68,851	42,377	341,228	0	0	0	0
2030	16,549	35,143	230,000	59,682	36,614	326,296	0	0	0	0
2031	14,375	28,984	230,000	51,762	31,648	313,410	0	0	0	0
2032	12,500	23,807	230,000	44,940	27,381	302,321	0	0	0	0
2033	10,825	19,455	230,000	38,860	23,596	292,456	0	0	0	0
2034	9,450	0	200,000	33,075	18,900	251,975	0	0	0	0
2035	8,200	0	200,000	28,700	16,400	245,100	0	0	0	0
2036	7,150	0	200,000	25,025	14,300	239,325	0	0	0	0
2037	6,175	0	200,000	21,613	12,350	233,963	0	0	0	0
2038	5,335	0	200,000	18,672	10,670	229,342	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	80,000	80,000
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	819,176	1,535,881	5,600,000	2,943,993	1,791,991	10,335,984	1,020,000	2,000,000	80,000	3,100,000

Notes:

1. P_g and P_r have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_r to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 18
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT VII - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	145,000	0	145,000
2015	0	0	0	0	0	0	120,000	75,000	0	195,000
2016	10,950	0	100,000	41,610	21,900	163,510	200,000	30,000	0	230,000
2017	21,899	0	100,000	83,220	43,800	227,020	80,000	0	0	80,000
2018	31,109	0	100,000	118,218	62,220	280,438	0	0	0	0
2019	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2020	34,585	0	100,000	131,428	69,172	300,600	0	0	0	0
2021	23,562	0	100,000	89,540	47,126	236,666	0	0	0	0
2022	15,147	0	100,000	57,561	30,295	187,856	0	0	0	0
2023	9,684	0	100,000	36,799	19,368	156,167	0	0	0	0
2024	6,212	0	100,000	23,605	12,424	136,029	0	0	0	0
2025	3,987	0	100,000	15,152	7,975	123,127	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000	20,000
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	193,634	0	1,000,000	735,833	387,280	2,123,113	400,000	250,000	20,000	670,000

Notes:

1. P_g and P_v have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_x and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 19
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT VIII - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	205,000	0	205,000
2015	0	0	0	0	0	0	280,000	75,000	0	355,000
2016	18,249	0	100,000	69,350	36,500	205,850	200,000	75,000	0	275,000
2017	27,374	0	100,000	104,025	54,750	258,775	200,000	0	0	200,000
2018	36,599	0	100,000	139,080	73,200	312,280	0	0	0	0
2019	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2020	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2021	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2022	32,745	0	100,000	124,435	65,492	289,927	0	0	0	0
2023	26,037	0	100,000	98,943	52,075	251,018	0	0	0	0
2024	20,766	0	100,000	78,914	41,534	220,448	0	0	0	0
2025	16,562	0	100,000	62,939	33,126	196,065	0	0	0	0
2026	13,242	0	100,000	50,321	26,485	176,806	0	0	0	0
2027	10,529	0	100,000	40,012	21,059	161,071	0	0	0	0
2028	8,398	0	100,000	31,912	16,796	148,708	0	0	0	0
2029	6,698	0	100,000	25,452	13,396	138,848	0	0	0	0
2030	5,358	0	100,000	20,360	10,716	131,076	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000	20,000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	332,054	0	1,500,000	1,261,843	664,129	3,425,972	680,000	355,000	20,000	1,055,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 20
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT IX - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	175,000	0	175,000
2015	0	0	0	0	0	0	200,000	75,000	0	275,000
2016	18,249	0	100,000	69,350	36,500	205,850	200,000	75,000	0	275,000
2017	27,374	0	100,000	104,025	54,750	258,775	200,000	0	0	200,000
2018	36,599	0	100,000	139,080	73,200	312,280	0	0	0	0
2019	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2020	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2021	32,267	0	100,000	122,620	64,537	287,157	0	0	0	0
2022	25,147	0	100,000	95,562	50,296	245,858	0	0	0	0
2023	19,491	0	100,000	74,067	38,982	213,049	0	0	0	0
2024	15,153	0	100,000	57,584	30,307	187,891	0	0	0	0
2025	11,781	0	100,000	44,769	23,563	168,332	0	0	0	0
2026	9,181	0	100,000	34,890	18,363	153,253	0	0	0	0
2027	7,116	0	100,000	27,042	14,233	141,275	0	0	0	0
2028	5,533	0	100,000	21,024	11,065	132,089	0	0	0	0
2029	4,301	0	100,000	16,346	8,603	124,949	0	0	0	0
2030	3,355	0	100,000	12,749	6,710	119,459	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000	20,000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	288,545	0	1,500,000	1,096,508	577,109	3,173,617	600,000	325,000	20,000	945,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 21
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT X - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	175,000	0	175,000
2015	0	0	0	0	0	0	200,000	75,000	0	275,000
2016	10,950	0	100,000	41,610	21,900	163,510	200,000	30,000	0	230,000
2017	21,899	0	100,000	83,220	43,800	227,020	80,000	0	0	80,000
2018	31,109	0	100,000	118,218	62,220	280,438	0	0	0	0
2019	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2020	35,038	0	100,000	133,150	70,079	303,229	0	0	0	0
2021	26,253	0	100,000	99,765	52,508	252,273	0	0	0	0
2022	18,866	0	100,000	71,692	37,733	209,425	0	0	0	0
2023	13,482	0	100,000	51,235	26,966	178,201	0	0	0	0
2024	9,666	0	100,000	36,733	19,333	156,066	0	0	0	0
2025	6,930	0	100,000	26,336	13,861	140,197	0	0	0	0
2026	4,980	0	100,000	18,925	9,961	128,886	0	0	0	0
2027	3,559	0	100,000	13,525	7,118	120,643	0	0	0	0
2028	2,552	0	100,000	9,697	5,104	114,801	0	0	0	0
2029	1,829	0	100,000	6,952	3,659	110,611	0	0	0	0
2030	1,317	0	100,000	5,007	2,635	107,642	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000	20,000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	224,929	0	1,500,000	854,765	449,877	2,804,642	480,000	280,000	20,000	780,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 22
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
SANTOS - PROJECT XI - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	175,000	0	175,000
2015	0	0	0	0	0	0	200,000	75,000	0	275,000
2016	18,249	0	100,000	69,350	36,500	205,850	200,000	75,000	0	275,000
2017	27,374	0	100,000	104,025	54,750	258,775	200,000	0	0	200,000
2018	36,599	0	100,000	139,080	73,200	312,280	0	0	0	0
2019	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2020	36,499	0	100,000	138,700	73,000	311,700	0	0	0	0
2021	32,161	0	100,000	122,217	64,325	286,542	0	0	0	0
2022	24,892	0	100,000	94,593	49,786	244,379	0	0	0	0
2023	19,160	0	100,000	72,811	38,322	211,133	0	0	0	0
2024	14,794	0	100,000	56,220	29,589	185,809	0	0	0	0
2025	11,423	0	100,000	43,409	22,847	166,256	0	0	0	0
2026	8,841	0	100,000	33,597	17,683	151,280	0	0	0	0
2027	6,805	0	100,000	25,861	13,611	139,472	0	0	0	0
2028	5,255	0	100,000	19,968	10,509	130,477	0	0	0	0
2029	4,057	0	100,000	15,418	8,115	123,533	0	0	0	0
2030	3,143	0	100,000	11,943	6,286	118,229	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20,000	20,000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	285,751	0	1,500,000	1,085,892	571,523	3,157,415	600,000	325,000	20,000	945,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 23
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
CAMPOS - PROJECT I - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	40,000	75,000	0	115,000
2011	2,325	0	100,000	8,138	3,488	111,626	120,000	100,000	0	220,000
2012	13,750	0	100,000	48,127	20,626	168,753	280,000	275,000	0	555,000
2013	18,250	0	100,000	63,877	27,376	191,253	280,000	60,000	0	340,000
2014	27,375	0	100,000	95,815	41,064	236,879	0	200,000	0	200,000
2015	36,500	0	100,000	127,754	54,752	282,506	280,000	75,000	0	355,000
2016	54,900	0	100,000	192,156	82,353	374,509	280,000	55,000	0	335,000
2017	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	80,000	35,000	0	115,000
2018	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	0	0	0	0
2019	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	0	0	0	0
2020	73,200	0	200,000	256,208	109,803	566,011	0	0	0	0
2021	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	0	0	0	0
2022	70,443	0	200,000	246,558	105,668	552,226	0	0	0	0
2023	65,566	0	200,000	229,488	98,352	527,840	0	0	0	0
2024	61,188	0	200,000	214,164	91,785	505,949	0	0	0	0
2025	56,790	0	200,000	198,773	85,188	483,961	0	0	0	0
2026	52,859	0	200,000	185,011	79,291	464,302	0	0	0	0
2027	49,199	0	200,000	172,203	73,801	446,004	0	0	0	0
2028	45,914	0	200,000	160,704	68,873	429,577	0	0	0	0
2029	42,614	0	200,000	149,155	63,923	413,078	0	0	0	0
2030	39,664	0	200,000	138,829	59,498	398,327	0	0	0	0
2031	36,918	0	200,000	129,217	55,379	384,596	0	0	0	0
2032	34,453	0	200,000	120,589	51,681	372,270	0	0	0	0
2033	31,877	0	200,000	111,922	47,967	359,889	0	0	0	0
2034	29,763	0	200,000	104,174	44,646	348,820	0	0	0	0
2035	27,702	0	200,000	96,962	41,555	338,517	0	0	0	0
2036	25,853	0	200,000	90,487	38,780	329,267	0	0	0	0
2037	23,995	0	200,000	83,984	35,993	319,977	0	0	0	0
2038	22,334	0	200,000	78,170	33,501	311,671	0	0	0	0
2039	20,787	0	200,000	72,758	31,182	303,940	0	0	0	0
2040	19,399	0	200,000	67,900	29,100	297,000	0	0	0	0
2041	18,005	0	200,000	63,020	27,009	290,029	0	0	0	0
2042	16,759	0	200,000	58,657	25,139	283,796	0	0	0	0
2043	15,598	0	200,000	54,593	23,397	277,990	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	100,000	100,000
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,326,080	0	6,000,000	4,641,425	1,989,182	12,630,607	1,360,000	875,000	100,000	2,335,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 24
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
CAMPOS - PROJECT II - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, M.U.S.\$				Potential Capital Costs, M.U.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	240,000	275,000	0	515,000
2014	0	0	0	0	0	0	240,000	75,000	0	315,000
2015	27,375	0	200,000	95,815	41,064	336,879	240,000	275,000	0	515,000
2016	36,500	0	200,000	127,754	54,752	382,506	240,000	65,000	0	305,000
2017	54,750	0	200,000	191,631	82,128	473,759	0	0	0	0
2018	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	160,000	50,000	0	210,000
2019	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	160,000	50,000	0	210,000
2020	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	0	0	0	0
2021	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	0	0	0	0
2022	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	0	0	0	0
2023	73,000	0	200,000	255,508	109,503	565,011	0	0	0	0
2024	70,586	0	200,000	247,058	105,882	552,940	0	0	0	0
2025	66,143	0	200,000	231,509	99,218	530,727	0	0	0	0
2026	61,642	0	200,000	215,755	92,466	508,221	0	0	0	0
2027	57,610	0	200,000	201,643	86,418	488,061	0	0	0	0
2028	53,842	0	200,000	188,454	80,766	469,220	0	0	0	0
2029	50,454	0	200,000	176,594	75,683	452,277	0	0	0	0
2030	47,020	0	200,000	164,576	70,533	435,109	0	0	0	0
2031	43,945	0	200,000	153,812	65,919	419,731	0	0	0	0
2032	41,070	0	200,000	143,751	61,608	405,359	0	0	0	0
2033	38,486	0	200,000	134,704	57,730	392,434	0	0	0	0
2034	35,867	0	200,000	125,537	53,802	379,339	0	0	0	0
2035	33,521	0	200,000	117,326	50,283	367,609	0	0	0	0
2036	31,328	0	200,000	109,652	46,994	356,646	0	0	0	0
2037	29,857	0	200,000	102,751	44,036	346,787	0	0	0	0
2038	27,359	0	200,000	95,759	41,040	336,799	0	0	0	0
2039	25,619	0	200,000	89,671	38,430	328,101	0	0	0	0
2040	23,947	0	200,000	83,817	35,921	319,738	0	0	0	0
2041	22,443	0	200,000	78,553	33,665	312,218	0	0	0	0
2042	20,919	0	200,000	73,219	31,380	304,599	0	0	0	0
2043	19,554	0	200,000	68,442	29,332	297,774	0	0	0	0
2044	18,278	0	200,000	63,976	27,418	291,394	0	0	0	0
2045	17,133	0	200,000	59,969	25,701	285,670	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	75,000	75,000
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,392,748	0	6,200,000	4,874,776	2,089,187	13,163,963	1,280,000	790,000	75,000	2,145,000

Notes:

1. P_g and P_c have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_c to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 25
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
CAMPOS - PROJECT III - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, MU.S.\$				Potential Capital Costs, MU.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	240,000	275,000	0	515,000
2014	0	0	0	0	0	0	240,000	75,000	0	315,000
2015	36,500	0	150,000	127,754	54,752	332,506	240,000	275,000	0	515,000
2016	54,750	0	150,000	191,631	82,128	423,759	240,000	275,000	0	515,000
2017	82,350	0	300,000	288,234	123,529	711,763	240,000	75,000	0	315,000
2018	109,500	0	300,000	383,262	164,255	847,517	260,000	65,000	0	325,000
2019	109,500	0	300,000	383,262	164,255	847,517	0	0	0	0
2020	109,500	0	300,000	383,262	164,255	847,517	0	0	0	0
2021	105,649	0	300,000	369,783	158,479	828,262	0	0	0	0
2022	97,506	0	300,000	341,282	146,264	787,546	0	0	0	0
2023	90,247	0	300,000	315,874	135,375	751,249	0	0	0	0
2024	83,528	0	300,000	292,358	125,296	717,654	0	0	0	0
2025	77,513	0	300,000	271,305	116,274	687,579	0	0	0	0
2026	71,539	0	300,000	250,394	107,312	657,706	0	0	0	0
2027	66,213	0	300,000	231,753	99,323	631,076	0	0	0	0
2028	61,284	0	300,000	214,499	91,928	606,427	0	0	0	0
2029	56,870	0	300,000	199,053	85,308	584,361	0	0	0	0
2030	52,487	0	300,000	183,711	78,733	562,444	0	0	0	0
2031	48,580	0	300,000	170,034	72,872	542,906	0	0	0	0
2032	44,963	0	300,000	157,375	67,446	524,821	0	0	0	0
2033	41,725	0	300,000	146,043	62,590	508,633	0	0	0	0
2034	38,509	0	300,000	134,786	57,766	492,552	0	0	0	0
2035	35,642	0	300,000	124,752	53,465	478,217	0	0	0	0
2036	32,989	0	300,000	115,464	49,485	464,949	0	0	0	0
2037	30,613	0	300,000	107,150	45,921	453,071	0	0	0	0
2038	28,254	0	300,000	98,891	42,382	441,273	0	0	0	0
2039	26,150	0	300,000	91,529	39,227	430,756	0	0	0	0
2040	24,203	0	300,000	84,714	36,306	421,020	0	0	0	0
2041	22,460	0	300,000	78,614	33,692	412,306	0	0	0	0
2042	20,729	0	300,000	72,554	31,094	403,648	0	0	0	0
2043	19,186	0	300,000	67,153	28,780	395,933	0	0	0	0
2044	17,760	0	300,000	62,162	26,641	388,803	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	100,000	100,000
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,696,699	0	8,700,000	5,938,638	2,545,133	17,183,771	1,460,000	1,040,000	100,000	2,600,000

Notes:

1. P_g and P_o have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered; and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_o to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 26
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
CAMPOS - PROJECT IV - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁶ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, M.U.S.\$				Potential Capital Costs, M.U.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	240,000	260,000	0	500,000
2015	25,549	0	200,000	89,425	38,325	327,750	480,000	320,000	0	800,000
2016	54,748	0	350,000	191,625	82,125	623,750	440,000	110,000	0	550,000
2017	82,122	0	350,000	287,438	123,188	760,626	240,000	60,000	0	300,000
2018	91,247	0	350,000	319,375	136,875	806,250	0	0	0	0
2019	109,497	0	350,000	383,250	164,250	897,500	0	0	0	0
2020	109,497	0	350,000	383,250	164,250	897,500	0	0	0	0
2021	109,497	0	350,000	383,250	164,250	897,500	0	0	0	0
2022	109,497	0	350,000	383,250	164,250	897,500	0	0	0	0
2023	104,440	0	350,000	365,552	156,665	872,217	0	0	0	0
2024	94,961	0	350,000	332,374	142,446	824,820	0	0	0	0
2025	86,471	0	350,000	302,658	129,711	782,369	0	0	0	0
2026	78,662	0	350,000	275,326	117,997	743,323	0	0	0	0
2027	71,469	0	350,000	250,149	107,207	707,356	0	0	0	0
2028	65,047	0	350,000	227,672	97,574	675,246	0	0	0	0
2029	59,286	0	350,000	207,508	88,932	646,440	0	0	0	0
2030	53,995	0	350,000	188,990	80,996	619,986	0	0	0	0
2031	49,102	0	350,000	171,863	73,655	595,518	0	0	0	0
2032	44,734	0	350,000	156,575	67,104	573,679	0	0	0	0
2033	40,809	0	350,000	142,837	61,216	554,053	0	0	0	0
2034	37,210	0	350,000	130,241	55,817	536,058	0	0	0	0
2035	33,868	0	350,000	118,543	50,804	519,347	0	0	0	0
2036	30,886	0	350,000	108,104	46,330	504,434	0	0	0	0
2037	28,201	0	350,000	98,706	42,303	491,009	0	0	0	0
2038	25,743	0	350,000	90,103	38,616	478,719	0	0	0	0
2039	23,451	0	350,000	82,082	35,178	467,260	0	0	0	0
2040	21,506	0	350,000	75,274	32,280	457,534	0	0	0	0
2041	19,747	0	350,000	69,118	29,622	448,740	0	0	0	0
2042	18,064	0	350,000	63,228	27,098	440,326	0	0	0	0
2043	10,789	0	150,000	37,761	16,183	203,944	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	100,000	100,000
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,690,095	0	9,800,000	5,915,527	2,535,227	18,250,754	1,400,000	750,000	100,000	2,250,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 27
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
CAMPOS - PROJECT V - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ⁹ bb)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, M.U.S.\$				Potential Capital Costs, M.U.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	240,000	260,000	0	500,000
2014	25,549	0	200,000	89,425	38,325	327,750	240,000	60,000	0	300,000
2015	36,499	0	200,000	127,750	54,750	382,500	260,000	65,000	0	325,000
2016	54,898	0	200,000	192,150	82,350	474,500	0	0	0	0
2017	72,998	0	200,000	255,500	109,500	565,000	0	0	0	0
2018	72,998	0	200,000	255,500	109,500	565,000	0	0	0	0
2019	72,998	0	200,000	255,500	109,500	565,000	0	0	0	0
2020	72,998	0	200,000	255,500	109,500	565,000	0	0	0	0
2021	68,807	0	200,000	240,834	103,214	544,048	0	0	0	0
2022	61,062	0	200,000	213,725	91,596	505,321	0	0	0	0
2023	54,189	0	200,000	189,067	81,286	470,953	0	0	0	0
2024	48,213	0	200,000	168,751	72,322	441,073	0	0	0	0
2025	42,662	0	200,000	149,322	63,995	413,317	0	0	0	0
2026	37,860	0	200,000	132,514	56,792	389,306	0	0	0	0
2027	33,598	0	200,000	117,597	50,399	367,996	0	0	0	0
2028	29,893	0	200,000	104,629	44,841	349,470	0	0	0	0
2029	26,451	0	200,000	92,583	39,678	332,261	0	0	0	0
2030	23,474	0	200,000	82,161	35,212	317,373	0	0	0	0
2031	20,832	0	200,000	72,913	31,248	304,161	0	0	0	0
2032	18,534	0	200,000	64,872	27,802	292,674	0	0	0	0
2033	16,400	0	200,000	57,403	24,601	282,004	0	0	0	0
2034	14,554	0	200,000	50,942	21,832	272,774	0	0	0	0
2035	12,916	0	200,000	45,207	19,375	264,582	0	0	0	0
2036	11,492	0	200,000	40,222	17,238	257,460	0	0	0	0
2037	10,169	0	200,000	35,591	15,253	250,844	0	0	0	0
2038	9,024	0	200,000	31,585	13,536	245,121	0	0	0	0
2039	8,008	0	200,000	28,029	12,013	240,042	0	0	0	0
2040	7,125	0	200,000	24,939	10,688	235,627	0	0	0	0
2041	6,380	0	200,000	22,330	9,570	231,900	0	0	0	0
2042	5,670	0	200,000	19,846	8,505	228,351	0	0	0	0
2043	5,018	0	200,000	17,563	7,527	225,090	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	60,000	60,000
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	981,269	0	6,000,000	3,434,550	1,471,948	10,906,498	740,000	385,000	60,000	1,185,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 28
GROSS POTENTIAL MEAN QUANTITIES, EXPENSES, and COSTS
as of
MARCH 31, 2008
of the
CAMPOS - PROJECT VI - OIL
REPUBLIC OF BRAZIL

(All monetary values are expressed in thousands of U.S. dollars)

Year	Potential Oil and Condensate Volumes (10 ³ bbl)	Potential Sales Gas Volumes (10 ⁶ ft ³)	Potential Operating Expenses, M.U.S.\$				Potential Capital Costs, M.U.S.\$			
			Fixed	Variable	Transport	Total	Drilling	Facility	Abandonment	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	300,000	325,000	0	625,000
2015	18,249	0	200,000	63,875	27,375	291,250	300,000	75,000	0	375,000
2016	27,374	0	200,000	95,813	41,063	336,876	300,000	75,000	0	375,000
2017	36,499	0	200,000	127,750	54,750	382,500	100,000	25,000	0	125,000
2018	54,898	0	200,000	192,150	82,350	474,500	0	0	0	0
2019	72,998	0	200,000	255,500	109,500	565,000	0	0	0	0
2020	72,998	0	200,000	255,500	109,500	565,000	0	0	0	0
2021	72,998	0	200,000	255,500	109,500	565,000	0	0	0	0
2022	73,198	0	200,000	256,200	109,800	566,000	0	0	0	0
2023	69,527	0	200,000	243,351	104,293	547,644	0	0	0	0
2024	63,021	0	200,000	220,580	94,534	515,114	0	0	0	0
2025	57,124	0	200,000	199,940	85,689	485,629	0	0	0	0
2026	51,914	0	200,000	181,704	77,873	459,577	0	0	0	0
2027	46,921	0	200,000	164,230	70,384	434,614	0	0	0	0
2028	42,531	0	200,000	148,863	63,798	412,661	0	0	0	0
2029	38,551	0	200,000	134,933	57,829	392,762	0	0	0	0
2030	35,035	0	200,000	122,626	52,554	375,180	0	0	0	0
2031	31,666	0	200,000	110,833	47,500	358,333	0	0	0	0
2032	28,703	0	200,000	100,463	43,055	343,518	0	0	0	0
2033	26,017	0	200,000	91,062	39,027	330,089	0	0	0	0
2034	23,644	0	200,000	82,757	35,467	318,224	0	0	0	0
2035	21,370	0	200,000	74,798	32,056	306,854	0	0	0	0
2036	19,371	0	200,000	67,799	29,057	296,856	0	0	0	0
2037	17,558	0	200,000	61,455	26,338	287,793	0	0	0	0
2038	15,957	0	200,000	55,850	23,936	279,786	0	0	0	0
2039	14,423	0	200,000	50,481	21,635	272,116	0	0	0	0
2040	13,073	0	200,000	45,755	19,609	265,364	0	0	0	0
2041	9,206	0	200,000	32,221	13,809	246,030	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	75,000	75,000
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1,054,824	0	5,400,000	3,691,989	1,582,281	10,674,270	1,000,000	500,000	75,000	1,575,000

Notes:

1. P_g and P_e have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_g and P_e to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 29
SUMMARY of CONCEPTUAL DEVELOPMENT PLAN ASSUMPTIONS

as of
MARCH 31, 2008
for
CERTAIN OIL and GAS PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL

Basin Project	Mean Estimate		Facility Capacity		Production Life Years	Number of Wells		Capex Cost 10 ⁶ \$/well	Conceptual Development Option	Annual FPSO Opex per 100thbopd Processing Capacity 10 ⁶ \$	Annual Fixed Platform Opex per Platform 10 ⁶ \$	Variable Costs		
	Oil 10 ⁶ bbl	Gas 10 ⁶ ft ³	Oil 10 ³ BPD	Gas 10 ⁶ ft ³ /d		Producers	Injectors					Total	Oil \$/bbl	Gas \$/10 ⁶ ft ³
Campos Basin														
Campos - Project I - Oil	1,326	0	200	0	30	51	17	68	20,000 Leased FPSO	100,000	0	5,000	0.00	
Campos - Project II - Oil	1,383	0	200	0	31	59	19	78	20,000 Leased FPSO	100,000	0	5,000	0.00	
Campos - Project III - Oil	1,697	0	300	0	30	66	22	88	20,000 Leased FPSO	100,000	0	5,000	0.00	
Campos - Project IV - Oil	1,680	0	300	0	29	53	17	70	20,000 Leased FPSO	100,600	0	5,000	0.00	
Campos - Project V - Oil	981	0	200	0	30	28	9	37	20,000 Leased FPSO	100,000	0	5,000	0.00	
Campos - Project VI - Oil	1,655	0	150	0	26	31	10	41	20,000 Leased FPSO	100,000	0	5,000	0.00	
Espirito Santo Basin														
ES - Project I - Oil + Gas	1,284	2,301	200	500	30 (oil) 21 (gas)	40	10	50	40,000 Leased FPSO - oil; Floating Platform - gas	100,000	80,000	5.30	0.15	
ES - Project II - Oil + Gas	789	2,269	200	500	25 (oil) 20 (gas)	28	6	34	40,000 Leased FPSO - oil; Floating Platform - gas	100,000	80,000	5.30	0.15	
Santos Basin														
Gas Projects														
Santos - Project I - Gas	0	5,710	0	900	26	20	0	20	40,000 Fixed Wellhead Platform	0	30,000	0.00	0.15	
Santos - Project II - Gas	0	11,799	0	1800	30	30	0	30	40,000 Fixed Wellhead Platform	0	30,000	0.00	0.15	
Santos - Project III - Gas	0	1,087	0	180	22	6	0	6	40,000 Tieback to Santos Project I - Gas	0	5,000	0.00	0.25	
Santos - Project IV - Gas	0	2,499	0	400	25	8	0	8	40,000 Fixed Wellhead Platform	0	30,000	0.00	0.15	
Santos - Project V - Gas	0	2,191	0	350	26	7	0	7	40,000 Fixed Wellhead Platform	0	30,000	0.00	0.15	
Santos - Project VI - Oil + Gas	819	1,536	200	300	25 (oil) 20 (gas)	28	6	34	30,000 Leased FPSO; Fixed Wellhead Platform	100,000	30,000	5.50	0.15	
Oil Projects														
Santos - Project VII - Oil	194	0	100	0	10	8	2	10	40,000 Leased FPSO	100,000	0	5.30	0.00	
Santos - Project VIII - Oil	332	0	100	0	15	13	4	17	40,000 Leased FPSO	100,000	0	5.30	0.00	
Santos - Project IX - Oil	289	0	100	0	15	12	3	15	40,000 Leased FPSO	100,000	0	5.30	0.00	
Santos - Project X - Oil	225	0	100	0	15	9	3	12	40,000 Leased FPSO	100,600	0	5.30	0.00	
Santos - Project XI - Oil	286	0	100	0	15	12	3	15	40,000 Leased FPSO	100,000	0	5.30	0.00	
PAMA Basin														
Parna - Project I - Oil	144	0	60	0	14	6	2	8	20,000 Tieback to Project II	0	0	8.50	0.00	
Parna - Project II - Oil (includes tieback income from Project I)	1,102	0	200	0	30	23	7	30	20,000 Leased FPSO	100,000	0	5.50	0.00	
Parna - Project III - Oil	40	0	20	0	15	3	0	3	20,000 Tieback to Project IV	0	0	8.50	0.00	
Parna - Project IV - Oil (includes tieback income from Project III)	818	0	200	0	25	19	6	25	20,000 Leased FPSO	100,000	0	5.50	0.00	

Notes:

1. P_o and P_g have not been applied to the quantities, expenses, or costs in this table.
2. There is no certainty that any portion of the prospective resources summarized herein will be discovered;
and, if discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources estimated herein.
3. Application of P_o and P_g to the quantities, expenses, or costs in this table, does not in anyway equate these to reserves or contingent resources.
4. Potential gas volumes in this table have been adjusted to account for field fuel consumption.

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

TABLE 30
PROJECT AREA SUMMARY
as of
MARCH 31, 2008
for
OGX
in
CERTAIN PROSPECTS
VARIOUS LICENSE BLOCKS
BRAZIL

Prospect	Potential Development Plan
C-01	Campos - Project IV - Oil
C-02	Campos - Project IV - Oil
C-05	Campos - Project IV - Oil
C-04	Campos - Project IV - Oil
C-03	Campos - Project IV - Oil
C-06	Campos - Project V - Oil
C-07	Campos - Project V - Oil
C-13	Campos - Project II - Oil
C-15	Campos - Project II - Oil
C-14	Campos - Project II - Oil
C-16	Campos - Project II - Oil
C-19	Campos - Project III - Oil
C-18	Campos - Project III - Oil
C-17	Campos - Project III - Oil
C-24	Campos - Project I - Oil
C-20	Campos - Project I - Oil
C-22	Campos - Project I - Oil
C-21	Campos - Project I - Oil
C-23	Campos - Project I - Oil
C-08	Campos - Project VI - Oil
C-11	Campos - Project VI - Oil
C-09	Campos - Project VI - Oil
C-10	Campos - Project VI - Oil
C-12	Campos - Project VI - Oil
ES-02	ES - Project I - Oil + Gas
ES-03	ES - Project I - Oil + Gas
ES-01	ES - Project I - Oil + Gas
ES-04	ES - Project II - Oil + Gas
Pama-01	Pama - Project III - Oil
Pama-02	Pama - Project IV - Oil
Pama-03	Pama - Project IV - Oil
Pama-04	Pama - Project II - Oil
Pama-05	Pama - Project I - Oil
S-04	Santos - Project VII - Oil
S-06	Santos - Project VI - Oil + Gas
S-02	Santos - Project VIII - Oil
S-01	Santos - Project XI - Oil
S-05	Santos - Project X - Oil
S-03	Santos - Project IX - Oil
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas
ES-06	ES - Project II - Oil + Gas
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas
S-13	Santos - Project II - Gas
S-09	Santos - Project IV - Gas
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas
S-08	Santos - Project VI - Oil + Gas
S-15	Santos - Project III - Gas
S-11	Santos - Project V - Gas
S-12	Santos - Project V - Gas
S-14	Santos - Project I - Gas
S-10	Santos - Project I - Gas

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



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAT. JUCERJA N.º 162 - CPF 297096447-34

TRADUÇÃO PÚBLICA
JURAMENTADA

Eu, abaixo assinado, Tradutor Público

Juramentado, nomeado pelo Presidente da Junta

Comercial do Estado do Rio de Janeiro, certifico

que me foi apresentado um documento exarado em

idioma **Inglês**, a fim de traduzi-lo para o

vernáculo, o que fiz como segue:

TRADUÇÃO N.º 16.166-2008

Escritório de Traduções
Rua Santa Luzia, n.º 799 - Conj. 402 Cinelândia - Rio de Janeiro - RJ
Tel/Fax: (21) 2240-9271 - Tel. (21) 2262-1793



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

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

ESTUDO DE VIABILIDADE
em
31 DE MARÇO DE 2008
acerca dos
RECURSOS POTENCIAIS
atribuíveis a
ALGUNS PROSPECTOS
pertencentes a
OGX PETRÓLEO e GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
em vários
BLOCOS LICENCIADOS
BRASIL



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

ÍNDICE

PREFÁCIO	324
Escopo da Investigação	324
Autoridade	326
Fonte de Informações	326
GEOLOGIA	327
Bacia de Campos	327
C-01:	327
C-02:	328
C-03:	328
C-04:	328
C-05:	328
C-06:	329
C-07:	329
C-08:	329
C-09:	329
C-10:	329
C-11:	330
C-12:	330
C-13:	330
C-14:	330
C-15:	330
C-16:	331
C-17:	331
C-18:	331
C-19:	331
C-20:	332
C-21:	332
C-22:	332
C-23:	332
C-24:	332
Bacia do Espírito Santo	333
ES-01:	333
ES-02:	333
ES-03:	334
ES-04:	334
ES-05:	334
ES-06:	335
ES-07:	335
Bacia Santos	335
S-01:	336
S-02:	336
S-03:	336
S-04:	336
S-05:	336
S-06:	336
S-10:	337
S-09:	337
S-11:	337
S-12:	337
S-14:	337



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

S-13:	338
S-15:	338
S-08:	338
S-07:	338
Bacia Pará-Maranhão	338
Pama-01:	339
Pama-02:	339
Pama-03:	339
Pama-04:	339
Pama-05:	340
DEFINIÇÃO de RECURSOS POTENCIAIS	341
ESTIMATIVA dos RECURSOS	344
Risco Quantitativo e Estimativa e Aplicação de P_g	344
Aplicação de P_c	345
VALORAÇÃO de RECURSOS	347
Acumulações Potenciais.....	348
Plano de Desenvolvimento	348
RESUMO e CONCLUSÕES	351
QUALIFICAÇÕES PROFISSIONAIS	354
GLOSSÁRIO de TERMOS PROBABILÍSTICOS	355

TABELAS

Tabela P1 – Sumário de Portfólio de Prospecto
Tabelas 1a/1b – Estimativas dos Recursos Potenciais Totais de óleo
Tabelas 2a/2b – Estimativas dos Recursos Potenciais Totais de gás
Tabelas 3a/3b – Estimativas dos Recursos Potenciais Totais de óleo ajustadas pelo TEFS, Truncadas
Tabelas 4a/4b – Estimativas dos Recursos Potenciais Totais de gás ajustadas pelo TEFS, Truncadas
Tabela 5 – Valor Presente Potencial a 10 por cento, Recursos Potenciais Líquidos
Tabela 6 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - ES – Project I – Oil and Gas
Tabela 7 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - ES – Project II – Oil and Gas
Tabela 8 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - PAMA – Project I – Oil
Tabela 9 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - PAMA – Project II – Oil
Tabela 10 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - PAMA – Project III – Oil
Tabela 11 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - PAMA – Project IV – Oil
Tabela 12 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS – Project I – Gas
Tabela 13 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS – Project II – Gas
Tabela 14 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS – Project III – Gas
Tabela 15 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS – Project IV – Gas
Tabela 16 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS – Project V – Gas



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

- Tabela 17 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS –
Project VI – Oil and Gas
Tabela 18 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS –
Project VII – Oil
Tabela 19 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS –
Project VIII – Oil
Tabela 20 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS –
Project IX – Oil
Tabela 21 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS –
Project X – Oil
Tabela 22 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - SANTOS –
Project XI – Oil
Tabela 23 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - CAMPOS –
Project I – Oil
Tabela 24 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - CAMPOS –
Project II – Oil
Tabela 25 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - CAMPOS –
Project III – Oil
Tabela 26 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - CAMPOS –
Project IV – Oil
Tabela 27 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - CAMPOS –
Project V – Oil
Tabela 28 – Quantidade Potenciais Médias Totais, Despesas e Investimentos - CAMPOS –
Project VI – Oil
Tabela 29 – Sumário de Plano de Desenvolvimento Potencial
Tabela 30 – Sumário de Área de Projeto



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

PREFÁCIO

Escopo da Investigação

Este estudo apresenta estimativas, com data base em 31 de março de 2008, dos recursos potenciais de petróleo de 51 prospectos localizados em 21 blocos licenciados, em 4 bacias (Santos, Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão) do Brasil. Este relatório está sendo elaborado em nome de OGX Petróleo e Gás Participações S.A (OGX). A OGX detém 99.9 por cento do capital social da OGX Petróleo e Gás Ltda. (em conjunto com OGX Petróleo e Gás Participações S.A., doravante denominada OGX), que atualmente possui diferentes participações nesses prospectos de acordo com os respectivos contratos de concessão. A OGX também possui uma licença de exploração para um 22º bloco licenciado, que atualmente não possui um prospecto de perfuração dentro dos limites do bloco.

A OGX declarou que na conclusão do prazo primário de qualquer fase de exploração atual de seus contratos de concessão, os quais duram de 3 a 6 anos a partir da data do contrato de concessão, pretende garantir uma prorrogação da licença para a fase de desenvolvimento e produção, que pode durar até 27 anos (com prorrogação permitida mediante aprovação da Agência Nacional de Petróleo do Brasil (ANP)). A OGX pretende dar continuidade ao desenvolvimento e operação de qualquer prospecto descoberto, sempre que comercialmente viável. Baseado nessas declarações, incluímos como recursos certas quantidades que podem vir a ser produzidas após o vencimento da licença primária atual.

As estimativas de recursos potenciais apresentadas neste relatório foram elaboradas de acordo com o Sistema de Gerenciamento de Recursos de Petróleo (PRMS) aprovado em março de 2007, pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo. Essas definições de recursos potenciais são detalhadamente discutidas na seção Definição de Recursos Potenciais deste relatório.

As quantidades de recursos potenciais neste relatório são expressas como recursos potenciais totais. Os recursos potenciais totais são definidos como o petróleo total estimado que seja potencialmente recuperável após 31 de março de 2008. Os prospectos estão localizados em 21 blocos licenciados em 4 bacias (Santos, Campos, Espírito Santo, e Pará-Maranhão) marítimas do Brasil.

Os recursos potenciais aqui estimados são aquelas quantidades de petróleo potencialmente recuperáveis a partir de acumulações ainda a serem descobertas. Devido à incerteza de comercialidade e a falta de perfuração exploratória suficiente, os recursos potenciais aqui estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Os recursos potenciais estimados neste relatório não são fornecidos como um meio de comparação com recursos contingentes ou reservas. As tabelas de 1 a 32 e a Tabela P1 resumem os recursos potenciais estimados para 51 prospectos, com data base em 31 de março de 2008.

Por solicitação da OGX, um modelo probabilístico foi elaborado para estimar valores potenciais que podem ser realizados a partir de recursos potenciais aqui estimados, caso haja sucesso na descoberta e desenvolvimento desses recursos potenciais. Existe uma possibilidade de que os prospectos não resultem em descobertas e desenvolvimento exitosos, caso em que poderia não haver valor presente potencial. Não existe certeza de que qualquer parcela dos recursos



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

potenciais aqui resumidos seja descoberta. Se descoberta, não há certeza de que será comercialmente viável produzir qualquer parcela dos recursos potenciais aqui estimados.

Os potenciais valores dos recursos potenciais aqui estimados são expressos em termos de valor presente potencial. O valor presente potencial é definido como a receita líquida potencial futura descontada à uma taxa de desconto arbitrária composta mensalmente sobre todo o período de realização esperado. A receita líquida potencial futura é aquela receita que poderia ser conseguida a partir da venda do total de recursos potenciais recuperáveis estimados, após 31 de março de 2008. Neste relatório, os valores presentes potenciais foram estimados usando uma taxa de desconto de 10 por cento. Valores presentes potenciais a 10 por cento foram estimados através de cenário baseado em uma modelagem econômica determinística e probabilística, analogia de campo, análises estatísticas e experiência regional. A metodologia de valor presente por recursos potenciais foi utilizada para desenvolver uma estimativa de valor presente potencial modelado probabilisticamente. Esta metodologia é discutida mais detalhadamente na seção de Valoração de Recursos deste relatório.

As estimativas de valor presente potencial são mostradas neste relatório para os recursos potenciais após ajuste para a probabilidade de sucesso geológico e econômico no descobrimento e desenvolvimento de um campo comercialmente viável. Essas estimativas de valor presente potencial são fornecidas como meios de comparação às estimativas de valor presente potencial de outros recursos e não fornecem meios de comparação direta com as estimativas de valor presente atribuíveis às reservas ou recursos contingentes. O processo de ajuste de probabilidade considera a probabilidade de uma descoberta economicamente viável e a probabilidade de desenvolvimento do prospecto de petróleo.

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

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



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Autoridade

Este relatório foi autorizado por Marcelo Torres, Diretor Financeiro, OGX.

Fonte de informações

Na elaboração deste relatório, confiamos, sem verificação independente, em informações, incluindo mapas e dados sísmicos disponíveis, fornecidos por ou em nome da OGX com relação aos interesses proprietários a serem avaliados, dados de sub-superfície na medida em que sejam pertinentes aos objetivos alvo e perspectivas em meta, e várias outras informações e dados técnicos que foram aceitos conforme declarados. Este relatório foi baseado em dados disponíveis em 31 de março de 2008.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

GEOLOGIA

A OGX planeja perfurar 24 poços exploratórios na Bacia de Campos, 15 poços exploratórios na Bacia de Santos, 7 poços exploratórios na Bacia do Espírito Santo, e 5 poços exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão. As estimativas de custo de poço para o poço seco e poço completado são resumidas na Tabela P1. Os custos brutos totais de exploração podem variar entre US\$1.61 bilhão (todos os poços secos) e US\$1.69 bilhão de dólares (todos os poços completados) para a avaliação técnica do portfólio de prospectos.

A OGX declarou que pretende (i) adquirir novos dados sísmicos 3D para seus blocos nas bacias de Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão, e (ii) reprocessar os seus dados sísmicos 3D na Bacia de Santos. O objetivo dos dados sísmicos 3D é para a avaliação do risco geológico e otimização da localização de poço exploratório. Os custos sísmicos brutos estão resumidos na Tabela P1. As despesas brutas totais com sísmica são estimadas em US\$131 milhões para a fase de exploração inicial, associada aos 51 prospectos no portfólio atual.

Bacia de Campos

A Bacia de Campos é a bacia mais prolífica do Brasil. A Bacia de Campos é responsável por mais de 75% da produção atual do país. O primeiro campo de hidrocarbonetos foi descoberto em 1974. Mais de 75 campos de óleo e de gás foram descobertos em muitos reservatórios diferentes de idades variáveis (de Mesozóica a Cenozóica), incluindo: reservatórios subsal, coquinas, arenitos marinhos de água rasa, basaltos fraturados, calcários albianos, dolomitos e arenitos turbidíticos do Albo- Cenomaniano, Cretáceo Superior e Terciário.

O petróleo descoberto na Bacia de Campos está relacionado ao potencial gerador de hidrocarbonetos das rochas geradoras subsal do Barremiano, as quais podem ter carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento. Considera-se que vários reservatórios são da fase rifte da evolução da bacia: calcários lacustres, ao passo que algumas acumulações são encontradas em clásticos em trapas estratigráficas das seqüências do Cretáceo e do Terciário. As rotas de migração na Bacia de Campos são interpretadas como provenientes das rochas geradoras da Formação Lagoa Feia, de idade Barremiana, para os reservatórios através de falhas listricas normais, superfícies de discordância, flancos de paleocânions, descontinuidades e rotas associadas com sal (diápiros de sal e janelas de sal).

Todos os prospectos descritos abaixo estão localizados no sistema petrolífero da Bacia de Campos, onde descobertas em campos análogos são usadas como um modelo exploratório: Polvo (Albiano), Peregrino (Terciário e Cretáceo), Maromba (Terciário, Aptiano, e Cretáceo Superior), Enchova e o Complexo Marlim (Terciário), Espadarte e Jubarte (Cretáceo Superior), Pampo (Albiano), Bicudo (Albiano), Linguado e Tupi (subsal Aptiano-Barremiano), e Papa-Terra (Cretáceo Superior). Tipicamente, os campos do Terciário, Cretáceo Superior, Albiano e Aptiano- Barremiano exibem a seguinte variedade de densidade de óleo: 14-20, 18-23, 18-25, e 28-38, respectivamente.

C-01

O prospecto C-01 de óleo é uma trapa estratigráfica próxima do campo de Polvo. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus do Cretáceo Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de água profunda. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia de Idade Barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-02

O prospecto de óleo C-02 é uma trapa de fechamento estrutural de quatro direções próxima do campo de Polvo. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus, de idade paleocênica. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia de Idade Barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-03

O prospecto de óleo C-03 é uma trapa estratigráfica. A configuração da trapa são clásticos em *onlap* no intracanal de um cânion submarino. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus, de idade paleocênica. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelho de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia de Idade Barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-04

O prospecto de óleo C-04 é uma trapa estratigráfica próxima do campo de Polvo, identificado por uma anomalia de amplitude sísmica. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus, de idade eocênica. Esses arenitos turbidíticos são selados por folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia de Idade Barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-05

O prospecto de óleo C-05 é uma trapa estrutural próxima do campo de Polvo. Os reservatórios objetivo são dolomititos, calcarenitos, e calciruditos, de idade albiana, da Formação Macaé. Esses reservatórios são selados por margas, calcilitos e folhelhos sobrejacentes da Formação Macaé. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

C-06

O prospecto de óleo C-06 é uma trapa mista, estratigráfica e estrutural. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade oligocênica. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-07

O prospecto de óleo C-07 é uma trapa mista, estratigráfica e estrutural, identificada por uma anomalia de amplitude sísmica. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade paleocênica. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-08

O prospecto de óleo C-08 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é a Formação Macaé de idade albiana inferior. Essas dolomititos são seladas por calcilitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-09

O prospecto de óleo C-09 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é a Formação Macaé de idade albiana inferior. Esses calcarenitos são selados por calcilitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-10

O prospecto de óleo C-10 é uma trapa estrutural. O reservatório objetivo é a Formação Macaé de idade albiana inferior. Esses calcarenitos são selados por calcilitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

C-11

O prospecto de óleo C-11 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade cretáceo superior. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-12

O prospecto de óleo C-12 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é da Formação Macaé de idade albiano inferior. Esses calcarenitos são selados por calcilutitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-13

O prospecto de óleo C-13 é uma trapa estratigráfica associada a uma anomalia de amplitude abaixo de rochas extrusivas vulcânicas. Os reservatórios objetivos são clásticos do Paleoceno até o Cretáceo Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-14

O prospecto de óleo C-14 é uma trapa estratigráfica. O reservatório objetivo é o Eoceno. Esta parasequência de arenitos em *onlap* é selada por siltitos e folhelhos de águas profundas, bem como por rochas extrusivas vulcânicas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-15

O prospecto de óleo C-15 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é do Eoceno. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

C-16

O prospecto de óleo C-16 é uma trapa estrutural com fechamento em três direções contra falha. O reservatório objetivo é do Eoceno. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-17

O prospecto de óleo C-17 é uma trapa estratigráfica associada com uma anomalia de amplitude abaixo de rochas extrusivas vulcânicas. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus, de idade cretácica superior. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-18

O prospecto de óleo C-18 é uma trapa estratigráfica associada com uma anomalia de amplitude em um nariz estrutural. O reservatório objetivo é a Formação Carapebus de idade paleocênica. Esses arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-19

O prospecto de óleo C-19 é uma trapa mista estratigráfica e estrutural. O reservatório objetivo da Formação Lagoa Feia de idade barremiana/aptiana. Estas coquinas e carbonatos algálicos da Formação Lagoa Feia são selados por anidritas e calcilitos da Formação Lagoa Feia. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento. O prospecto tem como análogo o campo de Pampo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

C-20

O prospecto de óleo C-20 é uma trapa mista estratigráfica e estrutural. O reservatório objetivo é da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana/aptiana. Estas coquinas e carbonatos algálicos, da Formação Lagoa Feia, são selados por anidritas e calcilitos da Formação Lagoa Feia. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento. O prospecto tem como análogo o campo de Pampo.

C-21

O prospecto de óleo C-21 é uma trapa estratigráfica. O reservatório objetivo são os arenitos da Formação Carapebus do Eoceno e do Cretáceo Superior. Estes arenitos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas, bem como por rochas extrusivas vulcânicas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-22

O prospecto de óleo C-22 é uma trapa estratigráfica. O reservatório objetivo é da Formação Carapebus de idade eocênica. Estes arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas, bem como por rochas extrusivas vulcânicas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-23

O prospecto de óleo C-23 é uma trapa estratigráfica. O reservatório objetivo é de idade paleocênica. Estes arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas, bem como por rochas extrusivas vulcânicas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.

C-24

O prospecto de óleo C-24 é uma trapa estratigráfica. O reservatório objetivo é da Formação Carapebus, de idade cretácica superior. Estes arenitos turbidíticos são selados por siltitos e folhelhos de águas profundas, bem como por rochas extrusivas vulcânicas. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Lagoa Feia, de idade barremiana através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, flancos de cânions, diápiros e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres subsal da Formação Lagoa Feia, de idade barremiana, que podem ter valores de carbono orgânico total (COT) de até 9 por cento.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Bacia do Espírito Santo

A atividade exploratória em terra na bacia do Espírito Santo começou no final dos anos 50. A exploração *offshore* começou no final dos anos 60. A exploração em águas profundas na bacia começou em 2001. Foram feitas várias descobertas de óleo leve e gás natural. A bacia exhibe potencial com um conjunto diversificado de oportunidades e modelos exploratórios.

As rochas geradoras subsal dos folhelhos lacustres da Formação Mariricu barremiana apresentam valores COT de até dois por cento. A porção basal da Formação Urucutuca (folhelhos marinhos) pode apresentar valores COT de até quatro por cento. Uma rota de migração primária é interpretada como sendo originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, superfícies de discordância e janelas de sal, e em seguida através da formação senoniana Urucutuca. Vias adicionais podem incluir uma rota através da Formação Urucutuca basal através de falhas listricas normais, superfícies de discordância e paredes salinas, até os reservatórios potenciais.

Os prospectos Terciários descritos abaixo são análogos aos campos de gás existentes de Peroá e Cangoá. Os prospectos do Cretáceo Superior descritos abaixo são análogos ao campo de petróleo de Golfinho.

Todos os prospectos descritos abaixo estão localizados no sistema petrolífero da Bacia do Espírito Santo, onde campos análogos em produção são usados como modelo exploratório: Peroá (Terciário), Cangoá (Terciário) e Golfinho (Cretáceo Superior). Os reservatórios do Cretáceo Superior tipicamente apresentam uma faixa de densidade de óleo que varia entre 28 e 43 graus API. Os reservatórios Terciários são tipicamente portadores de gás.

ES-01

O prospecto de óleo ES-01 é uma trapa estratigráfica. Os reservatórios objetivos são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados pelos siltitos e folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. Uma rota de migração primária é interpretada como originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, discordâncias e janelas de sal através do senoniano da Formação Urucutuca. Vias adicionais podem incluir a Formação Urucutuca basal através de falhas listricas normais, superfície de discordância e paredes de sal, até o turoniano da Formação Urucutuca. As rochas geradoras subsal são os folhelhos lacustres da formação barremiana Mariricu, com valores de COT de até 2 por cento, e a porção basal da Formação Urucutuca, com folhelhos marinhos, que podem ter valores de COT de até 4 por cento.

ES-02

O prospecto de óleo ES-02 é uma trapa estrutural (fechamento por mergulho). Os reservatórios objetivos são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados pelos siltitos e folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. Uma rota de migração primária é interpretada como originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, discordâncias e janelas de sal através do senoniano da Formação Urucutuca. Vias adicionais podem incluir a Formação Urucutuca basal, através de falhas listricas normais, superfície de discordância e paredes de sal, até o turoniano da Formação Urucutuca. As rochas geradoras subsal são os folhelhos lacustres da formação barremiana Mariricu, com valores de COT de até 2 por cento, e a porção basal da Formação Urucutuca, com folhelhos marinhos, que podem ter valores de COT de até 4 por cento.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

ES-03

O prospecto de óleo ES-03 é uma trapa mista com fechamento em três direções contra falha. Os reservatórios objetivos são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior/ Paleoceno. Esses arenitos turbidíticos são selados pelos siltitos e folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. Uma rota de migração primária é interpretada como originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, discordâncias e janelas de sal, através do senoniano da Formação Urucutuca. Vias adicionais podem incluir a Formação Urucutuca basal, através de falhas listricas normais, superfície de discordância e paredes de sal, até o turoniano da Formação Urucutuca. As rochas geradoras subsal são os folhelhos lacustres da formação barremiana Mariricu, com valores de COT de até 2 por cento, e a porção basal da Formação Urucutuca, com folhelhos marinhos, que podem ter valores de COT de até 4 por cento.

ES-04

O prospecto de óleo ES-04 é uma trapa estrutural (fechamento por mergulho). Os reservatórios objetivos são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Cretáceo Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados pelos siltitos e folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. Uma rota de migração primária é interpretada como originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, discordâncias e janelas de sal através do senoniano da Formação Urucutuca. Vias adicionais podem incluir a Formação Urucutuca basal, através de falhas listricas normais, superfície de discordância e paredes de sal, até o turoniano da Formação Urucutuca. As rochas geradoras subsal são os folhelhos lacustres da formação barremiana Mariricu, com valores de COT de até 2 por cento, e a porção basal da Formação Urucutuca, com folhelhos marinhos, que podem ter valores de COT de até 4 por cento.

ES-05

O prospecto de gás ES-05 é uma trapa estrutural (fechamento por mergulho). Os reservatórios objetivos são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Paleoceno. Esses arenitos turbidíticos são selados pelos siltitos e folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. Uma rota de migração primária é interpretada como originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, discordâncias e janelas de sal, através do senoniano da Formação Urucutuca. Vias adicionais podem incluir a Formação Urucutuca basal, através de falhas listricas normais, superfície de discordância e paredes de sal, até o turoniano da Formação Urucutuca. As rochas geradoras subsal são os folhelhos lacustres da formação barremiana Mariricu com valores de COT de até 2 por cento, e a porção basal da Formação Urucutuca, com folhelhos marinhos, que podem ter valores de COT de até 4 por cento.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

ES-06

O prospecto de gás ES-06 é uma trapa mista. Os reservatórios objetivos são do Paleoceno Superior e do Cretáceo Superior. O prospecto ES-06 é uma trapa estrutural, com fechamento por mergulho para os arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior, e uma trapa estratigráfica nos arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Paleoceno Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados pelos siltitos e folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. Uma rota de migração primária é interpretada como originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, discordâncias e janelas de sal, através do senoniano da Formação Urucutuca. Vias adicionais podem incluir a Formação Urucutuca basal, através de falhas listricas normais, superfície de discordância e paredes de sal, até o turoniano da Formação Urucutuca. As rochas geradoras subsal são os folhelhos lacustres da formação barremiana Mariricu, com valores de COT de até 2 por cento, e a porção basal da Formação Urucutuca com folhelhos marinhos, que podem ter valores de COT de até 4 por cento.

ES-07

O prospecto de gás ES-07 é uma trapa estratigráfica. O reservatório objetivo são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Paleoceno Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados pelos siltitos e folhelhos de água profunda da Formação Urucutuca. Uma rota de migração primária é interpretada como originada na Formação Mariricu barremiana, através de falhas listricas normais, falhas de borda de rifte, discordâncias e janelas de sal, através do senoniano da Formação Urucutuca. Vias adicionais podem incluir a Formação Urucutuca basal através de falhas listricas normais, superfície de discordância e paredes de sal, até o turoniano da Formação Urucutuca. As rochas geradoras subsal são os folhelhos lacustres da formação barremiana Mariricu, com valores de COT de até 2 por cento, e a porção basal da Formação Urucutuca, com folhelhos marinhos, que podem ter valores de COT de até 4 por cento.

Bacia de Santos

O campo de gás Mexilhão em águas rasas e a descoberta de petróleo do pré-sal Tupi/Carioca são dois sucessos recentes de exploração na Bacia de Santos. Essas descobertas confirmaram dois novos modelos de exploração para a bacia.

O sistema petrolífero na bacia é diversificado. A Formação Guaratiba é a principal geradora de hidrocarbonetos, e as rochas marinhas do albo-turoniano representam outra potencial geradora. Os reservatórios carbonáticos, estromatolíticos algálicos carstificados (Guaratiba), recentemente, demonstraram ser um objetivo potencial devido às boas propriedades de reservatório. Os reservatórios clásticos e carbonáticos albianos e os reservatórios clásticos do Cretáceo Superior/Terciário também são objetivos potenciais.

Todos os prospectos descritos abaixo estão localizados no sistema petrolífero da Bacia de Santos, onde descobertas em campos análogos são usados como modelos exploratórios: Mexilhão (Cretáceo Superior), Uruguá (Cretáceo Superior), Pirapitanga (Albiano) e Tupi (pré-sal Barremiano-Aptiano). Os reservatórios do pré-sal tipicamente demonstram uma faixa de densidade API entre 38-45 graus. Os reservatórios do Albiano e a maioria dos objetivos do Cretáceo Superior são tipicamente produtores de gás.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

S-01

O prospecto de óleo S-01 é uma trapa estrutural com fechamento em quatro direções. O reservatório objetivo é a Formação Guaratiba, do pré-sal. O objetivo potencial é um carbonato estromatolítico algálico carstificado. Este reservatório dolomítico é selado pelo sal da Formação Ariri. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas e superfícies de discordância. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba barremiana.

S-02

O prospecto de óleo S-02 é uma trapa mista. O reservatório objetivo é a Formação Guaratiba, do pré-sal. O objetivo potencial é um carbonato estromatolítico algálico carstificado. Este reservatório de dolomita é selado pelo sal da Formação Ariri. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas e superfícies de discordância. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba barremiana.

S-03

O prospecto de óleo S-03 é uma trapa mista. O reservatório objetivo é a Formação Guaratiba, do pré-sal. O objetivo potencial é um carbonato estromatolítico algálico carstificado. Este reservatório de dolomita é selado pelo sal da Formação Ariri. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas e superfícies de discordância. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba barremiana.

S-04

O prospecto de óleo S-04 é uma trapa estrutural. O reservatório objetivo é a Formação Guaratiba, do pré-sal. O objetivo potencial é um carbonato estromatolítico algálico carstificado. Este reservatório de dolomita é selado pelo sal da Formação Ariri. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas e superfícies de discordância. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba barremiana.

S-05

O prospecto de óleo S-05 é uma trapa mista. O reservatório objetivo é a Formação Guaratiba, do pré-sal. O objetivo potencial é um carbonato estromatolítico algálico carstificado. Este reservatório de dolomita é selado pelo sal da Formação Ariri. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas e superfícies de discordância. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba barremiana.

S-06

O prospecto de óleo S-06 é uma trapa mista. Os reservatórios objetivo são (1) a Formação Guaratiba do pré-sal, (2) os oólitos albianos da Formação Guarujá, e (3) sedimentos clásticos do Paleoceno. A rota de migração é interpretada como sendo proveniente de (1) da Formação Guaratiba barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, paredes de cânion, diápiros de sal e janelas de sal até a Formação Carapebus do Cretáceo Superior, e (2)



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Formação Guaratiba barremiana através, de falhas e superfícies de discordância. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres da formação Guaratiba, de idade barremiana, no pré-sal.

S-10

O prospecto de gás S-10 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade albiana, da Formação Guarujá. Estes reservatórios arenosos são selados por margas e folhelhos da Formação Itanhaem/Guarujá. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância, paredes de cânion, diápiros de sal e janelas de sal até os reservatórios. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba barremiana (equivalente a Formação Lagoa Feia).

S-09

O prospecto de gás S-09 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade albiana. Estes arenitos são selados por margas e folhelhos da Formação Itanhaem/Guarujá. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância, paredes de cânion, diápiros de sal e janelas de sal até os reservatórios. A fonte dos hidrocarbonetos são os folhelhos e margas lacustres pré-sal da Formação Guaratiba barremiana (equivalente a Formação Lagoa Feia).

S-11

O prospecto de gás S-11 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade santoniana da Formação Ilhabela. Estes arenitos turbidíticos são selados por rochas vulcânicas e folhelhos santonianos. A rota de migração é interpretada como sendo da Formação Guaratiba barremiana através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância, paredes de cânions, diápiros de sal e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres pré-sal do Aptiano/Barremiano, a qual é equivalente à Formação Lagoa Feia).

S-12

O prospecto de gás S-12 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivos são arenitos de idade santoniana da Formação Ilhabela. Estes arenitos turbidítico são selados por rochas vulcânicas e folhelhos santonianos. A rota de migração é interpretada como sendo da Formação Guaratiba barremianas através de falhas lítricas normais, superfícies de discordância, paredes de cânions, diápiros de sal e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres pré-sal barremianas, a qual é equivalente à Formação Lagoa Feia.

S-14

O prospecto de gás S-14 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade albiana. Estes arenitos turbidíticos são selados por margas e folhelhos das Formações Guarujá/Itanhaem. A rota de migração é interpretada como sendo originadas na Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas lítricas normais, superfícies de discordâncias, paredes de cânions, diápiros de sal e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres pré-sal do Barremiano/Aptiano, os quais são equivalentes à Formação Lagoa Feia.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

S-13

O prospecto de gás S-13 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são arenitos de idade albiã. Estes arenitos turbidíticos são selados por margas e folhelhos das Formações Guarujá/Itanhaem. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba, de idade barremiana, através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, paredes de cânions, diápiros de sal e janelas de sal. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres pré-sal do Barremiano/Aptiano, os quais são equivalentes à Formação Lagoa Feia.

S-15

O prospecto de gás S-15 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são os arenitos de idade albiã. Estes arenitos são selados por margas e folhelhos da Formação Itanhaem/Guarujá. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, paredes de cânions, diápiros de sal e janelas de sal até os reservatórios. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres pré-sal do Barremiano/Aptiano, os quais são equivalentes à Formação Lagoa Feia.

S-08

O prospecto de gás S-08 é uma trapa estrutural. O reservatório objetivo são os arenitos cenomanianos da Formação Itajaí-Açu. O reservatório potencial seria selado pelos folhelhos turonianos da Formação Itajaí-Açu. As rotas de migração são interpretadas como sendo originadas na Formação Lagoa Feia barremiana, através de falhas listricas normais, superfícies de discordância, paredes de cânions, diápiros de sal e janelas de sal até o Cenomaniano da Formação Itajaí-Açu. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres pré-sal do Barremiano equivalente à Formação Lagoa Feia. Os folhelhos albianos podem ser outra potencial rocha geradora.

S-07

O prospecto de gás S-07 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são arenitos cenomanianos da Formação Itajaí-Açu. Acredita-se que o reservatório potencial seja selado pelos folhelhos do Cenomaniano/Turoniano da Formação Itajaí-Açu. A rota de migração é interpretada como sendo originada na Formação Guaratiba barremiana, através de falhas listricas normais, superfícies de discordâncias, paredes de cânions, diápiros de sal e janelas de sal para o cenomaniano da Formação Itajaí-Açu. A fonte dos hidrocarbonetos está nos folhelhos e margas lacustres pré-sal do Aptiano/Barremiano, equivalente à Formação Lagoa Feia. Os folhelhos albianos podem ser outra potencial rocha geradora.

Bacia do Pará-Maranhão

Não há descobertas comerciais na Bacia do Pará-Maranhão. Somente poucos poços exploratórios foram perfurados na bacia (com indícios de óleo). O arcabouço geológico é semelhante a região *offshore* de Gana (África Ocidental), onde muitas descobertas recentes de óleo têm ocorrido, incluindo o campo Jubilee.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

As rochas geradoras interpretadas são folhelhos negros da sequência rifte do Albiano Inferior até o Aptiano (Grupo Canárias), com valores de COT de até cinco por cento. Outra rocha geradora potencial é o folhelho do Grupo Caju do albiano superior com COT de até cinco por cento.

Rotas de migração estão relacionadas à falhas (rifte e listricas), conectando os folhelhos negros do Grupo Canárias, do Albo-Aptiano, aos potenciais reservatórios. Outra rota de migração em potencial poderia ser a ligação entre as rochas geradoras do Grupo Caju, do Albo-Cenomaniano, aos reservatórios superiores, através de falhas listricas normais.

Todos os prospectos descritos abaixo estão localizados no sistema petrolífero da Bacia do Pará-Maranhão, onde descobertas globais de campos análogos na África Ocidental são utilizadas como modelos exploratórios: a área de poço MAS 5, MAS 10, MAS 11 e MAS 26, e o campo Jubilee, onde a variação de densidade do óleo medida em graus API está entre 30 e 42 graus.

PAMA-01

O prospecto de óleo PAMA-01 é uma trapa estrutural. O reservatório objetivo é da Formação Travosas, do Cretáceo Superior. Esses arenitos turbidíticos são selados por folhelhos da Formação Travosas. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias, do Albo/Aptiano, através de falhas listricas associadas com falhas extensionais, até os reservatórios. As rochas geradoras dos hidrocarbonetos são os folhelhos lacustres do Albo/Aptiano, do Grupo Canárias, e potencialmente, folhelhos escuros do Albiano Superior, do Grupo Caju.

PAMA-02

O prospecto de óleo PAMA-02 é uma trapa estrutural. O reservatório objetivo é da Formação Travosas do Cretáceo Superior. Estes arenitos turbidíticos são selados por folhelhos da Formação Travosas. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias, do Albo/Aptiano, através de falhas listricas associadas com falhas extensionais até os reservatórios. As rochas geradoras de hidrocarbonetos são os folhelhos lacustres do Albiano/Aptiano, do Grupo Canárias, e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior do Grupo Caju.

PAMA-03

O prospecto de óleo PAMA-03 é uma trapa estrutural. O reservatório objetivo é da Formação Travosas, do Cretáceo Superior. Estes arenitos turbidíticos são selados por folhelhos da Formação Travosas. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias, do Albo/Aptiano, através de falhas listricas associadas com falhas extensionais até os reservatórios. As rochas geradoras de hidrocarbonetos são os folhelhos lacustres do Albo/Aptiano, do Grupo Canárias, e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior, do Grupo Caju.

PAMA-04

O prospecto de óleo PAMA-04 é uma trapa estrutural. Os reservatórios objetivo são do Grupo Canárias, do albiano inferior até o aptiano, e os turbiditos do Cretáceo Superior da Formação Travosas. Estes arenitos turbidíticos são selados por folhelhos do Grupo Canárias, da Formação Travosas. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias, do Albo/Aptiano, através de falhas listricas associadas com falhas extensionais até os reservatórios.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

As rochas geradoras de hidrocarbonetos são os folhelhos lacustres do Albo/Aptiano, do Grupo Canárias, e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior do Grupo Caju.

PAMA-05

O prospecto de óleo PAMA-05 é uma trapa estratigráfica. Os reservatórios objetivos são os arenitos, de idade maastrichtiana, da Formação Travosas. Estes arenitos turbidíticos são selados por folhelhos da Formação Travosas. A rota de migração é interpretada como sendo originada no Grupo Canárias, do Albo/Aptiano, através de falhas lítricas associadas com falhas extensionais até os reservatórios. As rochas geradoras de hidrocarbonetos são os folhelhos lacustres do Albiano/Aptiano, do Grupo Canárias, e potencialmente folhelhos escuros do Albiano Superior do Grupo Caju.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

DEFINIÇÃO de RECURSOS POTENCIAIS

Os recursos petrolíferos incluídos neste relatório são classificados como recursos potenciais e foram preparados de acordo com o PRMS, aprovado em Março de 2007 pela Sociedade de Engenheiros de Petróleo, o Conselho Mundial de Petróleo, a Associação Americana de Geólogos de Petróleo, e a Sociedade de Engenheiros de Avaliação do Petróleo. Devido à falta de comercialidade ou de suficiente perfuração de desenvolvimento, os recursos potenciais aqui estimados não podem ser classificados como recursos contingentes ou reservas. Os recursos petrolíferos são classificados a seguir:

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

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

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

Uma explicação detalhada dos termos probabilísticos usados aqui e identificados com um asterisco (*) está incluída no Glossário de Termos Probabilísticos no apêndice deste relatório. Para estimativas probabilísticas de recursos petrolíferos, a estimativa baixa é utilizada como P_{90}^* , quantidade derivada da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 90% de que, supondo que o prospecto seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa baixa. A estimativa melhor (mediana) é utilizada como P_{50}^* , quantidade derivada da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 50% que, supondo que o prospecto seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à estimativa melhor (mediana). A estimativa alta é utilizada como P_{10}^* , quantidade derivada da análise probabilística. Isto significa que há pelo menos uma probabilidade de 10% que, supondo que o prospecto seja descoberto e desenvolvido, as quantidades realmente recuperadas serão iguais ou superiores à alta estimativa. O valor esperado* (EV), um resultado da análise probabilística, é utilizado para a estimativa média.

Incerteza Relativa a Recursos Potenciais – O volume de petróleo descoberto através de perfuração exploratória depende do número de prospectos exitosos, assim como do volume que cada prospecto exitoso contém. Previsões confiáveis destes volumes dependem, portanto, de previsões precisas do número de descobertas que provavelmente podem ser feitas se o portfólio completo de prospectos for perfurado. A precisão desta previsão depende do tamanho do portfólio e uma avaliação precisa da probabilidade de sucesso geológico* (P_g).

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



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

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

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

Predictibilidade versus Tamanho do Portfólio – A precisão das previsões do número de descobertas que são prováveis de serem feitas é restringida pelo número de prospectos no portfólio de exploração. O tamanho do portfólio juntamente com a P_g são úteis na medição dos limites de confiabilidade destas previsões. Uma alta P_g , que indica uma grande chance de descoberta relevante de petróleo, pode não exigir um portfólio grande para garantir que pelo menos uma descoberta será feita (supondo que a P_g não mude durante a perfuração de alguns prospectos). Em contraste, uma P_g baixa, que indica pouca chance de descoberta relevante de petróleo, pode exigir um grande número de prospectos para assegurar um alto nível de confiança para se fazer uma única descoberta. A relação entre o tamanho de portfólio, P_g , e probabilidade de um programa de perfuração totalmente mal-sucedido que resulte em uma série de poços não encontrando volumes relevantes de hidrocarbonetos é aqui mencionada como a relação da predictibilidade versus tamanho do portfólio* (PPS). É crucial estar ciente da PPS, já que um programa de perfuração mal-sucedido, que resulte em uma série de poços que não encontrem volumes relevantes de hidrocarbonetos, pode afetar adversamente qualquer esforço de exploração, resultando em um valor presente negativo.

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

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

Prospecto – Um prospecto é uma potencial acumulação que é suficientemente bem definida para ser um alvo viável para perfuração. Para um prospecto, existem suficientes dados e análises para identificar e quantificar as incertezas técnicas, para determinar limites razoáveis de risco geológico, e parâmetros de engenharia e de petrofísica e estimar os recursos potenciais.

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



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

de trabalho técnico adicional. Um *lead* deve ter uma P_g igual ou menor que 0.05 para refletir a incerteza técnica inerente.

Play – Um projeto associado com um *trend* de prospectos potenciais, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação a fim de definir leads ou prospectos específicos.

Limite Econômico para Tamanho de Campo - O limite econômico para tamanho de campo (Threshold Economic Field Size - TEFS) é o volume mínimo de petróleo produzível necessário para recuperar a despesa total necessária para que o prospecto tenha um valor presente potencial maior do que zero. Esses investimentos incluem despesas necessárias para estabelecer e comprovar a produção lucrativa e conduzir a perfuração de confirmação ou de extensão. Todos os custos geológicos, geofísicos, de arrendamento e/ou de aquisição de área de contrato, além de outros custos para delimitação antecipada de campo estão também incluídos na estimativa do TEFS. A metodologia de valor presente potencial por volume de recursos é uma prática padrão da indústria usada para estimar o valor de recursos potenciais. Esta metodologia é diretamente formulada da análise de fluxo de caixa descontado, que é fundamental para a estimativa de valor presente potencial. Conseqüentemente, onde esta metodologia é empregada para estimar TEFS, nenhuma provisão adicional deve ser feita para custos de desenvolvimento de campo.

$TEFS = \text{Geologia} + \text{Geofísica} + \text{Perfuração} + \text{Arrendamento} + \text{Transporte} + \text{Despesas Administrativas}$
Valor Presente Potencial por Barril

Probabilidade de Sucesso Econômico – a probabilidade de sucesso econômico (P_e) é definida como a probabilidade que uma dada descoberta seja economicamente viável. Ela considera P_g , TEFS, P_{TEFS} , investimento, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise de fluxo de caixa descontado) e outros fatores econômicos e de negócios. O P_e é calculado como se segue:

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

Probabilidade de Limite Econômico para Tamanho de Campo – A probabilidade do limite econômico para tamanho de campo (P_{TEFS}) é definida como a probabilidade de descobrir uma acumulação que seja grande o suficiente para ser economicamente viável. O P_{TEFS} é estimado usando a distribuição de potenciais volumes recuperáveis em recursos potenciais em conjunto com o TEFS. A probabilidade associada com o TEFS pode ser determinada graficamente a partir da distribuição de volumes potenciais brutos recuperáveis.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

ESTIMATIVA de RECURSOS

As estimativas de recursos potenciais foram elaboradas através de métodos geológicos e de engenharia padrões, geralmente aceitos pela indústria de petróleo. O método ou a combinação de métodos usados na análise dos reservatórios foram enriquecidos com a experiência com reservatórios semelhantes, a etapa de desenvolvimento e qualidade e quantidade de dados básicos.

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

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

Neste relatório, 51 potenciais acumulações são mencionadas como prospectos para refletir o estágio atual da avaliação técnica.

Risco Quantitativo

Estimativa e Aplicação da P_g

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

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



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

normais truncadas. A amostragem hipercúbica latina foi utilizada para melhor representar os limites das distribuições.

Cada parâmetro volumétrico individual foi investigado usando uma abordagem probabilística com a atenção à variabilidade. Dados determinísticos foram usados para ancorar e formatar as várias distribuições. Os parâmetros de volume líquido de rocha tiveram o maior intervalo de variabilidade, e por isso tiveram maior impacto na incerteza da simulação. A variabilidade de parâmetro volumétrico foi baseada nas incertezas estruturais e estratigráficas devido ao ambiente deposicional e à qualidade dos dados sísmicos. Dados de campos análogos foram estatisticamente incorporados para obter limites de incerteza e restrições no volume líquido poroso. A incerteza associada à conversão de profundidade, interpretação sísmica, mapeamento de espessura bruta de areia, e premissas de espessura líquida de hidrocarboneto também foram obtidas através de estudos de reservatórios análogos, múltiplos cenários interpretativos, e análises de sensibilidade.

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

As estimativas de recursos potenciais brutos de óleo e de gás e as estimativas de P_g aqui avaliadas, com data base em 31 de Março de 2008, estão apresentadas nas Tabelas 1A até 2B. A estimativa média ajustada por P_g dos recursos potenciais então foi obtida pelo produto probabilístico de P_g e das distribuições de recursos para o prospecto. Esses resultados foram então somados estocasticamente (dependência nula) para obter as estimativas médias de recursos potenciais ajustado pelo P_g .

A aplicação do fator P_g para estimar os volumes de recursos potenciais ajustados pela P_g não iguala recursos potenciais a reservas ou recursos contingentes. As estimativas ajustadas pela P_g de volumes de recursos potenciais não podem ser diretamente comparadas com ou agregadas a reservas ou recursos contingentes. As estimativas da P_g são interpretativas e dependem da qualidade e quantidade de dados atualmente disponíveis. A futura aquisição de dados, como perfuração adicional ou aquisição sísmica pode ter um efeito significativo na estimativa P_g . Esses dados adicionais não estão limitados à área do estudo, mas também incluem dados de arcabouços geológicos semelhantes ou de avanços tecnológicos que possam afetar a estimativa de P_g .

Aplicação de P_e

O TEFS necessário para o sucesso de prospecto também foi estimado. O TEFS foi usado para truncar e redistribuir as estimativas de distribuições de probabilidade de recursos potenciais. As estimativas de recursos potenciais, ajustadas por P_e e TEFS, e truncadas foram então estimadas pelo produto probabilístico de P_e e das distribuições de recursos potenciais truncadas e ajustadas pelo TEFS para cada um dos prospectos individuais. Estes resultados foram então somados estocasticamente (dependência nula) e redistribuídos para produzir as estimativas de recursos potenciais ajustadas por P_e e TEFS, e truncadas.

As estimativas, com data base em 31 de Março de 2008, dos recursos potenciais brutos de óleo e de gás, ajustados por P_e e TEFS, e truncados, avaliadas aqui estão resumidas nas Tabelas 3A até 4B.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

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



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

VALORAÇÃO de RECURSOS

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

A pedido da OGX, metodologias determinísticas e probabilísticas foram usadas para estimar o valor presente potencial que pode ser obtido caso os recursos potenciais aqui previstos sejam descobertos e desenvolvidos com sucesso.

Métodos probabilísticos foram usados para estimar as prováveis quantidades de recursos potenciais. Modelos determinísticos incorporaram vários fatores econômicos e práticas de desenvolvimento baseadas nas potenciais quantidades de recursos potenciais probabilísticos estimados. O seguinte foi estimado deterministicamente: despesas operacionais, custos de capital, preços (U.S\$.60.00 estimativa baixa, U.S\$.80.00 estimativa média, e U.S\$.100.00 alta estimativa por barril para petróleo Brent, em termos reais, em 2008 U.S.\$, e U.S.\$5.00 estimativa baixa, U.S.\$6.00 estimativa média, e U.S.\$7.00 alta estimativa por mil pés cúbicos para gás, em termos reais, in 2008 U.S.\$), produção potencial, depreciação, impostos, valor temporal do dinheiro, vida do campo, custos de poços de exploração, tempo de desenvolvimento e custos de abandono, com a consideração de outros fatores. Estes fatores econômicos e práticas de desenvolvimento são resumidos nas Tabelas 6 até 29. Os dados da OGX foram modelados usando uma taxa de desconto de valor presente potencial de 10 por cento para vários tamanhos de campo e tempo de desenvolvimento de campo. Esses dados inerentemente contêm a variação nas considerações econômicas, transporte, perfuração, e outros custos de instalação de infraestrutura. Estas previsões econômicas estimadas deterministicamente permitiram a estimativa determinística do valor presente potencial por unidade de recursos baseados em três estimativas de quantidade de recursos potenciais: baixa, média, e alta. Essas três estimativas, com base determinística, de valores presentes potenciais por unidade de recursos (baixa, média, e alta) foram usadas para construir o valor presente potencial por unidade de distribuições de recursos. Estas distribuições foram usadas para prover o valor potencial, assumindo a descoberta bem sucedida e o desenvolvimento de cada respectivo prospecto.

A metodologia para estimar o valor presente potencial por barril neste estudo é tanto uma estimativa probabilística como determinística, onde o valor presente potencial por distribuição de quantidade por recursos é declarado na entrada obtida da modelagem econômica determinística. Por isso, o valor presente potencial por quantidade de recurso é expresso como uma distribuição e não como um valor único; contudo, é estimado a partir da modelagem econômica determinística baseada no cenário. Os resultados probabilísticos envolvem milhares de iterações que usam distribuições de probabilidade. As estimativas determinísticas e as operações matemáticas correspondentes (adição, subtração, multiplicação e divisão) não podem ser executadas em distribuições de recursos potenciais e/ou valor presente potencial por distribuições de quantidade de recurso. Quaisquer desses cálculos produzem resultados inválidos que não são comparáveis com os resultados probabilísticos aqui estimados. Tais cálculos e comparações a esses resultados probabilísticos devem ser evitados.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

O valor presente potencial de recursos potencias, truncados, com P_e , TFES ajustados, foi estimado comparando um valor presente potencial a 10 por cento versus desenvolvimentos de campos de vários tamanhos baseados nos resultados de modelagem econômica determinística. A estimativa do valor presente potencial previsto para os recursos potenciais considerou o tempo e custo de exploração, avaliação e custos de desenvolvimento, e outras informações dependendo do prospecto.

As estimativas do valor presente potencial que podem ser realizadas para a estimativa média de recursos potenciais truncada e ajustada pela TEFS são apresentadas depois de ajustadas pela P_e . O valor presente potencial por quantidades de recursos foi usado na determinação dos riscos quantitativos em conjunto com os recursos potenciais ajustados por P_e e TEFS e truncados, para estimar o valor presente potencial (O Glossário de Termos Probabilísticos no apêndice deste relatório contém equações e definições relevantes).

O TEFS de recursos potenciais foi estimado em 10 milhões de barris para cada prospecto de óleo. O TEFS de recursos potenciais foi estimado em 60 bilhões de pés cúbicos para cada prospecto de gás. As distribuições lognormais truncadas do valor presente potencial por quantidades de recursos foram usadas na simulação. Para cada prospecto de óleo e de gás, o valor presente potencial médio probabilístico resultante por quantidade de recurso é resumido na Tabela P1.

O valor presente potencial estimado, expresso em milhares de U.S.\$ para os recursos potencias, ajustados por P_e e TEFS, truncados atribuíveis às quatro bacias se os prospectos forem descobertos e desenvolvidos com sucesso, está resumido na Tabela 5.

A aplicação da P_e para estimar os recursos potencias ajustados por P_e não iguala recursos potenciais e os seus valores associados com recursos contingentes ou reservas. As quantidades de recursos potencias ajustadas por P_e e seus valores associados não podem ser diretamente comparados com ou agregados a recursos contingentes ou reservas e seus valores associados.

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

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

Acumulações Potenciais: Planos de Desenvolvimento

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

Para as estimativas médias, neste relatório, das potenciais despesas operacionais, dos potenciais custos de capital, e da produção potencial associada aos recursos potenciais totais de óleo usaram-se campos análogos disponíveis em bacias com semelhante produção e condições.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

ambientais (Tabelas 6 até 30). Para as quantidades de óleo de recursos potenciais, se descobertas e economicamente desenvolvidas, se usariam FPSOs ("Floating Production System Offloading") arrendados com capacidade de produção variando de 100.000 barris de óleo por dia (BOPD) a 200.000 BOPD. Os poços de desenvolvimento poderiam ser produzidos por *templates* submarinos conectados ao FPSO. A opção de arrendamento de FPSO é conveniente para todas as quatro bacias onde os recursos potenciais foram estimados e que podem ser descobertos.

As despesas potenciais operacionais, os potenciais custos de capital e a produção potencial associadas com os recursos potenciais totais de gás estimados neste relatório usaram campos análogos disponíveis em bacias com produção e condições ambientais similares. As potenciais acumulações de gás em águas rasas, se descobertas e economicamente desenvolvidas, poderiam ser desenvolvidas com plataformas fixas para cabeça de poços e com um gasoduto até a costa para o processamento. As potenciais acumulações de gás em águas mais profundas, se descobertas e economicamente desenvolvidas, podem ser desenvolvidas como completações submarinas conectadas a plataformas flutuantes com um gasoduto até a costa para o processamento. O modelo de plataforma fixa para cabeça de poços para águas rasas é conveniente para os prospectos de gás da Bacia de Santos e as potenciais despesas de capital aqui apresentadas são baseadas nesta opção. A opção de desenvolvimento através de plataforma flutuante é conveniente para os prospectos de águas mais profundas da Bacia do Espírito Santo e os potenciais custos de capital para aqueles prospectos de gás foram previstos assumindo essa opção.

As potenciais despesas operacionais foram estimadas assumindo-se o custo fixo de U.S.\$100 milhões por ano, por 100.000 BOPD de capacidade de processamento do FPSO. As potenciais despesas operacionais variáveis vão de U.S.\$5.30 por barril a U.S.\$8.50 por barril e incluem os custos de transporte de óleo. As potenciais despesas operacionais fixas para potenciais volumes de gás variaram de U.S.\$30 milhões por ano, por plataforma de cabeça de poço em águas rasas, a U.S.\$80 milhões por ano por plataforma de desenvolvimentos de gás em águas mais profundas. As potenciais despesas operacionais variáveis vão de U.S.\$0.15 por mil pés cúbicos (10^3pe^3) a U.S.\$0.25 por 10^3pe^3 . As estimativas de custos variáveis incluem custos de transporte.

As potenciais despesas operacionais estimadas neste relatório incluem despesas como pagamentos de arrendamento de FPSO e pagamentos operacionais feitos aos proprietários dos navios. Elas também incluem certas despesas relativas a salários de pessoal operacional, suporte terrestre, barcos de suprimento, peças de reposição e despesas de manutenção. As potenciais despesas variáveis estão relacionadas aos encargos do manuseio de água, produtos químicos e certos custos relativos a intervenção de poços (*workover*).

Certos projetos foram estimados como desenvolvimentos em conexão a outros desenvolvimentos próximos. Esses projetos foram considerados oportunidades de desenvolvimento em conexão devido à proximidade a outros desenvolvimentos e/ou ao tamanho de volumes potenciais descobertos. Na Bacia do Pará-Maranhão, o projeto PAMA – Project I Oil foi conectado ao FPSO do PAMA – Project II - Oil. O projeto PAMA - Project III foi conectado ao projeto PAMA – Project IV - Oil. Na bacia de Santos, o projeto SANTOS – Project III – Gás foi conectado à plataforma fixa de cabeças de poços do projeto SANTOS – Project I – Gás.

Os potenciais custos de capital, as potenciais despesas operacionais, e as potenciais previsões de produção estão resumidos por bacia e projeto nas Tabelas 6 até 28. Estes cronogramas são baseados em prática corrente da indústria, e podem se modificar dependendo de novos dados técnicos e/ou condições econômicas. Essas previsões potenciais não representam o planejamento de produção de reservas. A aplicação de Pg e/ou Pe não iguala potenciais previsões de produção



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

de recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas. Futuras modificações no regime fiscal e/ou a infra-estrutura da área podem modificar estas previsões significativamente. As modificações no modelo geológico de exploração e novos dados técnicos também podem modificar o planejamento dessas potenciais acumulações, e os seus respectivos potenciais cenários de desenvolvimentos.

A Tabela 29 apresenta um sumário das suposições do potencial plano de desenvolvimento. A Tabela 29 também resume para cada projeto as quantidades totais de recursos potenciais médios de óleo e gás que foram estimadas para cada projeto; o número de poços de injeção e produção, bem como as estimativas de custos de perfuração e completação e suposições relacionadas às despesas operacionais fixas e variáveis. Os custos de abandono estão incluídos como investimentos nos anos finais da operação do campo.

A Tabela 30 apresenta um resumo das áreas dos projetos, incluindo os nomes dos prospectos e os planos de desenvolvimento.

Não há qualquer certeza que qualquer parte dos recursos potenciais aqui sumarizados será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

RESUMO e CONCLUSÕES

Recursos potenciais em 51 prospectos localizados em 21 blocos licenciados em 4 bacias (Santos, Campos, Espírito Santo e Pará-Maranhão) do Brasil. As estimativas dos recursos potenciais totais de óleo e de gás, desde 31 de Março de 2008, são resumidas como se segue, expressas em milhares de barris (10^3 bbl) e milhões de pés cúbicos (10^6 ft³):

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	Estimativa Média
Recursos potenciais totais de óleo , 10^3 bbl	6.093.945	12.401.886	25.242.081	14.462.960
Recursos potenciais totais de gás, 10^6 ft ³	12.667.110	25.779.042	52.469.169	30.063.271

Observações:

1. P_d e P_e não foram aplicados aos volumes nesta tabela.
2. Eficiência de recuperação aplica-se aos recursos potenciais nesta tabela.
3. Estimativas baixa, melhor e alta nesta tabela são P_{90} , P_{50} e P_{10} , respectivamente.
4. As somas aritméticas são relatadas nas tabelas de recursos anexadas a este relatório.
5. Não há qualquer certeza que qualquer parte dos recursos potenciais resumidos aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.

Estimativas de recursos potenciais de gás e óleo ajustados pelo TEFS, truncados brutos, de 31 de Março de 2008, são resumidas a seguir, expressas em milhares de barris (10^3 bbl) e milhões de pés cúbicos (10^6 ft³):

	Estimativa Baixa	Melhor Estimativa	Estimativa Alta	Estimativa Média
Recursos potenciais totais de óleo ajustados pelo TEFS, truncados, 10^3 bbl	7.197.179	13.183.919	24.152.816	14.740.070
Recursos potenciais totais de gás ajustados pelo TEFS, truncados, 10^6 ft ³	14.914.449	27.320.548	50.050.988	30.545.302

Observações:

1. P_d e P_e não foram aplicados aos volumes nesta tabela.
2. Eficiência de recuperação foi aplicada aos recursos potenciais nesta tabela.
3. Aplicação de qualquer fator de risco não iguala recursos potenciais com recursos contingentes ou reservas.
4. Estimativas baixa, melhor e alta nesta tabela são P_{90} , P_{50} e P_{10} , respectivamente.
5. As somas aritméticas são relatadas nas tabelas de recursos anexadas a este relatório.
6. Não há qualquer certeza que qualquer parte dos recursos potenciais resumidos aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

As estimativas médias dos recursos potenciais de gás e óleo ajustadas pelo TEFS e truncados com base em 31 de março de 2008, estão resumidos a seguir, expressos em milhares de barris (10^3 bbl) e milhões de pés cúbicos de gás (10^6 ft³).

	Estimativa Média
Recursos potenciais totais de óleo ajustados por P _e e TEFS e truncados, 10 ³ bbl	4.051.451
Recursos potenciais totais de gás ajustados por P _e e TEFS e truncados, 10 ⁶ ft ³	7.740.183

Observações:

1. Aplicação de P_e não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
2. Eficiência de recuperação aplica-se aos recursos potenciais nesta tabela.
3. Não há qualquer certeza que qualquer parte dos recursos potenciais resumidos aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.

A estimativa média de recursos potenciais líquidos de gás e óleo ajustada por P_e e TEFS e truncada (vários percentuais de interesse da OGX, Tabela PI), com base em 31 de Março de 2008, é resumida por bacia a seguir, expressa em milhares de barris (10^3 bbl) e milhões de pés cúbicos de gás (10^6 ft³).

	Estimativa Média
Recursos potenciais líquidos de óleo ajustados por P _e e TEFS e truncados, 10 ³ bbl	
Campos	2.562.081
Santos	395.390
Espírito Santo	186.622
Pará-Maranhão	433.669
Óleo Total	3.577.762
Recursos potenciais líquidos de gás ajustados por P _e e TEFS e truncados líquidos, 10 ⁶ ft ³	
Campos	0
Santos	6.588.979
Espírito Santo	468.709
Pará-Maranhão	0
Gás Total	7.057.688

Observações:

1. Aplicação de P_e não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
2. Eficiência de recuperação aplica-se aos recursos potenciais nesta tabela.
3. Não há qualquer certeza que qualquer parte dos recursos potenciais resumidos aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos aqui.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

A seguinte tabela resume o valor presente potencial líquido (vários percentuais de interesse da OGX, Tabela P1), que poderia ser realizado através da produção e venda de recursos potenciais de óleo e gás ajustados por P_e e TEFS e truncados, dos vários prospectos aqui avaliados, usando o valor presente potencial por metodologia de volume de recursos potenciais, com base em 31 de Março de 2008, expresso em milhares de dólares dos Estados Unidos (10³ U.S.\$):

	Valor Atual Presente a 10 Porcento			
	Estimativa Baixa (10 ³ U.S.\$)	Melhor Estimativa (10 ³ U.S.\$)	Estimativa Alta (10 ³ U.S.\$)	Estimativa Média (10 ³ U.S.\$)
Recursos potenciais líquidos de gás e óleo ajustados por TEFS, Truncados	19.521.340,0	23.142.030,0	27.638.150,0	23.366.749,2

Observações:

1. O valor presente potencial estimado para recursos potenciais não é comparável às estimativas de valor presente de recursos contingentes ou reservas.
2. Estimativas de valor presente potencial para recursos potenciais não consideram ajustes para incertezas políticas.
3. Existe a possibilidade de que os prospectos não resultem em descoberta bem sucedida e desenvolvimento, em cujo caso não haveria valor presente positivo.
4. Gás em solução e condensado não são avaliados neste relatório.
5. Somas aritméticas são relatadas nas tabelas de recursos anexadas a este relatório.
6. Não há qualquer certeza que qualquer parte dos recursos potenciais resumidos aqui será descoberta. Se descoberta, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Qualificações Profissionais

DeGolyer e MacNaughton é uma corporação de Delaware com escritórios em 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas 75244, EUA. A firma vem fornecendo serviços de consultoria de petróleo em todo o mundo há mais de 70 anos. Os profissionais da firma, engenheiros, geólogos, geofísicos, petrofísicos e economistas estão engajados na avaliação independente de propriedades de óleo e de gás, avaliação de prospectos de hidrocarboneto e outros minerais, avaliações de bacia, estudos de campo abrangentes, estudos patrimoniais, estudos de suprimento e econômicos relacionados à indústria de energia. Exceto pela provisão de serviços profissionais cobrados, a DeGolyer e MacNaughton não tem qualquer acordo comercial com qualquer outra pessoa ou companhia envolvida nos interesses que são o assunto deste relatório.

A avaliação foi supervisionada pelo Sr. R.M. Shuck. O sr. Shuck é um Vice-presidente Sênior na DeGolyer e MacNaughton, um Gerente de Divisão na companhia, um Engenheiro Profissional Registrado no estado do Texas, e um membro da Sociedade de Engenheiros de Petróleo. Ele tem 31 anos de experiência na indústria de óleo e de gás.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

GLOSSÁRIO DE TERMOS PROBABILÍSTICOS

1C – Denota o cenário de estimativa baixa dos recursos contingentes.

2C – Denota o cenário de melhor estimativa dos recursos contingentes.

3C – Denota o cenário de estimativa alta dos recursos contingentes.

Acumulação – O termo acumulação é usado para identificar um corpo individual de petróleo móvel. Uma acumulação conhecida (contem reservas ou recursos contingentes) deve ter sido penetrada por um poço. O poço deve ter demonstrado claramente a existência de petróleo móvel pelo fluxo até a superfície ou, no mínimo, alguma recuperação de uma amostra de petróleo através do poço. Entretanto, perfis e/ou dados de testemunho do poço podem definir uma acumulação, posto que haja uma boa analogia a uma acumulação próxima conhecida e geologicamente comparável.

Soma Aritmética – O processo de somar um conjunto de números que representam estimativa de quantidades de recursos no reservatório, prospecto ou a nível de portfolio. A agregação estatística leva a resultados diferentes.

Melhor (Mediana) Estimativa – De acordo com as definições do PRMS, a melhor (mediana) estimativa é a quantidade P_{50} . O P_{50} significa que há uma chance de 50% que uma quantidade estimada, tais como, volumes de recurso potenciais ou um valor associado, será igualado ou excedido.

Recursos Contingentes – Aquelas quantidades de petróleo estimadas, a partir de uma data determinada, potencialmente recuperáveis de acumulações conhecidas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são atualmente considerados comercialmente recuperáveis devido a uma ou mais contingências.

Recursos Marginais Contingentes – Aquelas quantidades associadas com projetos tecnicamente viáveis, que são tanto atualmente econômicos como projetados para serem econômicos sob melhoramentos previstos das condições comerciais, mas não estão planejados para serem desenvolvidos devido a uma ou mais contingências.

Recursos Contingentes Sub-Marginais – Aquelas quantidades associadas com descobertas para as quais uma análise indica que o desenvolvimento de projetos tecnicamente viáveis não seriam econômicos e/ou outras contingências não seriam satisfeitas sob melhoramentos atuais ou razoavelmente previstos nas condições comerciais.

Recursos Contingentes Indeterminados – Onde avaliações são incompletas, de forma que seja prematuro definir claramente o risco de comercialidade final, é aceitável considerar que o status econômico do projeto seja “indeterminado”.

Valor Esperado – O valor esperado (EV) é a média ponderada pela probabilidade do parâmetro que está sendo estimado, onde valores de probabilidade da distribuição de probabilidade são utilizados como fatores de peso. Valores do parâmetro (abscissa) e probabilidades (ordenada) são os pares Cartesianos (por exemplo, volumes recuperáveis totais e P_{90}), os quais definem a distribuição de probabilidade. Estes parâmetros são ponderados pela probabilidade e somados para obter-se o valor esperado resultante. A equação para calcular o valor esperado está abaixo:



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

$$EV = \sum_{i=1}^n (P_i)(V_i)$$

Onde: P = probabilidade da distribuição de probabilidade (ordenada)

V = valor do parâmetro (abscissa)

i = um valor específico numa sequência de valores ordenados

n = o número total de amostras

O valor esperado é a soma algébrica de todos os produtos obtidos pela multiplicação do valor do parâmetro e a sua probabilidade associada de ocorrência. O valor esperado é, algumas vezes, denominado de estimativa média ou de média estatística. Em uma análise probabilística, o valor esperado é a única quantidade que pode ser tratada aritmeticamente (por soma, subtração, multiplicação ou divisão). Todas as outras quantidades, tais como a mediana (P_{50}), moda, P_{90} e P_{10} , requerem técnicas probabilísticas para agregação ou ajustes.

A probabilidade associada com a média estatística depende da variância da distribuição da qual a média é calculada. A estimativa média é a média estatística (a média ponderada pela probabilidade), a qual, tipicamente, tem uma probabilidade no intervalo do P_{45} ao P_{15} . Por isto, se uma descoberta exitosa ocorre, a probabilidade da acumulação conter o volume médio estatístico ou maior, está usualmente entre 45 e 15 por cento.

O valor esperado é a quantidade preferencial para ser utilizada como melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos potenciais. Os valores de probabilidade P_{90} e P_{10} são freqüentemente utilizados para as estimativas baixa e alta, respectivamente, de recursos potenciais. A agregação ou ajustes de escala de valores P_{90} , P_{50} , e P_{10} devem ser realizados probabilisticamente, e não aritmeticamente.

Fator de Correção Geométrico – O fator de correção geométrico (GCF) é uma correção geométrica de ajuste que leva em consideração a relação entre o potencial contato do fluido e a geometria do reservatório e trapa. Os parâmetros de entrada utilizados para estimar o fator de correção geométrico incluem a forma da trapa, a razão comprimento-largura, a espessura potencial do reservatório e a altura do fechamento vertical da potencial trapa (altura da coluna potencial de hidrocarbonetos).

Estimativa Alta – De acordo com as definições PRMS, a estimativa alta é a probabilidade P_{10} . P_{10} significa que há uma chance de 10 por cento de que uma quantidade estimada, como, por exemplo, o volume de recursos potenciais ou valor associado, será igualado ou excedido.

Lead – Um *lead* é bem menos definido e requer dados, informações e análises adicionais para ser classificado como prospecto. Um exemplo poderia ser um fechamento estrutural mal definido por dados sísmicos regionais esparsos numa bacia com rochas geradoras e reservatórios favoráveis. Um *lead* pode ou não ser elevado ao nível de prospecto, dependendo dos resultados de trabalho técnico adicional. Uma oportunidade exploratória deve ter uma P_g igual ou menor a 0.05 (5 por cento), para refletir a sua inerente incerteza técnica.

Estimativa baixa – De acordo com as definições PRMS, a estimativa baixa é a probabilidade P_{90} . P_{90} significa que há uma chance de 90 por cento de que uma quantidade estimada, como, por exemplo, o volume de recursos potenciais ou valor associado, será igualado ou excedido.

Estimativa Média – De acordo com os padrões da indústria do petróleo, a estimativa média é a probabilidade média ponderada, que, tipicamente, varia entre o P_{45} e o P_{15} , dependendo da variação dos volumes de recursos potenciais ou volumes associados. Consequentemente, a



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

probabilidade de um prospecto ou acumulação conter uma quantidade igual ou maior que o volume médio ponderado probabilisticamente está usualmente entre 45 e 15 por cento.

Mediana – Mediana é o valor P_{50} , onde a probabilidade P_{50} significa que há uma chance de 50 por cento de que uma dada variável (como volumes de recursos potenciais, porosidades, ou saturação de água) seja igualada ou excedida. A mediana de um grupo de dados é um número tal que metade das medidas situa-se abaixo e metade situa-se acima da mesma.

A mediana é um valor aceitável, e um dos preferidos, para a melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos potenciais.

Fator de Chance de Migração – Fator de Chance de Migração ($P_{migration}$) é definido como a probabilidade de que uma trapa ou foi formada anteriormente ou coincidentemente com a migração de petróleo, e de que existem rotas de migração verticais e/ou laterais conectando as rochas geradoras aos reservatórios/trapa.

Moda – A moda (MO) é o valor que ocorre com maior frequência no grupo de dados e, por isto, é a quantidade que tem a maior probabilidade de ocorrer. Entretanto, a moda não deve ser unicamente definida, como no caso de distribuições polimodais.

A moda é um valor aceitável, mas não preferencial, para ser utilizado como a melhor estimativa em estimativas probabilísticas de recursos potenciais.

Estimativa Média Ajustada Economicamente (P_e) – A estimativa média ajustada economicamente (P_e), ou “estimativa ajustada para o risco econômico”, é a probabilidade média ponderada dos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos, se um portfólio de prospectos forem perfurados, ou se uma família de prospectos similares forem perfurados. A estimativa média ajustada economicamente (P_e) é um valor “misturado”. É a estimativa média das incertezas volumétricas e dos riscos geológicos (P_g) e econômicos (chance). Esta medida estatística considera e quantifica as possibilidades de sucesso e insucesso econômico. Consequentemente, representa a média ou volumes “econômicos” médios resultantes de perfuração e exploração economicamente viáveis. A melhor estimativa média ajustada economicamente (P_e) é calculada conforme segue:

Estimativa média da P_e -ajustada = P_e x estimativa média

Estimativa Média Ajustada Geologicamente (P_g) – A estimativa média ajustada geologicamente (P_g) ou “estimativa média ajustada para o risco geológico” é a probabilidade média ponderada dos volumes potencialmente recuperáveis de hidrocarbonetos, se um portfólio de prospectos forem perfurados, ou se uma família de prospectos similares forem perfurados. A estimativa média ajustada para o risco geológico (P_g) é um valor “misturado”. É uma estimativa média tanto pela incerteza volumétrica, como pelo risco geológico (chance). Esta medida estatística considera e quantifica as possibilidades de sucesso e insucesso geológico. Consequentemente, representa a média ou o resultado “geológico” médio resultantes de uma perfuração e programa exploratório. A estimativa média ajustada geologicamente (P_g) é calculada conforme segue:

Estimativa média da P_g -ajustada = P_g x estimativa média

Nomenclatura P_n – Este relatório usa a convenção de notação da probabilidade com um subscrito representando a probabilidade subscrita seja igualada ou excedida. Como tal, a notação P_n indica a probabilidade de que há um n por cento de chance de que uma entrada específica ou uma quantidade de saída será igualada ou excedida. Por exemplo P_{90} significa que há uma chance de



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

90 por cento de que uma variável (tal como recursos potenciais, porosidade ou saturação de água) seja igualada ou excedida.

Play – Um projeto associado com um *trend* de prospectos potenciais, mas que requer mais aquisição de dados e/ou avaliação, a fim de definir prospectos ou *leads* específicos.

Valor Presente Potencial – Valor Presente Potencial (PPW) é definido como rendimento líquido potencial futuro, descontado a uma taxa de 10 por cento aplicada mensalmente sobre o período de realização esperado. A estimativa é probabilisticamente modelada, usando distribuições (exceto NRI, uma constante) na seguinte equação:

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

onde:

- PPW₁₀ = valor Presente Potencial a 10 por cento
- P_e = probabilidade de sucesso econômico
- EV_t = estimativa média, volume recuperável bruto potencial Truncado, ajustado (TEFS)
- NRI = juro do rendimento líquido
- PW/BOE = valor presente a 10 por cento por barril de óleo equivalente
- CWCE = custo estimado do poço completado
- P_f = probabilidade de insucesso econômico
- DHC = custo estimado de poço seco

Predictibilidade versus Tamanho do Portfólio - O número de prospectos em um portfólio de prospectos influencia o grau de segurança da previsão dos resultados de perfuração. A relação entre predictibilidade versus tamanho do portfólio (PPS) também é conhecido na indústria do petróleo como “ruína do apostador”. O relacionamento entre probabilidade e tamanho de portfólio é descrita pela equação binomial dada a seguir:

$$P_x^n = (C_x^n)(p)^x(1-p)^{n-x}$$

Onde:

- P_xⁿ = probabilidade de x sucessos em n tentativas
- C_xⁿ = o número de maneiras mutuamente exclusivas em que x sucessos podem ser arranjados em n tentativas
- p = a probabilidade de sucesso para uma determinada tentativa
- (para a exploração de petróleo, isto é P_g)
- x = o número de sucessos (por exemplo, o número de descobertas)
- n = o número de tentativas (p. ex., o número de poços a serem perfurados)

Obs: Para o caso de n sucessivos poços secos, C_xⁿ e p iguais a 1, a probabilidade de insucesso é a quantidade (1-p) elevada ao número de tentativas.

Probabilidade de Sucesso Econômico – A probabilidade de sucesso econômico (P_e) é definida como a probabilidade na qual uma dada descoberta será viável economicamente. São considerados P_g, P_{tefs}, TEFS, investimentos, despesas operacionais, o plano de desenvolvimento proposto, o modelo econômico (análise de fluxo de caixa descontado), e outros fatores de negócio e econômicos. P_e é calculado como segue:

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



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Probabilidade de Sucesso Geológico - A probabilidade de sucesso geológico (P_g) é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a taxas mensuráveis. P_g é estimada quantificando a probabilidade de cada um dos fatores de chance geológicos individuais: trapa, geração, reservatório e migração. O produto das probabilidades destes quatro fatores de chance é P_g .

Probabilidade de TEFS - A probabilidade do limite econômico para tamanho de campo (P_{tefs}) é definida como a probabilidade de descobrir uma acumulação que seja grande o suficiente para ser economicamente viável. P_{tefs} é estimada usando a distribuição dos volumes recuperáveis dos recursos potenciais em conjunção com a TEFS. A probabilidade associada com a TEFS pode ser determinada graficamente a partir da distribuição de volumes recuperáveis brutos.

Prospecto - Um prospecto é uma acumulação potencial que é suficientemente bem definida para ser um objetivo de perfuração viável. Para um prospecto, existem suficientes dados e análises para identificar e quantificar as incertezas técnicas, determinar variações razoáveis de fatores de chance geológicos e parâmetros petrofísicos, e determinar recursos potenciais.

Recursos Potenciais - aquelas quantidades de petróleo que são estimadas, para que em uma determinada data, sejam potencialmente recuperáveis de acumulações não descobertas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento futuros.

Fator de Chance de Reservatório - O fator de chance de reservatório ($P_{reservatório}$) é definido como a probabilidade associada com a presença de rochas reservatório porosas e permeáveis.

Fator de Chance de Geração - O fator de chance de geração ($P_{geração}$) é definido como a probabilidade associada com a presença de uma rocha geradora rica suficiente, para gerar volumes suficientes, e de estar em posição espacial para alimentar as áreas prospectáveis.

Desvio Padrão - Desvio padrão (SD) é uma medida de amplitude de distribuição. É a raiz quadrada positiva da variância. A variância é a soma do quadrado da distância da média de todos os valores possíveis. Uma vez que as unidades de desvio padrão são as mesmas das do conjunto de amostras, é a medida mais prática da distribuição de uma população.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1}}$$

onde: σ = desvio padrão
 σ^2 = variância
 n = tamanho da amostra
 x_i = valor do conjunto de dados
 μ = média do conjunto de amostras

Agregação Estatística - O processo de agregar estatisticamente distribuições que representem estimativas de quantidades de recursos a nível de reservatório, prospecto, ou carteira de projetos.

Limite Econômico para Tamanho de Campo - O limite econômico para tamanho de campo (TEFS) é a quantidade mínima de petróleo produzível necessária para recuperar todo o investimento utilizado para configurar o prospecto como tendo um valor presente potencial superior a zero. Estes investimentos incluem gastos necessários para estabelecer e provar produção rentável, e para executar a perfuração de delimitação ou confirmação. Todos os custos geológicos, geofísicos, de arrendamento e/ou aquisição da área contratada e outros custos de



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

delimitação antecipada do campo estão também incluídos na estimativa do TEFS. A metodologia do valor presente potencial por volume de recursos é uma prática corriqueira da indústria, usada para estimar valores de recursos potenciais. Esta metodologia é diretamente formulada da análise de fluxo de caixa descontado, que é fundamental na estimativa do valor presente potencial. Consequentemente, onde a metodologia do valor presente potencial por barril vem sendo utilizada para estimar o TEFS, não se deve fazer provisões adicionais para os custos de desenvolvimento.

$$TEFS = \frac{\text{Geologia} + \text{Geofísica} + \text{Perfuração} + \text{Arrendamento} + \text{Transporte} + \text{Administração}}{\text{Valor Presente Potencial por Barril}}$$

Fator de Sucesso de Trapa – O fator de sucesso de trapa (P_{trap}) é definido como a probabilidade associada à presença de configurações de fechamento estrutural e/ou trapa estratigráfica, acompanhadas de eficientes selos verticais e laterais e ausência de quaisquer eventos ou rompimentos, que afetem a integridade do selo após a migração.

Estimativa Média Truncada – A estimativa média truncada é o valor esperado resultante do cálculo do truncamento da distribuição de recursos pelo limite econômico de tamanho de campo. Esta distribuição truncada produz um novo conjunto de medidas estatísticas.

Variância – A variância (σ^2) é a medida de quanto a distribuição está dispersa da média. A variância é o somatório do quadrado das distâncias da média de todos os possíveis valores de x . A variância possui unidades que são o quadrado de unidades de x . O uso destas unidades limita o intuitivo valor da variância.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}{n-1}}$$

onde: σ^2 = variância
 n = tamanho da amostra
 x_i = valor no conjunto de dados
 μ = média do conjunto de amostras



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA P1
SUMÁRIO DO PORTFÓLIO DE PROSPECTOS
31 DE MARÇO DE 2008
para a
OGX
em
ALGUNS PROSPECTOS DE ÓLEO E GÁS
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Prospecto	Plano de Desenvolvimento	Potencial	Participação da OGX (decimal)	Valor Presente Potencial Médio por Unidade de Volume de Hidrocarboneto (U.S.\$/bbl)	Valor Presente Potencial Médio por Unidade de Volume de Hidrocarboneto (U.S.\$/bbl)	Despesa Potenciais Totais com Simulação Exploratória (10 ⁶ U.S.\$)	Estimativa do Custo Médio de Poço Seco (10 ⁶ U.S.\$)	Estimativa do Custo Médio de Poço Completado (10 ⁶ U.S.\$)	Profundidade da Água (meters)	Potencial Tipo de Hidrocarboneto	Profundidade da Zona Objetivo (metros)
ES-01	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	0,500	4,588	-	3,884,7	23,250,8	24,455,3	760	óleo	4,250
ES-02	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	0,500	4,588	-	14,581,6	23,250,8	24,455,3	900	óleo	3,900
ES-03	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	0,500	4,588	-	14,581,6	23,250,8	24,455,3	900	óleo	3,000
ES-04	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	0,500	4,588	-	15,609,0	40,788,1	43,393,4	1,100	óleo	3,320
Pama-01	Pama - Project III - Oil	Pama	1,000	5,947	-	456,8	19,115,0	20,070,7	110	óleo	2,700
Pama-02	Pama - Project IV - Oil	Pama	1,000	7,789	-	5,802,1	19,115,0	20,070,7	100	óleo	8,760
Pama-03	Pama - Project IV - Oil	Pama	1,000	7,789	-	5,870,4	19,115,0	20,070,7	100	óleo	8,760
Pama-04	Pama - Project II - Oil	Pama	1,000	6,738	-	15,186,1	19,115,0	20,070,7	61	óleo	8,760
Pama-05	Pama - Project I - Oil	Pama	1,000	4,597	-	1,945,6	19,115,0	20,070,7	100	óleo	2,900
C-01	Campes - Project IV - Oil	Campes	1,000	5,048	-	3,906,4	18,027,4	18,928,7	85	óleo	1,250
C-02	Campes - Project IV - Oil	Campes	1,000	4,987	-	6,956,6	18,027,4	18,928,7	85	óleo	1,480
C-03	Campes - Project IV - Oil	Campes	1,000	5,007	-	1,862,5	18,027,4	18,928,7	110	óleo	1,410
C-04	Campes - Project IV - Oil	Campes	1,000	5,068	-	2,177,1	18,027,4	18,928,7	90	óleo	1,080
C-05	Campes - Project IV - Oil	Campes	1,000	5,068	-	645,7	18,027,4	18,928,7	110	óleo	1,440
C-06	Campes - Project V - Oil	Campes	1,000	5,069	-	2,266,7	18,027,4	18,928,7	100	óleo	1,215
C-07	Campes - Project V - Oil	Campes	1,000	5,069	-	2,710,0	18,027,4	18,928,7	600	óleo	2,100
C-08	Campes - Project VI - Oil	Campes	0,500	5,391	-	78,1	27,306,2	28,671,5	132	óleo	2,400
C-09	Campes - Project VI - Oil	Campes	0,500	5,377	-	922,7	27,306,2	28,671,5	132	óleo	2,400
C-10	Campes - Project VI - Oil	Campes	0,500	5,437	-	1,019,1	27,306,2	28,671,5	132	óleo	2,400
C-11	Campes - Project VI - Oil	Campes	0,500	5,325	-	2,454,4	27,306,2	28,671,5	132	óleo	2,300
C-12	Campes - Project VI - Oil	Campes	0,500	5,294	-	893,7	27,306,2	28,671,5	132	óleo	2,900
C-13	Campes - Project II - Oil	Campes	1,000	4,848	-	4,613,4	27,306,2	28,671,5	140	óleo	2,070
C-14	Campes - Project II - Oil	Campes	1,000	4,807	-	693,2	27,306,2	28,671,5	125	óleo	1,810
C-15	Campes - Project II - Oil	Campes	1,000	4,869	-	1,559,1	27,306,2	28,671,5	125	óleo	1,840
C-16	Campes - Project II - Oil	Campes	1,000	4,780	-	935,9	27,306,2	28,671,5	140	óleo	2,600
C-17	Campes - Project III - Oil	Campes	1,000	5,003	-	4,160,4	27,306,2	28,671,5	130	óleo	1,800
C-18	Campes - Project III - Oil	Campes	1,000	5,003	-	4,710,9	27,306,2	28,671,5	185	óleo	3,780
C-19	Campes - Project III - Oil	Campes	1,000	5,043	-	655	27,306,2	28,671,5	185	óleo	3,780
C-20	Campes - Project I - Oil	Campes	1,000	5,820	-	4,102,1	27,306,2	28,671,5	375	óleo	4,100



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 1 - SUMÁRIO DO PORTFOLIO DE PROSPECTOS (Continuação)

Prospecto	Plano de Desenvolvimento Potencial	Bacia	Participação da OX	Valor Presente Potencial Médio por Unidade de Volume de Hidrocarboneto (U.S.\$/bbl)	Valor Presente Potencial Médio por Unidade de Volume de Hidrocarboneto (U.S.\$/tft)	Despesas Potenciais Totais com Sismica Exploratória (10 ⁶ U.S.\$)	Estimativa do Custo Médio de Poço Seco (10 ⁶ U.S.\$)	Estimativa do Custo Médio de Poço Completado (10 ⁶ U.S.\$)	Profundidade da Água (metros)	Potencial Tipo de Hidrocarboneto	Profundidade da Zona Objetiva (metros)
C-21	Campes - Project I - Oil	Campes	1,000	5,711	-	1,121,5	27,306,2	28,671,5	130	óleo	3,080
C-22	Campes - Project I - Oil	Campes	1,000	5,688	-	484,6	27,306,2	28,671,5	140	óleo	2,070
C-23	Campes - Project I - Oil	Campes	1,000	5,798	-	893,5	27,306,2	28,671,5	140	óleo	2,500
C-24	Campes - Project I - Oil	Campes	1,000	5,745	-	483,8	27,306,2	28,671,5	150	óleo	2,585
S-01	Santos - Project VI - Oil	Santos	1,000	9,603	-	695,4	50,785,1	53,324,4	125	óleo	5,600
S-02	Santos - Project VII - Oil	Santos	1,000	9,603	-	744,5	50,785,1	53,324,4	125	óleo	5,400
S-03	Santos - Project IX - Oil	Santos	1,000	9,303	-	678,1	50,785,1	53,324,4	125	óleo	5,920
S-04	Santos - Project VII - Oil	Santos	1,000	10,478	-	431,6	50,785,1	53,324,4	125	óleo	5,400
S-05	Santos - Project X - Oil	Santos	1,000	9,653	-	524,5	50,785,1	53,324,4	125	óleo	5,920
S-06	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	1,000	6,550	-	1,310,3	50,785,1	53,324,4	200	óleo	6,200
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	0,900	5,050	0,050	4,532,8	50,785,1	53,324,4	120	óleo	4,200
ES-08	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	0,900	4,243	0,025	2,534,5	50,785,1	53,324,4	1,100	óleo	3,100
ES-09	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	0,900	5,043	0,050	1,782,8	50,785,1	53,324,4	900	óleo	2,600
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	0,600	6,468	0,039	1,261	50,785,1	53,324,4	1,400	óleo	3,800
S-08	Santos - Project II - Oil + Gas	Santos	0,600	6,485	0,039	1,274	50,785,1	53,324,4	100	óleo	4,630
S-13	Santos - Project IV - Gas	Santos	1,000	2,809	0,015	406,3	50,785,1	53,324,4	145	óleo	5,200
S-11	Santos - Project IV - Gas	Santos	1,000	3,271	0,020	298,5	50,785,1	53,324,4	125	óleo	4,000
S-10	Santos - Project IV - Gas	Santos	1,000	3,252	0,019	371	50,785,1	53,324,4	105	óleo	4,590
S-11	Santos - Project IV - Gas	Santos	1,000	3,252	0,014	323,1	50,785,1	53,324,4	145	óleo	3,290
S-12	Santos - Project V - Gas	Santos	1,000	8,321	0,018	1,879,5	50,785,1	53,324,4	164	óleo	4,600
S-13	Santos - Project V - Gas	Santos	1,000	8,321	0,018	1,879,5	50,785,1	53,324,4	145	óleo	2,530
S-14	Santos - Project I - Gas	Santos	1,000	3,192	0,019	1,879,5	50,785,1	53,324,4	145	óleo	4,460
S-10	Santos - Project I - Gas	Santos	1,000	3,232	0,019	1,879,5	50,785,1	53,324,4	150	óleo	4,460



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 1A
ESTIMATIVA DOS RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS DE ÓLEO

31 DE MARÇO DE 2008
para a
OGX

em
ALGUNS PROSPECTOS DE ÓLEO
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Projeto	Total por Bacia	Plano de Desenvolvimento Potencial	Bacia	Sumário de Recursos Potenciais Totais de Óleo					
				Estimativa Baixa (10 ⁹ bbl)	Estimativa Melhor (10 ⁹ bbl)	Estimativa Alta (10 ⁹ bbl)	Estimativa Média (10 ⁹ bbl)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _d (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _d (10 ⁹ bbl)
ES-01	Espírito Santo Total	ES - Project I - Oil + Gas	Espírito Santo	51.531	146.970	962.827	184.771	0,175	32.335
ES-02		ES - Project I - Oil + Gas	Espírito Santo	109.274	298.014	783.522	380.785	0,175	65.637
ES-03		ES - Project I - Oil + Gas	Espírito Santo	214.723	662.182	1.465.612	718.139	0,175	128.674
ES-04		ES - Project II - Oil + Gas	Espírito Santo	241.676	659.351	1.515.324	733.144	0,210	165.720
							2.072.859	0,186	390.367
Pama-01	Pama Total	Pama - Project III - Oil	Pama	12.188	31.724	80.491	40.596	0,075	8.080
Pama-02		Pama - Project IV - Oil	Pama	112.548	320.467	788.015	406.464	0,175	71.151
Pama-03		Pama - Project IV - Oil	Pama	117.970	319.802	845.965	411.420	0,175	71.151
Pama-04		Pama - Project II - Oil	Pama	493.537	993.327	1.925.760	1.101.762	0,064	290.347
Pama-05		Pama - Project I - Oil	Pama	43.203	112.366	292.001	144.066	0,075	10.805
							2.104.107	0,213	441.312
C-01	Campos Total	Campos - Project IV - Oil	Campos	301.884	646.895	1.226.832	759.650	0,352	260.367
C-02		Campos - Project IV - Oil	Campos	35.980	97.833	243.531	120.538	0,352	42.439
C-03		Campos - Project IV - Oil	Campos	97.190	255.764	603.414	314.788	0,352	110.605
C-04		Campos - Project IV - Oil	Campos	124.874	323.328	810.997	412.221	0,352	145.102
C-05		Campos - Project V - Oil	Campos	29.897	80.446	202.277	102.939	0,352	35.235
C-06		Campos - Project V - Oil	Campos	124.799	336.132	874.452	429.185	0,352	151.073
C-07		Campos - Project V - Oil	Campos	164.989	447.985	1.122.325	552.135	0,352	194.361
C-08		Campos - Project VI - Oil	Campos	44.502	120.851	284.475	147.502	0,352	52.062
C-09		Campos - Project VI - Oil	Campos	52.690	138.843	356.955	174.710	0,352	61.498
C-10		Campos - Project VI - Oil	Campos	132.740	349.368	976.154	192.970	0,352	67.528
C-11		Campos - Project VI - Oil	Campos	21.964	56.926	94.343	46.425	0,352	16.563
C-12		Campos - Project VI - Oil	Campos	355.451	726.653	1.603.832	873.027	0,352	307.461
C-13		Campos - Project II - Oil	Campos	37.786	96.825	245.347	125.689	0,352	43.538
C-14		Campos - Project II - Oil	Campos	39.152	234.972	574.440	284.074	0,352	105.514
C-15		Campos - Project II - Oil	Campos	59.122	136.577	306.877	101.491	0,245	24.868
C-16		Campos - Project III - Oil	Campos	236.513	683.629	1.420.563	701.583	0,352	277.281
C-17		Campos - Project III - Oil	Campos	275.901	721.162	1.724.082	891.685	0,352	312.375
C-18		Campos - Project III - Oil	Campos	5.095	12.980	34.590	15.965	0,352	5.775
C-19		Campos - Project I - Oil	Campos	282.447	693.698	1.426.731	778.721	0,352	273.406
C-20		Campos - Project I - Oil	Campos	61.633	166.379	432.603	213.344	0,352	74.745
C-21		Campos - Project I - Oil	Campos	24.323	66.594	168.366	82.293	0,352	28.994
C-22		Campos - Project I - Oil	Campos	50.248	132.232	311.969	162.747	0,352	67.287
C-23		Campos - Project I - Oil	Campos						
C-24		Campos - Project I - Oil	Campos	27.873	72.517	180.995	91.984	0,352	33.378
							8.141.847		2.565.074



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Prospecto	Total por Bacia	Plano de Desenvolvimento Potencial	Bacia	Sumário de Recursos Potenciais Totais de Óleo					Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ bbl)
				Estimativa Baixa (10 ⁹ bbl)	Estimativa Média (10 ⁹ bbl)	Estimativa Alta (10 ⁹ bbl)	Probabilidade de Sucesso, P _g (decimal)	Média (10 ⁹ bbl)	
S-01		Santos - Project XI - Oil	Santos	17.042	218.462	549.897	0,228	395.761	84.296
S-02		Santos - Project VIII - Oil	Santos	58.296	243.844	687.734	0,222	382.496	74.714
S-03		Santos - Project IX - Oil	Santos	80.834	281.104	891.694	0,225	388.294	61.435
S-04		Santos - Project VII - Oil	Santos	84.734	184.095	377.774	0,228	198.640	43.665
S-05		Santos - Project X - Oil	Santos	66.288	171.214	455.188	0,228	224.938	50.811
S-06		Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	327.247	703.408	1.487.100	0,279	819.208	228.690
		Santos Total				2.144.166	0,246		628.745
Total Estatístico				6.093.945	12.401.886	25.242.081	0,292	14.462.960	4.219.498
Soma Aritmética				4.630.089	11.755.239	27.997.309	0,292	14.462.960	4.219.498

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A Aplicação da P_g não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média, e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, Média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas; P90, P50, and P10 não são somáveis.
5. P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_g foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicação usando esta P_g apresentado leva a resultados imprecisos. Dividindo a estimativa da P_g média ajustada pela estimativa média leva uma P_g precisa.
8. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
9. As recursos potenciais classificados como *low* atribuído uma P_g de 0,05
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 1B
ESTIMATIVA DOS RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS DE ÓLEO

31 DE Março de 2008

para a
OGX

em

ALGUNS PROSPECTOS DE ÓLEO
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Prospecto	Plano de Desenvolvimento Potencial Total	Plano de Desenvolvimento Potencial	Bacia	Sumário de Recursos Potenciais Totais de Óleo					Probabilidade de Sucesso Geológico, P _g (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ bbl)
				Estimativa Baixa (10 ⁹ bbl)	Melhor Estimativa (10 ⁹ bbl)	Estimativa Alta (10 ⁹ bbl)	Média (10 ⁹ bbl)			
C-01	Campes - Project IV - Oil	Campes	Campes	301.884	649.886	1.295.832	759.650		0.352	280.357
C-02	Campes - Project IV - Oil	Campes	Campes	35.960	97.893	243.631	120.893		0.352	42.429
C-03	Campes - Project IV - Oil	Campes	Campes	29.897	80.446	202.277	102.893		0.352	36.235
C-04	Campes - Project IV - Oil	Campes	Campes	124.874	323.826	810.997	412.221		0.352	146.102
C-05	Campes - Project IV - Oil	Campes	Campes	97.190	255.764	603.414	314.768		0.352	110.805
	Campes - Project IV - Oil Total						1.690.196		0.352	594.928
C-06	Campes - Project V - Oil	Campes	Campes	124.799	396.132	874.462	425.185		0.352	161.078
C-07	Campes - Project V - Oil	Campes	Campes	164.968	447.985	1.123.625	582.185		0.352	194.351
	Campes - Project V - Oil Total						981.350		0.352	346.425
C-13	Campes - Project II - Oil	Campes	Campes	335.481	735.663	1.693.862	873.527		0.352	307.481
C-14	Campes - Project II - Oil	Campes	Campes	85.102	234.072	574.440	284.072		0.352	103.514
C-15	Campes - Project II - Oil	Campes	Campes	37.796	95.626	233.347	123.589		0.352	43.898
C-16	Campes - Project II - Oil	Campes	Campes	23.272	78.446	206.627	111.461		0.344	24.868
	Campes - Project II - Oil Total						1.392.749		0.344	478.992
C-19	Campes - Project III - Oil	Campes	Campes	5.056	12.990	34.430	18.985		0.352	5.872
C-18	Campes - Project III - Oil	Campes	Campes	275.301	721.152	1.727.052	891.385		0.352	313.878
C-17	Campes - Project III - Oil	Campes	Campes	236.613	637.639	1.561.903	787.759		0.352	277.331
	Campes - Project III - Oil Total						1.696.709		0.352	697.142
C-24	Campes - Project I - Oil	Campes	Campes	27.873	72.517	180.965	91.584		0.352	32.878
C-20	Campes - Project I - Oil	Campes	Campes	282.447	635.693	1.426.761	776.721		0.352	273.406
C-22	Campes - Project I - Oil	Campes	Campes	34.328	66.594	168.356	82.289		0.352	28.964
C-21	Campes - Project I - Oil	Campes	Campes	61.683	166.579	432.603	212.344		0.352	74.745
C-23	Campes - Project I - Oil	Campes	Campes	50.248	132.232	311.969	192.747		0.352	67.237
	Campes - Project I - Oil Total						7.504.996		0.349	2.820.046
C-08	Campes - Project VI - Oil	Campes	Campes	44.502	120.851	284.475	147.902		0.352	52.062
C-11	Campes - Project VI - Oil	Campes	Campes	132.745	363.926	964.343	464.725		0.352	163.865
C-09	Campes - Project VI - Oil	Campes	Campes	52.880	135.643	386.905	174.710		0.352	61.488
C-10	Campes - Project VI - Oil	Campes	Campes	52.996	149.885	378.154	192.970		0.352	67.926
C-12	Campes - Project VI - Oil	Campes	Campes	21.964	60.505	154.431	74.546		0.352	28.240
	Campes - Project VI - Oil Total						1.064.864		0.362	371.309
ES-02	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	Espirito Santo	109.274	338.014	783.622	380.785		0.176	66.557
ES-03	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	Espirito Santo	214.793	582.472	1.464.612	744.122		0.176	125.874
ES-01	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	Espirito Santo	51.431	146.870	362.827	184.171		0.176	32.535
	ES - Project I - Oil + Gas Total						1.268.693		0.175	224.947
ES-04	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	Espirito Santo	242.608	639.851	1.515.924	789.144		0.210	165.720
Pama-01	Pama - Project III - Oil	Pama	Pama	12.168	31.724	80.561	40.396		0.075	8.090
Pama-02	Pama - Project IV - Oil	Pama	Pama	112.548	330.267	788.615	406.464		0.175	71.131
Pama-03	Pama - Project IV - Oil	Pama	Pama	117.970	319.902	845.935	411.420		0.175	71.988
Pama-04	Pama - Project II - Oil	Pama	Pama	439.237	959.327	1.925.790	1.101.762		0.264	250.247
Pama-05	Pama - Project I - Oil	Pama	Pama	43.293	112.866	282.001	144.066		0.075	10.605
	Pama - Project I - Oil Projects Total						2.104.107		0.213	447.312



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Prospecto	Plano de Desenvolvimento Potencial Total	Plano de Desenvolvimento Potencial	Bacia	Sumário de Recursos Potenciais Totais da Óleo					
				Estimativa Baixa (10 ⁹ bbl)	Estimativa Melhor (10 ⁹ bbl)	Estimativa Alta (10 ⁹ bbl)	Estimativa Média (10 ⁹ bbl)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _g (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ bbl)
S-04	Santos - Project VII - Oil	Santos	Santos	84.734	154.065	377.774	193.640	0,225	43.059
S-06	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	Santos	327.247	703.408	1.467.100	819.203	0,279	228.630
S-02	Santos - Project VII - Oil	Santos	Santos	93.236	252.844	699.734	332.064	0,225	74.714
S-01	Santos - Project XI - Oil	Santos	Santos	77.842	218.462	549.897	285.761	0,225	64.296
S-05	Santos - Project X - Oil	Santos	Santos	86.283	171.214	455.188	224.938	0,225	50.611
S-03	Santos - Project IX - Oil	Santos	Santos	80.839	231.104	591.808	293.553	0,225	64.925
	Santos Oil Projects Total						2.144.156	0,246	526.745
Total Estatístico				6.099.945	12.401.886	25.242.081	14.462.960	0,292	4.219.498
Soma Aritmética				4.680.099	11.705.289	27.997.309	14.462.960	0,292	4.219.498

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A Aplicação da P_g não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média, e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas; P90, P50, and P10 não são somáveis.
5. P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão comercializável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_g foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicação usando esta P_g apresentado leva a resultados imprecisos. Dividindo a estimativa da P_g média ajustada pela estimativa média leva uma P_g precisa.
8. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
9. Aos recursos potenciais classificados como *lead* é atribuído uma P_g de 0,05.
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.

Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TIRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 2A
ESTIMATIVA DOS RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS DE GÁS

31 DE Março de 2008

para a
OGX

em

ALGUNS PROSPECTOS DE GÁS
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Prospecto	Projeto	Sumário de Recursos Potenciais Totais de Gás					Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ ft ³)		
		Estimativa Baixa (10 ⁹ ft ³)	Estimativa Alta (10 ⁹ ft ³)	Melhor Estimativa (10 ⁹ ft ³)	Probabilidade de Sucesso				
					Estimativa Média (10 ⁹ ft ³)	Geológico, P _g (decimal)			
Bacia Total									
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas	728.289	4.611.691	2.022.984	2.374.762	0,148	374.025		
	ES - Project II - Oil + Gas	684.464	2.903.124	1.298.219	1.406.415	0,343	482.400		
	ES - Project II - Oil + Gas	301.730	1.768.851	733.285	894.005	0,125	115.731		
Espírito Santo Total					4.715.182	0,206	978.176		
Santos Total	Santos - Project VI - Oil + Gas	238.810	1.552.195	677.562	799.044	0,280	228.732		
	Santos - Project VI - Oil + Gas	196.098	1.091.547	636.518	807.476	0,280	226.093		
	Santos - Project IV - Gas	819.217	4.972.108	2.150.807	2.587.146	0,343	387.391		
	Santos - Project I - Gas	892.770	2.553.898	1.008.637	1.321.049	0,315	416.130		
	Santos - Project V - Gas	70.985	448.917	199.062	234.817	0,343	80.542		
	Santos - Project V - Gas	669.701	3.922.082	1.723.129	2.047.633	0,343	702.398		
	Santos - Project II - Gas	3.924.990	23.698.501	9.668.596	11.904.450	0,245	2.916.690		
	Santos - Project I - Gas	1.575.929	8.698.494	3.756.496	4.481.593	0,315	1.411.702		
	Santos - Project III - Gas	361.404	2.254.278	960.273	1.154.882	0,228	285.011		
	Santos Total						26.346.089	0,281	7.129.639
	Total Estatístico		12.667.110	52.469.169	26.775.042	30.063.271	0,270	8.102.708	
	Soma Aritmética		9.736.352	56.475.696	24.705.569	30.063.271	0,270	8.102.708	

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A Aplicação da P_g não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas: P90, P50, and P10 não são somáveis.
5. P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_g foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicação usando esta P_g apresentado leva a resultados imprecisos.
8. Dividindo a estimativa da P_g média ajustada pela estimativa média leva uma P_g precisa.
9. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
10. A os recursos potenciais classificados como *lead* é atribuído uma P_g de 0,05.
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.

Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável, produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 2B
ESTIMATIVA DOS RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS DE GÁS
para a
Cox
em
31 DE Março de 2008
ALGUNS PROSPECTOS DE GÁS
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPUBLICA DO BRASIL

Prospecto	Plano de Desenvolvimento Potencial Total	Projeto	Bacia	Sumário de Recursos Potenciais Totais de Gás					
				Estimativa Baixa (10 ⁶ m ³)	Melhor Estimativa (10 ⁶ m ³)	Estimativa Alta (10 ⁶ m ³)	Estimativa Média (10 ⁶ m ³)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _r (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _r (10 ⁶ m ³)
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	723.289	2.022.994	4.611.691	2.374.762	0,158	374.025
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	301.730	788.266	1.768.851	884.035	0,135	118.751
ES-06	ES - Project II - Oil + Gas	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	664.464	1.289.219	2.303.124	1.405.415	0,343	482.400
	ES - Project II - Oil + Gas Total						2.540.420	0,256	580.151
S-13	Santos - Project II - Gas	Santos - Project II - Gas	Santos	3.924.990	9.568.656	28.698.401	11.904.450	0,245	2.916.590
S-09	Santos - Project IV - Gas	Santos - Project IV - Gas	Santos	813.217	2.160.907	4.972.106	2.487.146	0,349	837.391
S-15	Santos - Project III - Gas	Santos - Project III - Gas	Santos	351.404	990.273	2.264.278	1.164.882	0,228	265.011
	Santos Albian Gas Projects Total						15.566.477	0,280	4.068.992
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	238.910	677.852	1.582.195	799.044	0,280	223.732
S-08	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	135.093	696.518	1.691.547	807.478	0,280	226.095
	Santos - Project VI - Oil + Gas Total						1.606.520	0,260	449.828
S-11	Santos - Project V - Gas	Santos - Project V - Gas	Santos	70.955	199.062	448.917	234.817	0,343	80.542
S-12	Santos - Project V - Gas	Santos - Project V - Gas	Santos	669.701	1.723.159	3.922.082	2.047.583	0,343	702.338
	Santos - Project V - Gas Total						2.385.460	0,343	782.880
S-14	Santos - Project I - Gas	Santos - Project I - Gas	Santos	1.373.929	9.736.496	8.698.494	4.481.593	0,315	1.411.702
S-10	Santos - Project I - Gas	Santos - Project I - Gas	Santos	892.770	1.008.627	2.503.898	1.321.049	0,315	416.130
	Santos - Project I - Gas Total						5.802.642	0,316	1.827.832
Total Estimativo				12.667.110	25.779.042	52.469.169	30.068.271	0,270	8.102.706
Soma Aritmética				9.736.352	24.706.569	58.475.686	30.065.271	0,270	8.102.706

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A Aplicação da P_r não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média, e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas; P90, P50, and P10 não são somáveis.
5. P_r é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_r foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicando usando esta P_r apresentado leva a resultados imprecisos.
8. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
9. Aos recursos potenciais classificados como *lead* é atribuído uma P_r de 0,05
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumariados serão descobertos.

Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 3A
ESTIMATIVA DOS RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS DE ÓLEO
TRUNCADAS E AJUSTADAS PELO TEFS

31 DE Março de 2008

para a
OGX

em
ALGUNS PROSPECTOS DE PETRÓLEO
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Sumário dos Recursos Potenciais de Óleo Truncados pelo TEFS ajustado

Prospecto	Bacia	Estimativa Baixa (10 ⁹ bbd)	Estimativa Melhor (10 ⁹ bbd)	Estimativa Alta (10 ⁹ bbd)	Estimativa Média (10 ⁹ bbd)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _g (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ bbd)
Bacia Total							
ES-01	Espírito Santo	59.227	148.858	374.183	192.292	0,188	31.465
ES-02	ES - Project I - Oil + Gas	115.741	293.584	714.697	392.176	0,188	67.444
ES-03	ES - Project I - Oil + Gas	226.174	590.492	1.388.177	720.292	0,188	132.436
ES-04	ES - Project II - Oil + Gas	269.381	640.310	1.532.201	894.506	0,200	160.841
Espírito Santo Total					2.068.731	0,178	378.248
Parna-01							
Parna-02	Parna - Project III - Oil	13.231	32.294	78.839	41.155	0,071	2.907
Parna-03	Parna - Project IV - Oil	130.899	323.378	823.914	424.860	0,169	69.277
Parna-04	Parna - Project IV - Oil	125.178	317.513	805.488	413.566	0,169	67.833
Parna-05	Parna - Project II - Oil	488.454	981.699	1.978.248	1.138.720	0,249	283.608
	Parna - Project I - Oil	46.818	114.249	281.846	146.437	0,071	10.345
Parna Maranhão Total					2.164.538	0,200	488.669
C-01							
C-02	Campes - Project IV - Oil	931.939	660.463	1.314.692	792.962	0,390	281.510
C-03	Campes - Project IV - Oil	38.015	93.876	231.856	120.401	0,331	39.806
C-04	Campes - Project IV - Oil	198.015	255.970	606.967	321.095	0,334	107.315
C-05	Campes - Project IV - Oil	136.509	390.437	798.973	415.217	0,332	139.297
C-06	Campes - Project IV - Oil	33.798	83.959	205.834	108.922	0,331	35.410
C-07	Campes - Project V - Oil	132.476	322.376	834.042	490.063	0,330	141.715
C-08	Campes - Project VI - Oil	178.999	428.215	1.062.829	591.278	0,330	181.887
C-09	Campes - Project VI - Oil	49.789	119.680	287.515	151.191	0,334	50.557
C-10	Campes - Project VI - Oil	49.789	119.680	287.515	151.191	0,334	50.557
C-11	Campes - Project VI - Oil	49.789	119.680	287.515	151.191	0,334	50.557
C-12	Campes - Project VI - Oil	49.789	119.680	287.515	151.191	0,334	50.557
C-13	Campes - Project VI - Oil	49.789	119.680	287.515	151.191	0,334	50.557
C-14	Campes - Project II - Oil	992.988	799.447	1.530.834	896.975	0,334	281.510
C-15	Campes - Project II - Oil	41.217	99.361	239.860	126.778	0,333	39.806
C-16	Campes - Project II - Oil	97.932	239.110	598.307	305.913	0,330	100.937
C-17	Campes - Project III - Oil	30.835	78.138	197.652	101.560	0,329	29.226
C-18	Campes - Project III - Oil	290.797	617.420	1.520.198	790.526	0,331	261.982
C-19	Campes - Project III - Oil	503.413	721.820	1.717.444	907.928	0,335	304.266
C-20	Campes - Project III - Oil	5.428	13.455	33.956	17.293	0,331	5.731
C-21	Campes - Project I - Oil	314.367	676.178	1.453.651	808.178	0,332	288.189
C-22	Campes - Project I - Oil	65.518	164.703	413.468	213.160	0,329	70.165
C-23	Campes - Project I - Oil	25.477	63.553	158.558	81.967	0,329	26.975
C-24	Campes - Project I - Oil	55.845	132.538	313.651	166.008	0,334	55.482
Campes Total					8.289.064	0,330	2.738.037



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Sumário dos Recursos Potenciais de Óleo Truncados pelo TEFS ajustado

Prospecto	Bacia Total	Plano Potencial de Desenvolvimento	Bacia	Estimativa Baixa (10 ⁹ bbl)	Melhor Estimativa (10 ⁹ bbl)	Estimativa Alta (10 ⁹ bbl)	Estimativa Média (10 ⁹ bbl)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _g (decimal)		Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ bbl)
S-01		Santos - Project XI - Oil	Santos	91.380	239.996	578.962	298.121	0,211		62.831
S-02		Santos - Project VIII - Oil	Santos	96.897	251.127	630.938	330.989	0,211		69.689
S-03		Santos - Project IX - Oil	Santos	86.621	221.857	568.210	290.994	0,210		61.100
S-04		Santos - Project VII - Oil	Santos	81.701	158.715	385.002	198.109	0,219		42.279
S-05		Santos - Project X - Oil	Santos	71.583	177.852	442.037	228.568	0,212		48.438
S-06		Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	384.857	720.991	1.485.086	840.217	0,284		232.125
		Santos Total					2.186.747	0,232		508.462
Total Estatístico				7.197.179	13.183.919	24.152.816	14.740.070	0,276		4.061.461
Soma Aritmética				5.104.299	11.829.664	27.618.754	14.740.070	0,276		4.061.461

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A Aplicação da P_g não ignora recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média, e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas; P90, P50, and P10 não são somáveis.
5. P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_g foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicação usando esta P_g apresentado leva a resultados imprecisos.
8. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
9. As reservas potenciais classificadas como *low* é atribuído uma P_g de 0,05
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.

Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

Sumário dos Recursos Potenciais de Óleo Truncados pelo TEFS ajustado									
Prospecto	Plano de Desenvolvimento Potencial Total	Plano Potencial de Desenvolvimento	Baixa	Estimativa Baixa (10 ⁹ bbl)	Melhor Estimativa (10 ⁹ bbl)	Estimativa Alta (10 ⁹ bbl)	Estimativa Média (10 ⁹ bbl)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _g (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ bbl)
S-04		Santos - Project VII - Oil	Santos	61.701	133.215	393.002	106.109	0,213	46.279
S-06		Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	354.887	720.991	1.428.066	840.217	0,284	222.128
S-07		Santos - Project VIII - Oil	Santos	96.887	251.127	660.933	330.959	0,211	63.839
S-08		Santos - Project XI - Oil	Santos	91.380	239.596	678.962	298.121	0,211	62.821
S-09		Santos - Project IX - Oil	Santos	71.693	177.862	445.067	228.908	0,212	48.488
S-03		Santos - Project IV - Oil	Santos	66.621	221.837	668.210	230.394	0,210	61.100
		Santos Oil Projects Total					2.166.147	0,232	606.462
Total Estatístico				7.197.179	13.183.919	24.165.818	14.740.670	0,275	4.031.461
Soma Aritmética				6.104.299	11.823.654	27.618.784	14.740.070	0,275	4.031.461

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A aplicação da P_g não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média, e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas; P90, P50, and P10 não são sensíveis.
5. P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão comercial.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_g foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicação usando esta P_g apresentado leva a resultados imprecisos. Dividindo a estimativa da P_g média ajustada pela estimativa média leva uma P_g precisa.
8. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
9. As reservas potenciais classificadas como 2P e 3P são atribuídas uma P_g de 0,05.
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 4A
ESTIMATIVA DOS RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS DE GÁS
TRUNCADAS E AJUSTADAS PELO TEFs

31 DE Março de 2008

para a
OCX

em

ALGUNS PROSPECTOS DE PETRÓLEO
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Sumário dos Recursos Potenciais de Gás Truncados pelo TEFs ajustado.

Prospecto	Plano Potencial de Desenvolvimento	Bacia	Estimativa (10 ⁹ m ³)	Melhor Estimativa (10 ⁹ m ³)	Alta Estimativa (10 ⁹ m ³)	Estimativa Média (10 ⁹ m ³)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _g (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ m ³)
Bacia Total								
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas	Espirito Santo	788.925	1.895.644	4.549.348	2.893.798	0,148	583.112
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	338.398	780.851	1.870.879	1.255.328	0,171	118.224
ES-08	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	723.045	1.311.648	2.360.044	1.455.910	0,239	335.268
Espirito Santo Total						4.818.486	0,186	997.419
S-13	Santos - Project II - Gas	Santos	4.111.085	9.614.196	22.466.773	11.977.356	0,250	2.751.641
S-09	Santos - Project IV - Gas	Santos	907.619	2.127.805	4.989.082	2.694.218	0,324	860.749
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	262.849	636.457	1.541.320	807.595	0,261	211.104
S-06	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	214.178	594.305	1.649.346	816.124	0,265	216.486
S-15	Santos - Project III - Gas	Santos	403.523	968.375	2.275.993	1.203.422	0,214	237.541
S-11	Santos - Project V - Gas	Santos	78.886	188.601	450.972	237.694	0,322	76.575
S-12	Santos - Project V - Gas	Santos	788.491	1.690.883	3.898.422	2.091.635	0,328	680.762
S-14	Santos - Project I - Gas	Santos	1.515.034	3.623.150	8.665.816	4.566.915	0,284	1.342.400
S-10	Santos - Project I - Gas	Santos	447.241	1.069.116	2.623.424	1.374.476	0,295	405.537
Santos Total						25.728.836	0,284	6.802.765
Total Estatístico			14.914.449	27.320.545	50.060.988	30.346.302	0,253	7.740.183
Soma Aritmética			10.931.937	24.804.992	57.291.516	30.545.902	0,283	7.740.183

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A Aplicação da P_g não iguala recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média, e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas; P90, P50, and P10 não são somáveis.
5. P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_g foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicação usando esta P_g arredondado leva a resultados imprecisos. Dividindo a estimativa da P_g média ajustada pela estimativa média leva a uma P_g precisa.
8. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
9. Aos recursos potenciais classificados como *lead* é atribuído uma P_g de 0,05
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que serão comercialmente viáveis produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 4B
ESTIMATIVA DOS RECURSOS POTENCIAIS TOTAIS DE GÁS
TRUNCADAS E AJUSTADAS PELO TEFs

31 DE Março de 2008

para a

OCX

em

ALGUNS PROSPECTOS DE PETRÓLEO
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Sumário dos Recursos Potenciais de Gás Truncados pelo TEFs ajustado									
Prospecto	Plano de Desenvolvimento Potencial Total	Plano Potencial de Desenvolvimento	Bacia	Estimativa Baixa (10 ⁹ ft ³)	Melhor Estimativa (10 ⁹ ft ³)	Estimativa Alta (10 ⁹ ft ³)	Estimativa Média (10 ⁹ ft ³)	Probabilidade de Sucesso Geológico, P _g (decimal)	Estimativa Média Ajustada por P _g (10 ⁹ ft ³)
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas Total	Santos - Project VI - Oil + Gas	Santos	382.849	536.457	1.431.320	807.585	0,261	211.104
S-08			Santos	214.178	594.505	1.046.346	1.892.718	0,265	235.488
ES-05	ES - Project II - Oil + Gas Total	ES - Project II - Oil + Gas	Espirito Santo	788.385	1.895.644	4.548.343	2.835.728	0,148	383.112
ES-06			Espirito Santo	729.045	1.311.648	2.960.044	1.456.910	0,323	471.086
ES-07			Espirito Santo	338.558	785.851	1.800.979	985.828	0,117	115.231
S-13	Santos Albian Gas Projects Total	Santos - Project II - Gas	Santos	4.111.085	9.614.196	22.486.773	11.977.356	0,230	2.751.641
S-09			Santos	907.613	2.127.805	4.985.082	2.654.218	0,334	890.749
S-15			Santos	408.523	958.275	2.275.993	1.206.422	0,214	237.541
S-11	Santos - Project V - Gas Total	Santos - Project V - Gas	Santos	78.886	188.601	450.972	237.694	0,322	76.575
S-12			Santos	739.491	1.580.663	3.898.422	2.091.095	0,325	680.762
S-14	Santos - Project I - Gas Total	Santos - Project I - Gas	Santos	1.515.094	3.923.150	8.686.816	4.566.915	0,284	1.342.400
S-10			Santos	447.241	1.083.116	2.525.424	1.374.478	0,285	405.627
Total Estatístico				14.914.449	27.330.548	50.040.988	30.546.302	0,263	7.740.183
Soma Aritmética				10.581.537	24.504.932	57.291.515	30.546.302	0,263	7.740.183

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. A Aplicação da P_g não ignora recursos potenciais a recursos contingentes ou reservas.
3. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
4. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas, P90, P50, and P10 não são somáveis.
5. P_g é definida como a probabilidade de descobrir reservatórios que produzam petróleo a uma vazão mensurável.
6. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
7. P_g foi arredondada para efeitos de apresentação. Multiplicando usado esta P_g apresentado leva a resultados imprecisos. Dividindo a estimativa da P_g média ajustada pela estimativa média leva uma P_g precisa.
8. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
9. Aos recursos potenciais classificados como *lead* é atribuído uma P_g de 0,05
10. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.

Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais aqui previstos.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 5
VALOR PRESENTE POTENCIAL A 10 POR CENTO
dos
RECURSOS POTENCIAIS DE GÁS E ÓLEO
TRUNCADOS, TEFS-AJUSTADO, E P₀-AJUSTADO.
31 de MARÇO DE 2008
para a
OGX
em
ALGUNS PROSPECTOS DE ÓLEO E GÁS
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Prospecto	Truncado, TEFS-Ajustado, P ₀ -Ajustado, Interesse Líquido Sumário do Valor Presente Potencial dos Recursos de Petróleo e Gás			
	Estimativa Baixa (10 ⁹ U.S.\$)	Melhor Estimativa (10 ⁹ U.S.\$)	Estimativa Alta (10 ⁹ U.S.\$)	Estimativa Média (10 ⁹ U.S.\$)
ES-01	11.433,0	41.769,7	120.600,8	56.913,0
ES-02	33.326,2	98.412,6	246.034,7	131.910,6
ES-03	75.701,9	183.524,7	480.687,2	241.648,1
ES-04	132.319,7	309.925,7	762.398,8	389.839,9
Pama-01	(13.434,1)	(6.022,7)	12.269,3	(2.682,2)
Pama-02	182.438,8	339.096,3	1.047.576,0	623.000,6
Pama-03	147.603,2	379.939,7	968.369,9	497.772,6
Pama-04	851.803,4	1.633.992,0	3.266.566,0	1.894.316,0
Pama-05	(3.303,0)	15.901,4	68.505,6	26.433,7
C-01	676.902,9	1.035.356,0	2.141.869,0	1.258.363,0
C-02	52.530,2	140.696,9	360.015,8	180.083,6
C-03	179.253,2	417.294,3	990.930,5	620.263,0
C-04	233.665,0	542.161,6	1.299.616,0	680.260,2
C-05	45.233,3	123.820,3	324.388,9	162.108,5
C-06	310.704,6	727.916,4	1.785.652,0	917.825,3
C-07	414.116,9	942.730,3	2.273.628,0	1.181.630,0
C-08	35.596,0	95.466,4	241.731,2	122.220,6
C-09	42.552,4	112.045,4	236.410,9	144.829,7
C-10	47.896,6	127.113,6	333.347,3	166.922,5
C-11	128.078,0	306.879,7	767.210,4	392.196,7
C-12	9.413,3	33.012,9	110.810,6	60.986,7
C-13	602.859,6	1.208.976,0	2.497.646,0	1.423.135,0
C-14	45.753,9	135.086,5	364.119,1	174.773,3
C-15	146.076,9	369.927,7	906.351,6	465.863,6
C-16	12.347,0	61.900,8	157.883,4	84.534,1
C-17	439.138,9	1.020.278,0	2.476.391,0	1.244.777,0
C-18	526.988,6	1.207.766,0	2.846.584,0	1.604.012,0
C-19	(16.657,0)	(3.773,0)	28.707,2	2.198,6
C-20	629.056,6	1.283.234,0	2.763.630,0	1.637.312,0
C-21	113.789,3	290.910,8	746.114,7	374.249,2
C-22	27.758,4	96.113,3	267.770,8	125.374,5
C-23	89.349,6	229.419,3	672.120,3	291.810,8
C-24	37.647,0	116.689,0	314.024,9	152.012,9
S-01	148.079,0	418.065,8	1.128.694,0	655.236,3
S-02	167.931,9	438.473,2	1.185.962,0	679.545,1
S-03	146.561,5	408.161,6	1.079.404,0	631.730,4
S-04	100.018,2	293.229,9	805.029,8	394.371,9
S-05	111.596,6	321.970,6	843.237,5	419.670,4
S-06	267.803,9	683.842,8	1.285.192,0	705.328,0
ES-07	6.784,0	27.388,6	77.328,9	36.340,5
ES-08	33.652,1	88.781,3	226.509,7	113.626,0
ES-09	90.095,8	166.123,7	309.219,1	186.766,4
S-07	13.363,6	64.838,2	196.126,6	89.076,1
S-08	7.093,1	69.406,4	214.539,6	92.391,0
S-13	341.590,8	848.710,9	2.191.512,0	1.104.593,0
S-09	110.414,4	321.464,9	848.060,3	419.969,7
S-11	(36.108,3)	(17.032,3)	29.604,2	(8.619,7)
S-15	(16.976,1)	27.275,9	148.219,3	50.861,9
S-12	78.862,2	246.990,6	660.183,0	320.466,0
S-14	202.608,8	618.749,6	1.310.989,0	663.869,2
S-10	24.912,6	120.991,6	366.149,3	169.089,7
Total Estatístico	19.521.340,0	23.142.030,0	27.638.160,0	23.366.749,2
Soma Aritmética	7.906.306,2	18.650.436,3	44.770.329,8	23.366.749,2

Notas:

1. Estimativas Baixa, Melhor, Média e Alta seguem as diretrizes da PRMS para recursos potenciais.
2. Estimativas Baixa, Melhor, Média, e Alta, nesta tabela, correspondem, respectivamente ao P90, P50, média e P10.
3. Somente as Médias podem ser aritmeticamente somadas; P90, P50, and P10 não são somáveis.
4. A eficiência da recuperação é aplicada para os recursos potenciais nesta tabela.
5. Valores negativos são denotados com parênteses.
6. Nesta tabela, o Valor Presente se refere ao interesse líquido da OGX.
7. Nesta tabela, os valores presente não representam uma avaliação justa do mercado.
8. Risco político, disponibilidade de mercado, timing, precificação e outras incertezas econômicas não estão incluídas nesta tabela.
9. Existe uma possibilidade de que os prospectos não resultem em descobertas e desenvolvimentos exitosos, caso no qual não haveria um valor presente potencial positivo.
10. Estimativas do valor presente potencial dos recursos potenciais não é comparável às estimativas de valor presente de reservas ou de recursos contingentes.
11. TEFS é definido como o limite econômico para tamanho de campo.
12. P₀ é definida como a probabilidade de descobrir recursos que sejam economicamente viáveis.
13. Volumes de gás em solução e condensado não estão valorados neste relatório.
14. A soma aritmética é uma exigência das diretrizes da PRMS.
15. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 6
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

ES - PROJECT 1 - OIL and GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10³bbl)	Quantidades Potenciais de Gás (10⁶m³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.\$			Investimento Potencial, 10³ U.S.\$				Total
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	27.374	51.218	280.000	106.586	59.872	446.458	520.000	1.000.000	0	1.440.000
2017	36.499	142.468	280.000	145.823	87.347	513.070	320.000	0	0	320.000
2018	54.748	178.968	280.000	216.998	127.397	634.395	320.000	0	0	320.000
2019	72.998	178.968	280.000	286.348	163.897	730.245	240.000	0	0	240.000
2020	72.998	178.968	280.000	286.348	163.897	730.245	160.000	0	0	160.000
2021	72.998	178.968	280.000	286.348	163.897	730.245	0	0	0	0
2022	73.198	178.968	280.000	287.108	164.297	731.405	0	0	0	0
2023	72.998	178.968	280.000	286.348	163.897	730.245	0	0	0	0
2024	70.398	178.968	280.000	276.469	158.697	715.166	0	0	0	0
2025	65.444	160.718	280.000	256.731	146.964	683.695	0	0	0	0
2026	60.999	149.038	280.000	239.257	136.907	656.164	0	0	0	0
2027	56.546	128.000	280.000	221.283	125.896	627.179	0	0	0	0
2028	52.567	103.107	280.000	204.917	115.448	600.365	0	0	0	0
2029	48.868	81.747	280.000	189.792	105.914	575.706	0	0	0	0
2030	45.549	63.723	280.000	176.278	97.473	553.751	0	0	0	0
2031	42.234	50.073	280.000	162.959	89.458	532.417	0	0	0	0
2032	39.253	39.152	280.000	151.122	82.423	513.545	0	0	0	0
2033	36.490	30.480	280.000	140.192	76.031	496.223	0	0	0	0
2034	34.012	23.573	280.000	130.429	70.384	480.813	0	0	0	0
2035	31.529	18.163	280.000	120.722	64.876	465.598	0	0	0	0
2036	29.310	6.354	280.000	111.701	59.258	450.959	0	0	0	0
2037	27.248	0	200.000	103.545	54.497	358.042	0	0	0	0
2038	25.397	0	200.000	96.513	50.796	347.309	0	0	0	0
2039	23.543	0	200.000	89.467	47.088	336.555	0	0	0	0
2040	21.886	0	200.000	83.171	43.774	326.945	0	0	0	0
2041	20.346	0	200.000	77.318	40.694	318.012	0	0	0	0
2042	18.964	0	200.000	72.067	37.930	309.997	0	0	0	0
2043	17.630	0	200.000	66.996	35.261	302.257	0	0	0	0
2044	16.393	0	200.000	62.295	32.787	295.082	0	0	0	0
2045	15.246	0	200.000	57.936	30.493	288.429	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	50.000	50.000
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.283.653	2.300.590	7.680.000	4.993.067	2.797.450	15.470.517	2.000.000	2.000.000	50.000	4.050.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume do gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 7
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

ES - PROJECT II - OIL and GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ⁶ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ⁶ U.S.\$			
			Floa	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	440.000	1.000.000	0	1.440.000
2016	37.374	51.218	280.000	106.586	59.872	446.458	440.000	1.000.000	0	1.440.000
2017	36.499	142.468	280.000	145.823	87.247	513.070	240.000	0	0	240.000
2018	54.898	178.968	280.000	217.568	127.697	625.263	240.000	0	0	240.000
2019	72.998	178.968	280.000	286.348	163.897	730.245	0	0	0	0
2020	72.998	178.968	280.000	286.348	163.897	730.245	0	0	0	0
2021	72.998	178.968	280.000	286.348	163.897	730.245	0	0	0	0
2022	67.862	178.968	280.000	266.832	153.625	700.457	0	0	0	0
2023	58.968	178.968	280.000	229.614	134.036	643.650	0	0	0	0
2024	49.834	178.968	280.000	198.324	117.568	595.892	0	0	0	0
2025	42.748	160.718	280.000	170.559	101.610	552.169	0	0	0	0
2026	36.797	143.809	280.000	147.022	87.977	514.999	0	0	0	0
2027	31.486	123.492	280.000	125.835	75.333	481.148	0	0	0	0
2028	27.021	99.453	280.000	107.657	63.990	451.647	0	0	0	0
2029	23.190	78.825	280.000	92.066	54.264	426.330	0	0	0	0
2030	19.952	61.418	280.000	78.891	46.047	404.938	0	0	0	0
2031	17.073	48.236	280.000	67.290	38.970	386.260	0	0	0	0
2032	14.652	37.689	280.000	57.563	33.073	370.636	0	0	0	0
2033	12.574	29.314	280.000	49.249	28.081	357.330	0	0	0	0
2034	10.819	22.644	280.000	42.244	23.902	346.146	0	0	0	0
2035	9.357	17.420	280.000	36.050	20.257	336.307	0	0	0	0
2036	7.948	0	200.000	30.190	15.890	246.080	0	0	0	0
2037	6.818	0	200.000	25.910	13.637	239.547	0	0	0	0
2038	5.866	0	200.000	22.292	11.733	234.025	0	0	0	0
2039	5.030	0	200.000	19.076	10.040	229.116	0	0	0	0
2040	4.310	0	200.000	16.378	8.620	224.998	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	50.000	50.000
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	789.077	2.269.480	6.400.000	3.112.053	1.805.150	11.517.203	1.360.000	2.000.000	50.000	3.410.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados às quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 8
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

FAMA - PROJECT 1 - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	40.000	200.000	0	240.000
2024	3.650	0	0	23.726	7.300	31.026	60.000	100.000	0	160.000
2025	10.950	0	0	71.177	21.001	93.078	60.000	100.000	0	160.000
2026	16.470	0	0	107.059	33.941	140.000	0	0	0	0
2027	21.900	0	0	142.355	43.801	186.156	0	0	0	0
2028	19.741	0	0	128.330	39.483	167.803	0	0	0	0
2029	15.981	0	0	103.878	31.962	135.840	0	0	0	0
2030	12.968	0	0	84.298	25.938	110.236	0	0	0	0
2031	10.466	0	0	68.034	20.934	88.968	0	0	0	0
2032	8.473	0	0	55.075	16.946	72.021	0	0	0	0
2033	6.859	0	0	44.585	13.718	58.303	0	0	0	0
2034	5.566	0	0	36.181	11.133	47.314	0	0	0	0
2035	4.492	0	0	29.200	8.985	38.185	0	0	0	0
2036	3.637	0	0	23.638	7.273	30.911	0	0	0	0
2037	2.913	0	0	18.935	5.826	24.761	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	5.000	5.000
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	144.066	0	0	936.461	288.141	1.224.602	160.000	400.000	5.000	565.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 9
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

FAMA - PROJECT II - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	240.000	400.000	0	640.000
2014	0	0	0	0	0	0	240.000	400.000	0	640.000
2015	37.375	0	200.000	95.815	54.752	350.567	120.000	0	0	120.000
2016	36.500	0	200.000	127.754	71.002	400.756	0	0	0	0
2017	54.750	0	200.000	191.631	109.503	501.134	0	0	0	0
2018	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2019	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2020	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2021	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2022	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2023	69.232	0	200.000	342.321	138.469	580.790	0	0	0	0
2024	62.211	0	200.000	217.746	124.426	542.172	0	0	0	0
2025	56.047	0	200.000	196.171	112.098	508.269	0	0	0	0
2026	50.218	0	200.000	175.769	100.439	476.208	0	0	0	0
2027	45.123	0	200.000	157.944	90.253	448.197	0	0	0	0
2028	40.549	0	200.000	141.926	81.100	423.026	0	0	0	0
2029	36.531	0	200.000	127.863	73.065	400.928	0	0	0	0
2030	32.732	0	200.000	114.565	65.466	380.031	0	0	0	0
2031	29.412	0	200.000	102.947	58.827	361.774	0	0	0	0
2032	26.430	0	200.000	92.506	52.861	345.367	0	0	0	0
2033	23.811	0	200.000	83.340	47.623	330.963	0	0	0	0
2034	21.334	0	200.000	74.673	42.670	317.343	0	0	0	0
2035	19.171	0	200.000	67.100	38.343	305.443	0	0	0	0
2036	17.227	0	200.000	60.295	34.454	294.749	0	0	0	0
2037	15.520	0	200.000	54.331	31.041	285.362	0	0	0	0
2038	13.906	0	200.000	48.671	27.812	276.483	0	0	0	0
2039	12.495	0	200.000	43.735	24.992	268.727	0	0	0	0
2040	11.228	0	200.000	39.300	22.457	261.757	0	0	0	0
2041	10.116	0	200.000	35.406	20.232	255.638	0	0	0	0
2042	9.104	0	200.000	31.864	18.308	250.072	0	0	0	0
2043	8.184	0	200.000	28.646	16.269	245.015	0	0	0	0
2044	7.354	0	200.000	25.738	14.708	240.446	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	75.000	75.000
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.101.762	0	6.000.000	3.856.287	2.203.595	12.059.882	600.000	800.000	75.000	1.475.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 10
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

PAMA - PROJECT III - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás de venda de (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$			Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	40.000	0	0
2023	3.650	0	0	33.726	7.300	51.026	20.000	200.000	0
2024	7.300	0	0	47.452	14.600	62.052	0	0	0
2025	6.517	0	0	42.361	13.094	55.395	0	0	0
2026	5.129	0	0	33.338	10.358	43.596	0	0	0
2027	4.049	0	0	26.317	8.097	34.414	0	0	0
2028	3.196	0	0	20.775	6.392	27.167	0	0	0
2029	2.529	0	0	16.440	5.058	21.498	0	0	0
2030	1.990	0	0	12.938	3.781	16.919	0	0	0
2031	1.571	0	0	10.213	3.142	13.355	0	0	0
2032	1.340	0	0	8.063	2.481	10.544	0	0	0
2033	982	0	0	6.380	1.963	8.343	0	0	0
2034	772	0	0	5.021	1.545	6.566	0	0	0
2035	610	0	0	3.964	1.220	5.184	0	0	0
2036	481	0	0	3.129	963	4.092	0	0	0
2037	381	0	0	2.476	763	3.238	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	5.000
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	40.397	0	0	262.593	80.796	343.389	60.000	200.000	5.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 11
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDULOS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

PAMA - PROJECT IV - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variação	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	200.000	400.000	0	600.000
2014	0	0	0	0	0	0	200.000	400.000	0	600.000
2015	27.375	0	200.000	95.815	54.752	350.567	100.000	0	0	100.000
2016	36.500	0	200.000	127.754	73.002	400.756	0	0	0	0
2017	54.750	0	200.000	191.631	109.503	501.134	0	0	0	0
2018	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2019	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2020	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2021	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2022	73.000	0	200.000	255.508	146.005	601.513	0	0	0	0
2023	64.343	0	200.000	225.206	128.689	553.895	0	0	0	0
2024	49.901	0	200.000	174.660	99.806	474.466	0	0	0	0
2025	39.602	0	200.000	138.610	79.206	417.816	0	0	0	0
2026	31.740	0	200.000	111.092	63.481	374.573	0	0	0	0
2027	25.861	0	200.000	90.518	51.725	342.243	0	0	0	0
2028	21.334	0	200.000	74.635	42.649	317.284	0	0	0	0
2029	17.813	0	200.000	62.349	35.628	297.977	0	0	0	0
2030	14.944	0	200.000	52.294	29.882	282.176	0	0	0	0
2031	12.676	0	200.000	44.369	25.354	269.723	0	0	0	0
2032	10.839	0	200.000	37.937	21.678	259.615	0	0	0	0
2033	9.337	0	200.000	32.750	18.714	251.464	0	0	0	0
2034	8.085	0	200.000	28.299	16.171	244.470	0	0	0	0
2035	7.048	0	200.000	24.670	14.097	238.767	0	0	0	0
2036	6.178	0	200.000	21.624	12.356	233.980	0	0	0	0
2037	5.456	0	200.000	19.097	10.913	230.010	0	0	0	0
2038	4.815	0	200.000	16.853	9.630	226.483	0	0	0	0
2039	4.280	0	200.000	14.980	8.560	223.540	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	75.000	75.000
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	817.884	0	5.000.000	2.862.683	1.635.821	9.498.504	500.000	800.000	75.000	1.375.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que serão comercialmente viáveis produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 12
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT I - GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	330.000	600.000	0	930.000
2013	0	0	0	0	0	0	280.000	600.000	0	880.000
2014	0	171.668	30.000	8.583	17.167	55.750	200.000	100.000	0	300.000
2015	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2016	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2017	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2018	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2019	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2020	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2021	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2022	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2023	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2024	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2025	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2026	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	0	0	0	0
2027	0	285.547	30.000	14.277	28.555	72.832	0	0	0	0
2028	0	242.185	30.000	12.109	24.219	66.328	0	0	0	0
2029	0	205.327	30.000	10.266	20.533	60.799	0	0	0	0
2030	0	173.998	30.000	8.700	17.400	56.100	0	0	0	0
2031	0	147.369	30.000	7.368	14.737	52.105	0	0	0	0
2032	0	124.734	30.000	6.237	12.473	48.710	0	0	0	0
2033	0	105.494	30.000	5.275	10.549	45.824	0	0	0	0
2034	0	89.140	30.000	4.457	8.914	43.371	0	0	0	0
2035	0	75.239	30.000	3.762	7.524	41.286	0	0	0	0
2036	0	63.433	30.000	3.171	6.342	39.513	0	0	0	0
2037	0	53.380	30.000	2.669	5.338	38.007	0	0	0	0
2038	0	44.843	30.000	2.242	4.484	36.726	0	0	0	0
2039	0	38.468	30.000	1.923	3.847	34.370	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	70.000	70.000
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	5.710.419	780.000	285.515	571.046	1.636.561	800.000	1.300.000	70.000	2.170.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 13
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT II - GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10³bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10³m³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	240.000	600.000	0	840.000
2013	0	0	0	0	0	0	240.000	600.000	0	840.000
2014	0	105.968	30.000	5.296	10.597	45.895	240.000	100.000	0	340.000
2015	0	215.467	30.000	10.773	21.547	62.330	240.000	0	0	340.000
2016	0	324.967	30.000	16.248	32.497	78.745	240.000	0	0	340.000
2017	0	434.466	30.000	21.723	43.447	95.170	0	0	0	240.000
2018	0	543.965	30.000	27.198	54.397	111.595	0	0	0	0
2019	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2020	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2021	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2022	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2023	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2024	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2025	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2026	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2027	0	653.465	30.000	32.673	65.347	128.020	0	0	0	0
2028	0	631.565	30.000	31.578	63.157	124.735	0	0	0	0
2029	0	592.145	30.000	29.607	59.215	118.822	0	0	0	0
2030	0	538.710	30.000	26.936	53.871	110.807	0	0	0	0
2031	0	474.108	30.000	23.706	47.411	101.117	0	0	0	0
2032	0	400.524	30.000	20.026	40.053	90.079	0	0	0	0
2033	0	319.717	30.000	15.986	31.972	77.958	0	0	0	0
2034	0	267.997	30.000	13.400	26.800	70.200	0	0	0	0
2035	0	224.552	30.000	11.228	22.455	63.683	0	0	0	0
2036	0	188.059	30.000	9.403	18.806	58.209	0	0	0	0
2037	0	157.404	30.000	7.870	15.740	53.610	0	0	0	0
2038	0	131.654	30.000	6.583	13.165	49.748	0	0	0	0
2039	0	110.034	30.000	5.501	11.002	46.503	0	0	0	0
2040	0	91.855	30.000	4.593	9.186	43.779	0	0	0	0
2041	0	76.593	30.000	3.830	7.659	41.489	0	0	0	0
2042	0	54.468	30.000	2.723	5.447	38.170	0	0	0	0
2043	0	33.114	30.000	1.656	3.311	34.967	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	80.000	80.000
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	11.798.507	900.000	589.923	1.179.858	2.649.781	1.200.000	1.300.000	80.000	2.580.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 14
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT III - GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de gás de venda de Gás (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	160.000	300.000	0	460.000
2013	0	0	0	0	0	0	80.000	350.000	0	430.000
2014	0	40.268	5.000	6.040	4.027	15.067	0	0	0	0
2015	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2016	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2017	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2018	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2019	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2020	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2021	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2022	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2023	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2024	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2025	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2026	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2027	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2028	0	62.168	5.000	9.325	6.217	20.542	0	0	0	0
2029	0	49.028	5.000	7.354	4.903	17.257	0	0	0	0
2030	0	38.516	5.000	5.778	3.852	14.630	0	0	0	0
2031	0	30.106	5.000	4.516	3.011	12.527	0	0	0	0
2032	0	23.379	5.000	3.507	2.338	10.845	0	0	0	0
2033	0	17.996	5.000	2.699	1.800	9.499	0	0	0	0
2034	0	13.690	5.000	2.054	1.369	8.423	0	0	0	0
2035	0	3.844	5.000	577	384	5.961	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	60.000	60.000
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	1.087.179	110.000	163.075	108.722	381.797	240.000	650.000	60.000	950.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 15
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT IV - GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ⁶ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ⁶ U.S.\$			
			Fixo	Varável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	475.000	0	475.000
2013	0	0	0	0	0	0	200.000	240.000	0	440.000
2014	0	87.718	30.000	4.386	8.772	43.158	120.000	0	0	120.000
2015	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2016	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2017	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2018	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2019	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2020	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2021	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2022	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2023	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2024	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2025	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2026	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2027	0	142.468	30.000	7.123	14.247	51.370	0	0	0	0
2028	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2029	0	98.668	30.000	4.933	9.867	44.800	0	0	0	0
2030	0	78.328	30.000	3.911	7.823	41.734	0	0	0	0
2031	0	61.915	30.000	3.096	6.192	29.288	0	0	0	0
2032	0	48.847	30.000	2.442	4.885	27.327	0	0	0	0
2033	0	38.336	30.000	1.917	3.834	25.751	0	0	0	0
2034	0	31.637	30.000	1.582	3.164	24.746	0	0	0	0
2035	0	26.011	30.000	1.301	2.601	23.902	0	0	0	0
2036	0	21.283	30.000	1.064	2.128	23.192	0	0	0	0
2037	0	17.313	30.000	866	1.731	22.597	0	0	0	0
2038	0	12.589	30.000	629	1.259	21.888	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	70.000	70.000
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	2.498.847	750.000	124.937	249.889	1.124.826	320.000	715.000	70.000	1.105.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados às quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo do combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 16
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT V - GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás (10 ³ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	460.000	0	460.000
2013	0	0	0	0	0	0	160.000	240.000	0	400.000
2014	0	69.468	30.000	3.473	6.947	40.420	120.000	0	0	120.000
2015	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2016	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2017	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2018	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2019	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2020	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2021	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2022	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2023	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2024	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2025	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2026	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2027	0	124.218	30.000	6.211	12.422	48.633	0	0	0	0
2028	0	109.618	30.000	5.481	10.962	46.443	0	0	0	0
2029	0	86.988	30.000	4.349	8.699	43.048	0	0	0	0
2030	0	68.684	30.000	3.444	6.888	40.332	0	0	0	0
2031	0	54.432	30.000	2.722	5.443	38.165	0	0	0	0
2032	0	42.861	30.000	2.143	4.286	36.429	0	0	0	0
2033	0	33.554	30.000	1.678	3.355	35.033	0	0	0	0
2034	0	27.991	30.000	1.400	2.799	34.199	0	0	0	0
2035	0	23.263	30.000	1.163	2.326	33.489	0	0	0	0
2036	0	19.244	30.000	962	1.924	32.886	0	0	0	0
2037	0	15.838	30.000	791	1.583	32.374	0	0	0	0
2038	0	12.924	30.000	646	1.292	31.938	0	0	0	0
2039	0	10.730	30.000	536	1.073	31.609	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	70.000	70.000
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	2.190.619	780.000	109.531	219.063	1.108.594	280.000	700.000	70.000	1.050.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados às quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não ignora estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 17
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT VI - OIL and GAS
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás de venda (10 ³ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	330.000	1.000.000	0	1.330.000
2014	27.374	51.318	230.000	98.374	59.872	388.246	330.000	1.000.000	0	1.330.000
2015	36.499	105.968	230.000	133.048	83.597	446.645	180.000	0	0	180.000
2016	54.748	105.968	230.000	196.923	170.097	547.020	180.000	0	0	180.000
2017	72.998	105.968	230.000	260.798	156.597	647.395	0	0	0	0
2018	72.998	105.968	230.000	260.798	156.597	647.395	0	0	0	0
2019	72.998	105.968	230.000	260.798	156.597	647.395	0	0	0	0
2020	68.248	105.968	230.000	264.475	147.098	621.773	0	0	0	0
2021	59.081	105.968	230.000	212.089	138.763	570.852	0	0	0	0
2022	51.296	105.968	230.000	184.841	113.193	528.034	0	0	0	0
2023	44.526	105.968	230.000	161.179	99.671	490.850	0	0	0	0
2024	38.766	105.968	230.000	140.983	88.131	459.114	0	0	0	0
2025	33.559	88.531	230.000	121.885	75.972	427.857	0	0	0	0
2026	29.136	73.870	230.000	105.674	65.662	401.336	0	0	0	0
2027	25.297	61.544	230.000	91.619	56.750	378.369	0	0	0	0
2028	22.019	51.181	230.000	79.629	49.158	358.787	0	0	0	0
2029	19.064	42.468	230.000	68.851	42.377	341.228	0	0	0	0
2030	16.349	35.143	230.000	59.682	36.614	326.296	0	0	0	0
2031	14.375	28.984	230.000	51.762	31.648	313.410	0	0	0	0
2032	12.500	23.807	230.000	44.940	27.381	302.321	0	0	0	0
2033	10.825	19.455	230.000	38.860	23.596	292.456	0	0	0	0
2034	9.450	0	200.000	33.075	18.900	251.975	0	0	0	0
2035	8.200	0	200.000	28.700	16.400	245.100	0	0	0	0
2036	7.150	0	200.000	25.025	14.300	239.325	0	0	0	0
2037	6.175	0	200.000	21.613	12.350	233.963	0	0	0	0
2038	5.335	0	200.000	18.672	10.670	229.342	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	80.000	80.000
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	819.176	1.535.881	5.600.000	2.943.993	1.791.991	10.335.984	1.020.000	2.000.000	80.000	3.100.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 18
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT VII - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás de venda de (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ⁶ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ⁷ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	145.000	0	145.000
2015	0	0	0	0	0	0	120.000	75.000	0	195.000
2016	10.950	0	100.000	41.610	21.900	163.510	200.000	30.000	0	230.000
2017	31.899	0	100.000	83.220	43.800	327.020	80.000	0	0	80.000
2018	31.109	0	100.000	118.318	62.220	280.438	0	0	0	0
2019	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2020	34.585	0	100.000	131.428	69.173	300.600	0	0	0	0
2021	23.562	0	100.000	89.540	47.126	236.666	0	0	0	0
2022	15.147	0	100.000	57.561	30.295	187.856	0	0	0	0
2023	9.684	0	100.000	36.799	19.368	156.167	0	0	0	0
2024	6.212	0	100.000	23.605	12.424	136.029	0	0	0	0
2025	3.987	0	100.000	15.152	7.975	123.127	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	20.000	20.000
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	193.634	0	1.000.000	735.833	387.280	2.123.113	400.000	250.000	20.000	670.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados às quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume do gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo do combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 19
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDIAIS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT VIII - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhões de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ⁶ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ⁶ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	305.000	0	305.000
2015	0	0	0	0	0	0	280.000	75.000	0	355.000
2016	18.249	0	100.000	69.350	36.500	305.850	200.000	75.000	0	275.000
2017	27.374	0	100.000	104.025	54.750	258.775	200.000	0	0	200.000
2018	36.599	0	100.000	139.080	73.200	312.280	0	0	0	0
2019	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2020	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2021	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2022	32.745	0	100.000	134.435	65.492	299.927	0	0	0	0
2023	26.037	0	100.000	98.943	52.075	251.018	0	0	0	0
2024	20.766	0	100.000	78.914	41.534	220.448	0	0	0	0
2025	16.562	0	100.000	62.939	33.126	196.065	0	0	0	0
2026	13.242	0	100.000	50.321	26.485	176.806	0	0	0	0
2027	10.529	0	100.000	40.013	21.059	161.071	0	0	0	0
2028	8.398	0	100.000	31.912	16.796	148.708	0	0	0	0
2029	6.698	0	100.000	25.432	13.396	138.848	0	0	0	0
2030	5.358	0	100.000	20.360	10.716	131.076	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20.000	20.000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	332.054	0	1.500.000	1.241.843	664.129	3.425.972	680.000	355.000	20.000	1.055.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume do gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 20
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT IX - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	175.000	0	175.000
2015	0	0	0	0	0	0	200.000	75.000	0	275.000
2016	18.249	0	100.000	69.350	36.500	205.850	200.000	75.000	0	275.000
2017	37.374	0	100.000	104.025	54.750	258.775	200.000	0	0	200.000
2018	36.599	0	100.000	139.080	73.200	312.280	0	0	0	0
2019	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2020	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2021	32.267	0	100.000	122.630	64.537	287.137	0	0	0	0
2022	25.147	0	100.000	95.562	50.296	245.858	0	0	0	0
2023	19.491	0	100.000	74.067	38.982	213.049	0	0	0	0
2024	15.153	0	100.000	57.584	30.307	187.891	0	0	0	0
2025	11.781	0	100.000	44.769	23.563	168.332	0	0	0	0
2026	9.184	0	100.000	34.890	18.363	153.253	0	0	0	0
2027	7.116	0	100.000	27.042	14.233	141.275	0	0	0	0
2028	5.533	0	100.000	21.034	11.065	132.099	0	0	0	0
2029	4.301	0	100.000	16.346	8.608	124.949	0	0	0	0
2030	3.355	0	100.000	12.749	6.710	119.459	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20.000	20.000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	288.545	0	1.500.000	1.096.508	577.109	3.173.617	600.000	325.000	20.000	945.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 21
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT X - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0	0	175.000	0	175.000
2016	10.950	0	100.000	41.610	21.900	163.510	200.000	75.000	0	275.000
2017	21.899	0	100.000	83.230	43.800	227.030	80.000	30.000	0	230.000
2018	31.109	0	100.000	118.218	62.230	280.438	0	0	0	0
2019	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2020	35.038	0	100.000	133.159	70.079	303.239	0	0	0	0
2021	26.233	0	100.000	99.765	52.508	252.273	0	0	0	0
2022	18.866	0	100.000	71.692	37.733	209.425	0	0	0	0
2023	13.482	0	100.000	51.235	26.066	178.201	0	0	0	0
2024	9.666	0	100.000	36.733	19.333	156.066	0	0	0	0
2025	6.950	0	100.000	26.336	13.861	140.197	0	0	0	0
2026	4.980	0	100.000	18.925	9.961	128.886	0	0	0	0
2027	3.559	0	100.000	13.535	7.118	120.643	0	0	0	0
2028	2.552	0	100.000	9.697	5.104	114.801	0	0	0	0
2029	1.839	0	100.000	6.952	3.659	110.611	0	0	0	0
2030	1.317	0	100.000	5.007	2.635	107.642	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20.000	20.000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	224.929	0	1.500.000	854.765	449.877	2.804.642	480.000	280.000	20.000	780.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 22
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDIAIS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

SANTOS - PROJECT XI - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	175.000	0	175.000
2015	0	0	0	0	0	0	200.000	75.000	0	275.000
2016	18.349	0	100.000	69.350	36.500	205.850	200.000	75.000	0	275.000
2017	27.374	0	100.000	104.025	54.750	258.775	200.000	0	0	300.000
2018	36.599	0	100.000	139.080	73.200	312.280	0	0	0	0
2019	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2020	36.499	0	100.000	138.700	73.000	311.700	0	0	0	0
2021	32.161	0	100.000	122.217	64.325	286.542	0	0	0	0
2022	24.892	0	100.000	94.593	49.786	244.379	0	0	0	0
2023	19.160	0	100.000	72.811	38.322	211.133	0	0	0	0
2024	14.794	0	100.000	56.230	29.589	185.809	0	0	0	0
2025	11.423	0	100.000	43.409	22.847	166.256	0	0	0	0
2026	8.841	0	100.000	33.597	17.683	151.280	0	0	0	0
2027	6.805	0	100.000	25.861	13.611	139.472	0	0	0	0
2028	5.255	0	100.000	19.968	10.509	130.477	0	0	0	0
2029	4.057	0	100.000	15.418	8.115	123.533	0	0	0	0
2030	3.143	0	100.000	11.943	6.386	118.239	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	20.000	20.000
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	285.751	0	1.500.000	1.085.892	571.523	3.157.415	600.000	325.000	20.000	945.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 23
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDULOS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

CAMPOS - PROJECT 1 - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais do Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ³ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	40.000	75.000	0	115.000
2011	2.325	0	100.000	8.138	3.488	111.626	120.000	100.000	0	220.000
2012	13.750	0	100.000	48.127	20.626	168.753	280.000	275.000	0	555.000
2013	18.250	0	100.000	63.877	27.376	191.253	280.000	60.000	0	340.000
2014	27.375	0	100.000	95.815	41.064	236.879	0	200.000	0	200.000
2015	36.500	0	100.000	127.754	54.752	282.506	280.000	75.000	0	355.000
2016	54.900	0	100.000	192.156	82.353	374.509	280.000	55.000	0	335.000
2017	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	80.000	35.000	0	115.000
2018	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2019	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2020	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2021	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2022	70.443	0	200.000	246.558	105.668	552.226	0	0	0	0
2023	65.566	0	200.000	229.488	98.352	527.840	0	0	0	0
2024	61.188	0	200.000	214.164	91.785	505.949	0	0	0	0
2025	56.790	0	200.000	198.773	85.188	484.961	0	0	0	0
2026	52.859	0	200.000	185.011	79.291	464.302	0	0	0	0
2027	49.199	0	200.000	173.203	73.801	446.004	0	0	0	0
2028	45.914	0	200.000	160.704	68.873	430.577	0	0	0	0
2029	42.614	0	200.000	149.155	63.923	413.078	0	0	0	0
2030	39.664	0	200.000	138.839	59.498	398.327	0	0	0	0
2031	36.918	0	200.000	129.217	55.379	384.596	0	0	0	0
2032	34.453	0	200.000	120.589	51.681	372.270	0	0	0	0
2033	31.977	0	200.000	111.922	47.967	359.889	0	0	0	0
2034	29.763	0	200.000	104.174	44.646	348.820	0	0	0	0
2035	27.702	0	200.000	96.962	41.555	338.517	0	0	0	0
2036	25.853	0	200.000	90.487	38.780	329.267	0	0	0	0
2037	23.995	0	200.000	83.984	35.993	319.977	0	0	0	0
2038	22.334	0	200.000	78.170	33.501	311.671	0	0	0	0
2039	20.787	0	200.000	72.758	31.182	303.940	0	0	0	0
2040	19.399	0	200.000	67.900	29.100	297.000	0	0	0	0
2041	18.005	0	200.000	63.020	27.009	290.039	0	0	0	0
2042	16.759	0	200.000	58.657	25.139	283.796	0	0	0	0
2043	15.598	0	200.000	54.593	23.397	277.990	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	100.000	100.000	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.326.080	0	6.000.000	4.641.425	1.989.182	12.630.607	1.360.000	875.000	100.000	2.335.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 24
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDIAIS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

CAMPOS - PROJECT II - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimentos Potenciais, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Varável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	240.000	275.000	0	515.000
2014	0	0	0	0	0	0	240.000	275.000	0	515.000
2015	27.375	0	200.000	95.815	41.064	336.879	240.000	275.000	0	515.000
2016	36.500	0	200.000	137.754	54.752	382.506	240.000	65.000	0	305.000
2017	54.750	0	200.000	191.631	82.128	473.759	0	0	0	0
2018	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	160.000	50.000	0	210.000
2019	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	160.000	50.000	0	210.000
2020	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2021	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2022	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2023	73.000	0	200.000	255.508	109.503	565.011	0	0	0	0
2024	70.585	0	200.000	247.058	105.882	553.940	0	0	0	0
2025	66.143	0	200.000	231.509	99.218	530.727	0	0	0	0
2026	61.642	0	200.000	215.755	92.466	508.221	0	0	0	0
2027	57.610	0	200.000	201.643	86.418	488.061	0	0	0	0
2028	53.842	0	200.000	188.454	80.766	469.220	0	0	0	0
2029	50.454	0	200.000	176.594	75.683	452.277	0	0	0	0
2030	47.030	0	200.000	164.376	70.533	435.109	0	0	0	0
2031	43.945	0	200.000	153.812	65.919	419.731	0	0	0	0
2032	41.070	0	200.000	143.751	61.608	405.359	0	0	0	0
2033	38.486	0	200.000	134.704	57.739	392.434	0	0	0	0
2034	35.867	0	200.000	125.537	53.802	379.339	0	0	0	0
2035	33.521	0	200.000	117.326	50.283	367.609	0	0	0	0
2036	31.328	0	200.000	109.652	46.994	356.646	0	0	0	0
2037	29.357	0	200.000	102.751	44.036	346.787	0	0	0	0
2038	27.359	0	200.000	95.759	41.040	336.799	0	0	0	0
2039	25.619	0	200.000	89.671	38.430	328.101	0	0	0	0
2040	23.947	0	200.000	83.817	35.921	319.738	0	0	0	0
2041	22.443	0	200.000	78.553	33.665	312.218	0	0	0	0
2042	20.919	0	200.000	73.219	31.389	304.599	0	0	0	0
2043	19.554	0	200.000	68.442	29.332	297.774	0	0	0	0
2044	18.278	0	200.000	63.976	27.418	291.394	0	0	0	0
2045	17.133	0	200.000	59.969	25.701	285.670	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	75.000	75.000
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.392.748	0	6.200.000	4.874.776	2.089.187	13.163.963	1.280.000	790.000	75.000	2.145.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não ignora estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 25
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

CAMPOS - PROJECT III - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de gás de venda de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Varitável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	340.000	375.000	0	515.000
2014	0	0	0	0	0	0	340.000	75.000	0	315.000
2015	36.500	0	150.000	127.754	54.752	332.506	240.000	275.000	0	515.000
2016	54.750	0	150.000	191.631	82.138	423.759	240.000	275.000	0	515.000
2017	82.350	0	300.000	288.134	123.529	711.763	340.000	75.000	0	315.000
2018	109.500	0	300.000	383.262	164.255	847.517	260.000	65.000	0	325.000
2019	109.500	0	300.000	383.262	164.255	847.517	0	0	0	0
2020	109.500	0	300.000	383.262	164.255	847.517	0	0	0	0
2021	105.649	0	300.000	369.783	158.479	828.262	0	0	0	0
2022	97.506	0	300.000	341.282	146.264	787.546	0	0	0	0
2023	90.347	0	300.000	315.874	135.375	751.249	0	0	0	0
2024	83.538	0	300.000	292.358	125.296	717.654	0	0	0	0
2025	77.513	0	300.000	271.305	116.274	687.579	0	0	0	0
2026	71.539	0	300.000	250.394	107.312	657.706	0	0	0	0
2027	66.213	0	300.000	231.753	99.323	631.076	0	0	0	0
2028	61.284	0	300.000	214.499	91.928	606.427	0	0	0	0
2029	56.870	0	300.000	199.053	85.308	584.361	0	0	0	0
2030	52.487	0	300.000	183.711	78.733	562.444	0	0	0	0
2031	48.580	0	300.000	170.034	72.872	542.906	0	0	0	0
2032	44.963	0	300.000	157.375	67.446	524.821	0	0	0	0
2033	41.725	0	300.000	146.043	62.590	508.633	0	0	0	0
2034	38.509	0	300.000	134.786	57.766	492.552	0	0	0	0
2035	35.642	0	300.000	124.752	53.465	478.217	0	0	0	0
2036	32.989	0	300.000	115.464	49.485	464.949	0	0	0	0
2037	30.613	0	300.000	107.150	45.921	453.071	0	0	0	0
2038	28.254	0	300.000	98.891	42.382	441.273	0	0	0	0
2039	26.150	0	300.000	91.579	39.227	430.756	0	0	0	0
2040	24.203	0	300.000	84.714	36.306	421.020	0	0	0	0
2041	22.460	0	300.000	78.614	33.692	412.306	0	0	0	0
2042	20.779	0	300.000	72.554	31.094	403.648	0	0	0	0
2043	19.186	0	300.000	67.153	28.780	395.933	0	0	0	0
2044	17.760	0	300.000	62.162	26.641	388.803	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	100.000	100.000
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.694.699	0	8.700.000	5.938.638	2.545.133	17.183.771	1.460.000	1.040.000	100.000	2.600.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 26
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

CAMPOS - PROJECT IV - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ⁶ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ⁶ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ⁶ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	25.549	0	200.000	89.425	38.335	327.750	240.000	260.000	0	500.000
2016	54.748	0	350.000	191.625	82.125	623.750	440.000	330.000	0	800.000
2017	82.122	0	350.000	287.438	133.188	760.626	240.000	110.000	0	550.000
2018	91.347	0	350.000	319.375	136.875	806.250	0	0	0	0
2019	109.497	0	350.000	383.250	164.250	897.500	0	0	0	0
2020	109.497	0	350.000	383.250	164.250	897.500	0	0	0	0
2021	109.497	0	350.000	383.250	164.250	897.500	0	0	0	0
2022	109.497	0	350.000	383.250	164.250	897.500	0	0	0	0
2023	104.440	0	350.000	365.552	156.665	872.217	0	0	0	0
2024	94.961	0	350.000	332.374	142.446	824.820	0	0	0	0
2025	86.471	0	350.000	302.458	129.711	782.369	0	0	0	0
2026	78.662	0	350.000	275.326	117.997	743.323	0	0	0	0
2027	71.469	0	350.000	250.149	107.207	707.356	0	0	0	0
2028	65.047	0	350.000	227.672	97.574	675.246	0	0	0	0
2029	59.386	0	350.000	207.508	88.932	646.440	0	0	0	0
2030	53.995	0	350.000	188.990	80.996	619.986	0	0	0	0
2031	49.102	0	350.000	171.863	73.655	595.518	0	0	0	0
2032	44.734	0	350.000	156.575	67.104	573.679	0	0	0	0
2033	40.809	0	350.000	142.837	61.216	554.053	0	0	0	0
2034	37.210	0	350.000	130.241	55.817	536.058	0	0	0	0
2035	33.868	0	350.000	118.543	50.804	519.347	0	0	0	0
2036	30.886	0	350.000	108.104	46.330	504.634	0	0	0	0
2037	28.201	0	350.000	98.706	42.303	491.009	0	0	0	0
2038	25.743	0	350.000	90.103	38.616	478.719	0	0	0	0
2039	23.451	0	350.000	82.082	35.178	467.260	0	0	0	0
2040	21.506	0	350.000	75.274	32.260	457.534	0	0	0	0
2041	19.747	0	350.000	69.118	29.622	448.740	0	0	0	0
2042	18.064	0	350.000	63.228	27.098	440.326	0	0	0	0
2043	10.789	0	150.000	37.761	16.183	203.944	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	100.000	100.000
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.690.095	0	9.900.000	5.915.527	2.535.227	18.250.754	1.400.000	750.000	100.000	2.250.000

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados às quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume do gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 27
QUANTIDADES POTENCIAIS MÓDIAIS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

CAMPOS - PROJECT V - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de venda de Gás (10 ⁶ m ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	340.000	260.000	0	600.000
2014	25.549	0	200.000	89.425	38.325	327.750	340.000	60.000	0	400.000
2015	36.499	0	200.000	137.750	54.750	392.500	360.000	65.000	0	425.000
2016	54.898	0	200.000	192.150	82.350	474.500	0	0	0	0
2017	72.998	0	200.000	255.500	109.500	565.000	0	0	0	0
2018	72.998	0	200.000	255.500	109.500	565.000	0	0	0	0
2019	72.998	0	200.000	255.500	109.500	565.000	0	0	0	0
2020	72.998	0	200.000	255.500	109.500	565.000	0	0	0	0
2021	68.807	0	200.000	240.834	103.214	544.048	0	0	0	0
2022	61.062	0	200.000	213.725	91.596	505.321	0	0	0	0
2023	54.189	0	200.000	189.647	81.286	470.933	0	0	0	0
2024	48.213	0	200.000	168.751	72.322	441.073	0	0	0	0
2025	42.662	0	200.000	149.322	63.995	413.317	0	0	0	0
2026	37.860	0	200.000	132.514	56.792	389.306	0	0	0	0
2027	33.598	0	200.000	117.597	50.399	367.996	0	0	0	0
2028	29.893	0	200.000	104.639	44.841	349.470	0	0	0	0
2029	26.451	0	200.000	92.583	39.678	332.261	0	0	0	0
2030	23.474	0	200.000	82.161	35.212	317.373	0	0	0	0
2031	20.832	0	200.000	72.913	31.348	304.161	0	0	0	0
2032	18.534	0	200.000	64.872	27.802	292.674	0	0	0	0
2033	16.400	0	200.000	57.403	24.601	282.004	0	0	0	0
2034	14.554	0	200.000	50.942	21.832	272.774	0	0	0	0
2035	12.916	0	200.000	45.207	19.375	264.582	0	0	0	0
2036	11.492	0	200.000	40.223	17.238	257.460	0	0	0	0
2037	10.169	0	200.000	35.591	15.353	250.944	0	0	0	0
2038	9.024	0	200.000	31.585	13.536	245.121	0	0	0	0
2039	8.008	0	200.000	28.029	12.013	240.042	0	0	0	0
2040	7.125	0	200.000	24.939	10.688	235.627	0	0	0	0
2041	6.380	0	200.000	22.330	9.570	231.900	0	0	0	0
2042	5.670	0	200.000	19.846	8.505	228.351	0	0	0	0
2043	5.018	0	200.000	17.563	7.527	225.090	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	60.000	60.000
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	981.269	0	6.000.000	3.434.550	1.471.948	10.906.498	740.000	385.000	60.000	1.185.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados às quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 2B
QUANTIDADES POTENCIAIS MÉDIAS TOTAIS, DESPESAS E INVESTIMENTOS

31 DE MARÇO DE 2008

CAMPOS - PROJECT VI - OIL
REPÚBLICA DO BRASIL

Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

Ano	Quantidades Potenciais de Óleo e Condensado (10 ³ bbl)	Quantidades Potenciais de Gás de Venda de Gás (10 ⁶ ft ³)	Despesas Operacionais Potenciais, 10 ³ U.S.\$				Investimento Potencial, 10 ³ U.S.\$			
			Fixo	Variável	Transporte	Total	Perfuração	Facilidades	Abandono	Total
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	18.349	0	200.000	63.875	27.375	291.250	300.000	325.000	0	625.000
2016	27.374	0	200.000	95.813	41.063	336.876	300.000	75.000	0	375.000
2017	36.499	0	200.000	137.750	54.750	382.500	100.000	25.000	0	125.000
2018	54.898	0	200.000	192.150	82.350	474.500	0	0	0	0
2019	72.998	0	200.000	255.500	109.500	565.000	0	0	0	0
2020	72.998	0	200.000	255.500	109.500	565.000	0	0	0	0
2021	72.998	0	200.000	255.500	109.500	565.000	0	0	0	0
2022	72.198	0	200.000	256.200	109.800	566.000	0	0	0	0
2023	69.537	0	200.000	343.351	104.293	547.644	0	0	0	0
2024	63.021	0	200.000	220.580	94.534	515.114	0	0	0	0
2025	57.124	0	200.000	199.940	85.689	485.629	0	0	0	0
2026	51.914	0	200.000	181.704	77.873	459.577	0	0	0	0
2027	46.921	0	200.000	164.230	70.584	434.614	0	0	0	0
2028	42.531	0	200.000	148.863	63.798	412.661	0	0	0	0
2029	38.551	0	200.000	134.933	57.829	392.762	0	0	0	0
2030	35.035	0	200.000	122.626	52.554	375.180	0	0	0	0
2031	31.666	0	200.000	110.833	47.500	358.333	0	0	0	0
2032	28.703	0	200.000	100.463	43.055	343.518	0	0	0	0
2033	26.017	0	200.000	91.062	39.027	330.089	0	0	0	0
2034	23.644	0	200.000	82.757	35.467	318.224	0	0	0	0
2035	21.370	0	200.000	74.798	32.056	306.854	0	0	0	0
2036	19.371	0	200.000	67.799	29.057	296.856	0	0	0	0
2037	17.558	0	200.000	61.455	26.338	287.793	0	0	0	0
2038	15.957	0	200.000	55.850	23.936	279.786	0	0	0	0
2039	14.423	0	200.000	50.481	21.635	272.116	0	0	0	0
2040	13.073	0	200.000	45.755	19.609	265.364	0	0	0	0
2041	9.306	0	200.000	32.221	13.809	246.030	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	75.000	75.000
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2061	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.054.824	0	5.400.000	3.691.999	1.582.281	10.674.270	1.009.000	500.000	75.000	1.575.000

Notas:

1. Pg e Pe não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos nesta tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
3. Aplicação do Pg e Pe nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não iguala estes a reservas ou a recursos contingentes.
4. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 29
SUMÁRIO DAS PREMISSAS DOS PLANOS DE DESENVOLVIMENTOS CONCEITUAIS

31 DE MARÇO DE 2008

ALGUNS PROSPECTOS DE ÓLEO E GÁS
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL
(Todos os valores estão expressos em milhares de dólares americanos)

(continua da seguinte página expressa em milhares de dólares americanos)												
Base de Campo	Estimativa de Produção Óleo - Gás 10 ⁶ bbl 10 ⁶ m ³	Capacidade das Facilidades		Tempo útil de Produção Anos	Número de Poços		Custo por Poço 10 ⁶ \$/poço	Opção de Desenvolvimento Conceitual	Despesas Operacionais Fisas Anuais p/ FPSO com capacidade de processamento de 100k bpd 10 ⁶ \$	Despesas Operacionais Operacionais Fisas Anuais para Plataforma 10 ⁶ \$	Custos Variáveis Óil - Gás \$/bbl - \$/m ³	
		Óleo 10 ⁶ bpd	Gás 10 ⁶ m ³ /d		Produtivos	Intercorres					Total	Fixa
Base de Campos												
Campo - Project I - Oil	1.356	0	200	0	30	68	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,00	0,00	
Campo - Project II - Oil	1.353	0	200	0	31	69	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,00	0,00	
Campo - Project III - Oil	1.357	0	200	0	32	68	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,00	0,00	
Campo - Project IV - Oil	1.350	0	300	0	23	68	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,00	0,00	
Campo - Project V - Oil	981	0	200	0	30	37	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,00	0,00	
Campo - Project VI - Oil	1.805	0	100	0	26	31	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,00	0,00	
Base do Espírito Santo												
ES - Project I - Oil + Gas	1.284	2.301	200	500	30 (oil) 21 (gas)	40	40.000 FPSO Arrendado - oil; Plataforma Flutuante - gas	100.000	80.000	5,30	0,15	
ES - Project II - Oil + Gas	789	2.269	200	500	25 (oil) 20 (gas)	28	40.000 FPSO Arrendado - oil; Plataforma Flutuante - gas	100.000	80.000	5,30	0,15	
Base de Santos												
Projetos de Gás												
Santos - Project I - Gas	0	5.010	0	300	25	20	40.000 Plataformas fixas para cabota de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Santos - Project II - Gas	0	11.738	0	1.500	22	20	40.000 Plataformas fixas para cabota de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Santos - Project III - Gas	0	1.897	0	180	22	6	40.000 Conectado ao Project I - Gas; Plataformas fixas para cabota de poço	0	30.000	0,00	0,35	
Santos - Project IV - Gas	0	2.489	0	400	25	8	40.000 Plataformas fixas para cabota de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Santos - Project V - Gas	0	2.131	0	350	25	7	40.000 Plataformas fixas para cabota de poço	0	30.000	0,00	0,15	
Projetos de Óleo + Gas												
Santos - Project VI - Oil + Gas	619	1.856	200	300	25 (oil) 20 (gas)	28	30.000 FPSO Arrendado; Plataforma fixa para cabota de poço	100.000	30.000	5,50	0,15	
Projetos de Óleo												
Santos - Project VII - Oil	124	0	100	0	10	8	40.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project VIII - Oil	332	0	100	0	15	19	40.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project IX - Oil	289	0	100	0	15	12	40.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project X - Oil	225	0	100	0	15	9	40.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,30	0,00	
Santos - Project XI - Oil	235	0	100	0	15	12	40.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,30	0,00	
Base do Para-Membrão												
Para - Project I - Oil	144	0	60	0	14	6	20.000 Conectado ao Project II	0	0	5,50	0,00	
Para - Project II - Oil (incluindo o Project I)	1.102	0	200	0	30	23	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,50	0,00	
Para - Project III - Oil	40	0	20	0	15	3	20.000 Conectado ao Project IV	0	0	5,50	0,00	
Para - Project IV - Oil (incluindo o Project III)	818	0	200	0	25	26	20.000 FPSO Arrendado	100.000	0	5,50	0,00	

Notas:

1. Pg e Po não foram aplicados as quantidades, despesas, ou investimentos neste tabela.
2. Não há certeza de que alguma parcela dos recursos potenciais aqui sumarizados serão descobertos.
3. Se descobertos, não há qualquer certeza que será comercialmente viável produzir qualquer parte dos recursos potenciais previstos aqui.
4. Aplicação do Pg e Po nas quantidades, despesas e investimentos nesta Tabela, não implica em reservas ou a recursos contingentes.
5. Volume de gás potencial nesta Tabela foram ajustados para refletir o consumo de combustível no campo.



TRADUÇÃO PÚBLICA JURAMENTADA

TABELA 20
SUMARIO AREA DE PROJETOS

31 DE MARÇO DE 2008

OGX

ALGUNS PROSPECTOS DE ÓLEO E GÁS
NOS VÁRIOS BLOCOS LICENCIADOS
REPÚBLICA DO BRASIL

Prospecto	Potencial Plano de Desenvolvimento
C-01	Campos - Project IV - Oil
C-02	Campos - Project IV - Oil
C-03	Campos - Project IV - Oil
C-04	Campos - Project IV - Oil
C-05	Campos - Project IV - Oil
C-06	Campos - Project V - Oil
C-07	Campos - Project V - Oil
C-13	Campos - Project II - Oil
C-15	Campos - Project II - Oil
C-14	Campos - Project II - Oil
C-16	Campos - Project II - Oil
C-19	Campos - Project III - Oil
C-18	Campos - Project III - Oil
C-17	Campos - Project III - Oil
C-24	Campos - Project I - Oil
C-20	Campos - Project I - Oil
C-22	Campos - Project I - Oil
C-21	Campos - Project I - Oil
C-23	Campos - Project I - Oil
C-08	Campos - Project VI - Oil
C-11	Campos - Project VI - Oil
C-09	Campos - Project VI - Oil
C-10	Campos - Project VI - Oil
C-12	Campos - Project VI - Oil
ES-02	ES - Project I - Oil + Gas
ES-03	ES - Project I - Oil + Gas
ES-01	ES - Project I - Oil + Gas
ES-04	ES - Project II - Oil + Gas
Pama-01	Pama - Project III - Oil
Pama-02	Pama - Project IV - Oil
Pama-03	Pama - Project IV - Oil
Pama-04	Pama - Project II - Oil
Pama-05	Pama - Project I - Oil
S-04	Santos - Project VII - Oil
S-06	Santos - Project VI - Oil + Gas
S-02	Santos - Project VIII - Oil
S-01	Santos - Project XI - Oil
S-05	Santos - Project X - Oil
S-03	Santos - Project IX - Oil
ES-05	ES - Project I - Oil + Gas
ES-06	ES - Project II - Oil + Gas
ES-07	ES - Project II - Oil + Gas
S-13	Santos - Project II - Gas
S-09	Santos - Project IV - Gas
S-07	Santos - Project VI - Oil + Gas
S-08	Santos - Project VI - Oil + Gas
S-15	Santos - Project III - Gas
S-11	Santos - Project V - Gas
S-12	Santos - Project V - Gas
S-14	Santos - Project I - Gas
S-10	Santos - Project I - Gas





REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

Paulo Fernando Santos de Lacerda

TRADUTOR PÚBLICO JURAMENTADO E INTÉRPRETE COMERCIAL
SWORN PUBLIC TRANSLATOR

MAI. JUCERJA N.º 162 - CPF 297096447-34

ERA QUANTO SE CONTINHA NO DOCUMENTO QUE
ME FOI EXIBIDO, ao qual me reporto E DE QUE
DOU FÉ para que a presente tradução possa
produzir todos os seus devidos e legais
efeitos no Brasil.

FEITO E PASSADO nesta cidade do Rio de
Janeiro, Capital do Estado do Rio de Janeiro,
em 22 de Abril de 2008, para constar onde
convier.

POR TRADUÇÃO CONFORME:



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Declarações de Veracidade das Informações do Prospecto

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM N.º 400/03

OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Praia do Flamengo, n.º 154, 7º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 07.957.093/0001-96, neste ato representada por seus diretores, o Sr. Paulo Manuel Mendes de Mendonça, português, casado, geólogo, portador da carteira de identidade n.º RNE-W 060.979-3, expedida pelo DPS, inscrito no CPF/MF sob o n.º 028.909.252-34, e o Sr. Marcelo Faber Torres, brasileiro, casado, economista, portador da carteira de identidade n.º 07.382.401-3, expedida pelo IFP/RJ, inscrito no CPF/MF sob o n.º 002.539.237-94, ambos com escritório na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Praia do Flamengo, n.º 154, 10º andar ("Companhia"), no âmbito da distribuição pública primária de ações ordinárias de emissão da Companhia, coordenada pelo Banco UBS Pactual S.A. ("Coordenador Líder"), conjuntamente com o Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A., e o Banco Itaú BBA S.A., cujo pedido de registro está sob análise desta D. Comissão de Valores Mobiliários ("Oferta"), vem, pela presente, nos termos do artigo 56, Parágrafo 5º, da Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), declarar que é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do registro e fornecidas ao mercado durante a Oferta.

Considerando que:

- (i) a Companhia constituiu consultores legais para auxiliá-la na implementação da Oferta;
- (ii) para realização da Oferta, está sendo realizada auditoria jurídica na Companhia e em suas controladas, iniciada em fevereiro de 2008 ("Auditoria"), sendo que a Auditoria prosseguirá até a divulgação do Prospecto Definitivo de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da Companhia ("Prospecto Definitivo"); e
- (iii) por solicitação do Coordenador Líder, os auditores independentes da Companhia estão participando da elaboração e revisão do Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da Companhia ("Prospecto Preliminar") e do Prospecto Definitivo e emitirão para o Coordenador Líder uma carta de conforto substancialmente nos termos do Pronunciamento IBRACON NPA n.º 12, de 3 de abril de 1997, conforme alterado;

a Companhia declara, ainda, que:



The block contains a handwritten signature and a circular stamp. The stamp is from OGX JURIDICO. Below the signature, there is a small handwritten mark that looks like 'my'.

- (i) o Prospecto Preliminar contém, nesta data, e o Prospecto Definitivo conterá, na data de sua publicação, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores sobre a Oferta, os valores mobiliários a serem ofertados, a Companhia, suas atividades, sua situação econômico financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes;
- (ii) o Prospecto Preliminar foi, e o Prospecto Definitivo será, elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo mas não se limitando, à Instrução CVM 400; e
- (iii) as informações prestadas pela Companhia durante todo o prazo de distribuição, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes do registro da Companhia, que integram o Prospecto Preliminar e que integrarão o Prospecto Definitivo, são e serão, respectivamente, verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores a tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta.

Rio de Janeiro, 27 de maio de 2008.

OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.



Paulo Manuel Mendes de Mendonça

Diretor de Operações e Diretor de Exploração e Produção



Marcelo Faber Torres

Diretor de Relações com Investidores



**DECLARAÇÃO DO COORDENADOR LÍDER
PARA FINS DO ARTIGO 56 DA INSTRUÇÃO CVM Nº 400**

BANCO UBS PACTUAL S.A., instituição financeira com escritório na Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3.729, 8º a 10º andares, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 30.306.294/0002-26, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, na qualidade de coordenador líder (“Coordenador Líder”) da Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações Ordinárias da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“Oferta” e “Companhia”, respectivamente), vem, pela presente, para tal fim e feito, apresentar a declaração de que trata o artigo 56 da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada (“Instrução CVM 400”):

DECLARAÇÃO

Considerando que:

- (i) a Companhia e o Coordenador Líder constituíram seus respectivos assessores legais para auxiliá-los na Oferta;
- (ii) tendo em vista a Oferta, está sendo efetuada *due diligence* na Companhia e em suas subsidiárias, iniciada em 28 de janeiro de 2008, a qual prosseguirá até a divulgação do prospecto definitivo da Oferta (“Prospecto Definitivo”);
- (iii) por solicitação do Coordenador Líder, a Companhia contratou seus auditores independentes para aplicação dos procedimentos previstos nos termos do Pronunciamento IBRACON NPA Nº 12, de 7 de março de 2006, com relação ao prospecto preliminar da Oferta (“Prospecto Preliminar”) e ao Prospecto Definitivo;
- (iv) foram disponibilizados pela Companhia os documentos que a Companhia considerou materialmente 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, os quais a Companhia confirmou ter disponibilizado; e
- (vi) a Companhia confirmou ter disponibilizado todos os documentos e prestado todas as informações consideradas relevantes sobre os negócios da Companhia para análise dos Coordenadores, de seus consultores legais e dos auditores, com o fim de permitir aos investidores uma tomada de decisão fundamentada sobre a Oferta;



O Coordenador Líder declara que

- (a) tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que: (a) as informações prestadas pela Companhia no Prospecto Preliminar e no Prospecto Definitivo, nas datas de suas respectivas publicações, bem como (b) as informações constantes no estudo de viabilidade econômico-financeira que integram o Prospecto Preliminar e o Prospecto Definitivo, e (iii) todas e quaisquer informações fornecidas ao mercado durante a distribuição das Ações, são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Oferta;
- (b) 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, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, bem como o Prospecto Preliminar foi elaborado e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400; e
- (c) o Prospecto Preliminar foi elaborado e o Prospecto Definitivo será elaborado de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando, à Instrução CVM 400.

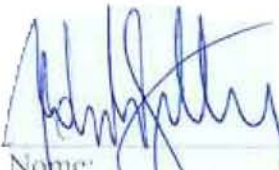
São Paulo, 27 de maio de 2008

BANCO UBS PACTUAL S.A.



[Página de assinaturas da Declaração do Coordenador Líder referente à Oferta de Ações da OGX Petróleo e Gás Participações para fins do artigo 56 da Instrução CVM nº 400]

Nome: 
Cargo: James Marcos de Oliveira
Diretor Executivo

Nome: 
Cargo: Roberto Ballis Salouti
Diretor Executivo



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Estatuto Social e Ata de Assembléia Geral Extraordinária realizada em 23 de maio de 2008,
que alterou o Estatuto Social

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
CNPJ/MF Nº 07.957.093/0001-96
NIRE: 33300278451
Companhia Aberta

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I
NOME, DURAÇÃO, SEDE SOCIAL E OBJETOS

Artigo 1º. A OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A. (doravante denominada “*Sociedade*”) é uma sociedade anônima de capital aberto regida pelos termos deste Estatuto Social, pela Lei nº 6.404/76, e pelas demais disposições aplicáveis em vigor.

Artigo 2º. A Sociedade tem prazo de duração indeterminado.

Artigo 3º. A Sociedade tem a sua sede social na Praia do Flamengo, Nº 154, 7º andar – parte, CEP 22210-030, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro.

Parágrafo Único. A Sociedade poderá abrir, fechar e mudar o endereço de filiais, departamentos, depósitos, escritórios e outros no Brasil ou no exterior, por decisão do Conselho de Administração.

Artigo 4º. Os objetos sociais da Sociedade consistem em (a) explorar, produzir e comercializar petróleo e seus derivados, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, inclusive nas áreas geográficas em relação às quais as concessões da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP tenham sido concedidas, (b) prestar serviços técnicos e outros serviços no setor de petróleo e gás natural, bem como participar de qualquer atividade desse setor, e (c) participar de outras sociedades que se dediquem substancialmente aos mesmos negócios que a Sociedade, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associações com ou sem personalidade jurídica, podendo, inclusive, dentre outros, deter participações no capital da OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA., uma sociedade limitada devidamente constituída de acordo com as leis do Brasil, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda (CNPJ/MF) sob o número 08.926.302/0001-05.

CAPÍTULO II

CAPITAL SOCIAL E AÇÕES

Artigo 5º. O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado em moeda corrente nacional e em bens e direitos, é de R\$2.324.176.536,78 (dois bilhões, trezentos e vinte e quatro milhões, cento e setenta e seis mil, quinhentos e trinta e seis reais e setenta e oito centavos), sendo dividido em 1.029.835.714 (um bilhão, vinte e nove milhões, oitocentos e trinta e cinco mil setecentos e quatorze) ações ordinárias (doravante denominadas “Ações Ordinárias”), 899.500.000 (oitocentos e noventa e nove milhões e quinhentos mil) ações preferenciais Classe A (doravante denominadas “Ações Preferenciais Classe A”) e 89.950.000 (oitenta e nove milhões novecentos e cinquenta mil) ações preferenciais Classe B (doravante denominadas “Ações Preferenciais Classe B” e, em conjunto com as Ações Preferenciais Classe A, as “Ações Preferenciais”), todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

Parágrafo 1º. Cada Ação Ordinária, Ação Preferencial Classe A e Ação Preferencial Classe B terá direito a um voto nas Assembléias Gerais, com a exceção de que as Ações Preferenciais Classe B não terão direito a voto na eleição dos membros do Conselho de Administração da Sociedade.

Parágrafo 2º. Todas as ações da Sociedade estão registradas e são mantidas em conta de depósito em instituição financeira autorizada pela Comissão de Valores Mobiliários (doravante denominada “CVM”), em nome de seus detentores, sem a emissão de certificados. O custo de transferência e averbação, além do custo do serviço de ações escriturais poderão ser cobrados diretamente dos acionistas pela instituição financeira prestadora do serviço de ações escriturais, conforme determinado pelo contrato de manutenção dos registros de ações.

Parágrafo 3º. As Ações Preferenciais Classe A: (a) terão os mesmos direitos de voto que as Ações Ordinárias; (b) terão o direito de receber dividendos não cumulativos, se e quando declarados por uma Assembléia de Acionistas, nas mesmas bases que as Ações Ordinárias; (c) deverão ou poderão ser convertidas em Ações Ordinárias de acordo com os termos do Parágrafo 4 abaixo; e (d) terão prioridade quanto ao recebimento de reembolsos de capital de acordo com o Parágrafo 7 abaixo. As Ações Preferenciais Classe B: (a) terão os mesmos direitos de voto que as Ações Ordinárias e as Ações Preferenciais Classe A, com exceção do direito de votar na eleição dos membros do Conselho de Administração; (b) terão o direito de receber dividendos não cumulativos, se e quando declarados por uma Assembléia de Acionistas, nas mesmas bases que as Ações Ordinárias; (c) deverão ou poderão ser convertidas em Ações Ordinárias de acordo com os termos do Parágrafo 4 abaixo; e (d) terão prioridade quanto ao recebimento de reembolsos de capital de acordo com o Parágrafo 7 abaixo.

Parágrafo 4º. As Ações Preferenciais serão convertidas em Ações Ordinárias, na proporção de uma Ação Ordinária para cada Ação Preferencial, em qualquer das circunstâncias a seguir:

- (a) mediante a consumação de, mas passando a vigorar imediatamente antes de, uma Oferta Pública Qualificada (como abaixo definido);
- (b) mediante a consumação de um Evento de Liquidez (como abaixo definido), que não uma Oferta Pública Qualificada, caso o referido Evento de Liquidez (assumindo a conversão das Ações Preferenciais em Ações Ordinárias e a aplicação da primeira parte do Parágrafo 6(b) deste instrumento) ofereça aos detentores das Ações Preferenciais Classe A um retorno total, na data do Evento de Liquidez, não inferior ao Valor de Atratividade Mínimo do Investidor, como abaixo definido; e
- (c) a qualquer momento, a critério do respectivo detentor;

- (d) para os fins deste Artigo, “Valor de Atratividade Mínimo do Investidor” significa o valor que rende aos detentores de Ações Preferenciais Classe A, em relação a suas Ações Preferenciais Classe A (assumindo um preço de aquisição de US\$1.00 por ação), e aos detentores de Ações Preferenciais Classe B, em relação a suas Ações Preferenciais Classe B (assumindo um preço de aquisição de US\$1.00 por ação), a taxa de retorno de 20% por ano, composta anualmente desde a data da primeira subscrição das Ações Preferenciais (18 de dezembro de 2007), proporcionalmente a qualquer ano parcial, exceto com relação a qualquer período encerrado antes do primeiro aniversário da data da primeira subscrição das Ações Preferenciais, caso em que ela deverá ser uma taxa fixa de 20% (vinte por cento);
- (e) para os fins deste Artigo, “Oferta Pública Qualificada” significa uma oferta pública para subscrição de ações ordinárias que atenda às seguintes condições mínimas: (i) a oferta pública deverá resultar na captação de recursos líquidos totais pela Sociedade de pelo menos o equivalente em Reais a US\$400.000.000,00 (quatrocentos milhões de Dólares Norte-Americanos), (ii) o preço por ação na oferta pública não deverá ser menor que o Preço de Atratividade Mínimo por Ação; ficando ressalvado que se a Oferta Pública Qualificada ocorrer antes de 18 de dezembro de 2008, data do primeiro aniversário da data da primeira subscrição de Ações Preferenciais, o preço por ação na oferta pública não deverá ser menor que o Preço de Referência multiplicado por 1,20 (um vírgula vinte); e (iii) em virtude da Oferta Pública Qualificada, as Ações Ordinárias deverão ser aprovadas para listagem no Novo Mercado da Bovespa, na Bolsa de Valores de Nova York, na NASDAQ, na Bolsa de Valores de Londres, na Bolsa de Valores de Toronto ou em qualquer outra bolsa de valores razoavelmente aceita pelos detentores de uma maioria das Ações Preferenciais Classe A;
- (f) para os fins deste Artigo, “Preço de Atratividade Mínimo por Ação” significa o Valor de Atratividade Mínimo do Investidor dividido pelo número de Ações Preferenciais, conforme ajustado por qualquer Evento Anti-Diluição ou por qualquer Evento de Ajuste de Ação (como abaixo definidos);
- (g) para os fins deste Artigo, “Evento de Liquidez” significa (i) uma Oferta Pública Qualificada, ou (ii) a venda de pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das ações emitidas e em circulação da Sociedade, ou (iii) a liquidação ou a venda de substancialmente todos os ativos da Sociedade, no caso dos itens (ii) e (iii), por preço em forma de dinheiro ou de Valores Mobiliários Negociáveis. O termo “Valores Mobiliários Negociáveis” significa os valores mobiliários de um emissor que (i) estejam listados no Novo Mercado da Bovespa, na Bolsa de Valores de Nova York, na NASDAQ, na Bolsa de Valores de Londres, na Bolsa de Valores de Toronto ou em outra bolsa de valores razoavelmente aceita pela maioria dos detentores das Ações Preferenciais Classe A, (ii) não estejam sujeitos a restrições sobre transferência, e (iii) possua, em um determinado mercado, valor bursátil de pelo menos US\$7,5 bilhões, e ações em circulação que representem um valor de pelo menos US\$3,75 bilhões;
- (h) para os fins deste Artigo, “Preço de Referência” significa, (i) anteriormente ao primeiro Evento Anti-Diluição, US\$1.00 (um Dólar Norte-Americano) e, (ii) após qualquer Evento Anti-Diluição, o valor igual ao Preço de Diluição que tenha dado origem ao mais recente e encerrado Evento Anti-Diluição, em qualquer dos casos, conforme ajustado por qualquer Evento de Ajuste de Ação.

Parágrafo 5º. O número de Ações Preferenciais em circulação deverá estar sujeito a ajustes por desdobramento de ações (ou grupamento de ações, no caso do item (b) apenas) pelos motivos descritos abaixo neste Parágrafo 5:

- (a) qualquer emissão de quaisquer Ações Ordinárias ou equivalentes a elas (incluindo, entre outros, qualquer emissão de ações preferenciais, opções, bônus de subscrição e outros valores mobiliários passíveis de conversão em, exercício ou troca por, Ações Ordinárias) a um preço por ação (doravante denominado “Preço de Diluição”) menor do que o Preço de Referência em vigor imediatamente antes da referida emissão deverá resultar em um desdobramento automático de Ações Preferenciais, de modo que, depois desse desdobramento, o número de Ações Preferenciais em circulação seja igual ao produto (x) do número de Ações Preferenciais em circulação emitidas imediatamente antes da referida emissão, e (y) uma fração cujo numerador seja o Preço de Referência em vigor imediatamente antes da referida emissão e o denominador seja o Preço de Diluição; ficando ressalvado que se o Preço de Diluição for menor do que o preço de subscrição por Ação Ordinária na data de 18 de dezembro de 2007 (devendo o referido preço ser ajustado de acordo com os Eventos de Ajuste de Ação), o Preço de Diluição deverá ser considerado como sendo o preço de subscrição por Ação Ordinária na data de 18 de dezembro de 2007. Qualquer ajuste ao Preço de Referência conforme previsto por este item será doravante denominado neste Estatuto, um “Evento Anti-Diluição”; e
- (b) se, conforme qualquer desdobramento de ações, o exercício de opções, conversão de valores mobiliários, grupamento de ações, pagamento de dividendos em ações, bonificações às Ações Ordinárias ou outra transação similar, exceto no que diz respeito ao exercício do bônus de subscrição emitido em 18 de dezembro de 2007 (doravante denominados “Eventos de Ajuste de Ação”), o número de Ações Ordinárias da Sociedade for aumentado ou reduzido, o número de Ações Preferenciais também deverá ser aumentado ou reduzido, conforme for o caso, proporcionalmente, de forma que as Ações Preferenciais continuem representando a mesma porcentagem do capital social em circulação da Sociedade, depois de um Evento de Ajuste de Ação, como era antes do Evento de Ajuste de Ação.

Parágrafo 6º. Mediante qualquer Evento de Liquidez (que não uma Oferta Pública Qualificada) ou a liquidação e dissolução da Sociedade, (cada um deles doravante denominado um “Evento de Dissolução”), os resultados líquidos disponíveis para distribuição entre os acionistas da Sociedade remanescentes depois da conclusão de qualquer Evento de Dissolução (doravante denominados “Resultados da Dissolução”) deverão ser distribuídos da seguinte forma:

- (a) Primeiro, o equivalente em Reais para cada Dólar norte-americano dos Resultados da Dissolução será distribuído proporcionalmente aos detentores de Ações Preferenciais (e proporcionalmente dentro dessa espécie) à taxa de um valor em Reais equivalente (A) ao Preço de Liquidação de Ação Preferencial por Ação Preferencial dividido (B) pelo Preço Total da Liquidação; e aos detentores de Ações Ordinárias (e proporcionalmente dentro dessa espécie) à taxa de um valor em Reais equivalente (C) ao Preço de Liquidação de Ação Ordinária por Ação Ordinária dividido (D) pelo Preço Total da Liquidação, até que os detentores das Ações Preferenciais e os detentores das Ações Ordinárias tenham recebido, conforme os termos desta Cláusula e quaisquer dividendos anteriores ou outras distribuições de capital referentes ao Evento de Dissolução em questão, um valor total em Reais igual a, com relação às Ações Preferenciais, US\$989.450.000,00 (novecentos e oitenta e nove milhões, quatrocentos e cinquenta mil Dólares Norte-Americanos) e, com relação às Ações Ordinárias, US\$295.550.000,00 (duzentos e noventa e cinco milhões, quinhentos e cinquenta mil Dólares Norte-Americanos);

- (b) Segundo, os Resultados da Dissolução (caso haja algum remanescente depois da distribuição nas proporções previstas no Parágrafo anterior) serão distribuídos proporcionalmente entre todos os acionistas da Sociedade em uma base totalmente diluída, como se convertida;

Ficando ressalvado que se tal Evento de Liquidez (assumindo a conversão das Ações Preferenciais em Ações Ordinárias e a aplicação do primeiro item deste Parágrafo 6(b)), fornecer aos detentores de Ações Preferenciais Classe A um retorno total não inferior ao Valor de Atratividade Mínimo do Investidor, todos os Resultados da Dissolução serão distribuídos de acordo com o primeiro item deste Parágrafo 6 (b).

- (c) Para os fins deste Artigo, “Preço de Liquidação de Ação Preferencial” deverá significar o Preço de Referência na data do Evento de Dissolução;
- (d) Para os fins deste Artigo, “Preço de Liquidação de Ação Ordinária” deverá significar um valor em Reais igual a US\$295.550.000,00 (duzentos e noventa e cinco milhões, quinhentos e cinquenta mil Dólares Norte-Americanos), dividido por 1.029.835.714 (um bilhão, vinte e nove milhões, oitocentos e trinta e cinco mil, setecentos e catorze), estando sujeito aos ajustes pertinentes para refletir qualquer Evento de Ajuste de Ação;
- (e) Para os fins deste Artigo, “Preço Total da Liquidação” significa o Preço de Liquidação de Ação Preferencial mais o Preço de Liquidação de Ação Ordinária.

Parágrafo 7º. A Sociedade não poderá emitir partes beneficiárias.

Artigo 6º. O capital autorizado da Sociedade é de R\$5.000.000.000,00 (cinco bilhões de Reais), sendo que o capital poderá ser aumentado até o limite de tal valor sem a necessidade de alterar o Estatuto Social da Sociedade, por decisão da Assembléia Geral, a qual é competente para estabelecer o preço de emissão e todas as demais condições, bem como os termos para subscrição e pagamento das ações.

Parágrafo 1º. A Sociedade poderá, atuando por decisão da Assembléia Geral, até o limite do capital autorizado estabelecido neste artigo e de acordo com um ou mais plano(s) aprovado(s) pela Assembléia Geral, conceder opções de compra ou subscrição de ações a seus administradores e funcionários e às pessoas que prestem serviços à Sociedade, assim como aos administradores e funcionários de outras empresas que sejam, direta ou indiretamente, controladas pela Sociedade, sem direito preferencial aos acionistas.

Parágrafo 2º. O capital autorizado da Sociedade será ajustado periodicamente pela Assembléia Geral a fim de permitir o exercício de quaisquer bônus de subscrição emitidos e em circulação.

CAPÍTULO III

ADMINISTRAÇÃO

Artigo 7º. A Sociedade deverá ser administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, com os poderes necessários previstos de acordo com os termos deste Estatuto Social e com a lei aplicável.

DIRETORIA

Artigo 8º. A Diretoria, cujos membros deverão ser eleitos e poderão ser destituídos a qualquer momento pelo Conselho de Administração, deverá ser composta por 4 (quatro) Diretores, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro, que também deverá ser o Diretor de Relações com Investidores, um Diretor Operacional e um Diretor Superintendente.

Artigo 9º. Os Diretores deverão ser pessoas físicas residentes e domiciliadas no Brasil, sejam eles acionistas ou não.

Artigo 10. Cada membro da Diretoria deverá assumir o cargo mediante a assinatura do seu termo de posse no Livro de Atas da Diretoria, e cada Diretor deverá estar sujeito às exigências, impedimentos, deveres, obrigações e responsabilidades previstos pela Lei Nº 6.404/76.

Artigo 11. Cada Diretor terá mandato de 1 (um) ano, sendo a reeleição permitida.

Artigo 12. No caso de vacância na Diretoria, a referida vaga deverá ser preenchida pelo Conselho de Administração, devendo uma reunião do Conselho de Administração ser convocada para esta finalidade dentro de 15 dias depois da data em que verificada a vaga em questão.

Artigo 13. A remuneração anual dos Diretores deverá ser estabelecida pela Assembléia Geral.

Artigo 14. A Diretoria deverá realizar todas as reuniões no Brasil, em qualquer momento solicitado por qualquer um de seus membros ou pelos negócios e atividades da Sociedade. Essas reuniões deverão ser convocadas pelo Diretor Presidente mediante a entrega de um aviso por escrito com antecedência mínima de dois dias úteis a cada Diretor, aviso este que deverá conter uma descrição dos assuntos a serem discutidos e a data, o horário e o local da reunião. As atas de cada reunião da Diretoria deverão ser transcritas no Livro de Atas da Diretoria, e cópias dessas atas deverão ser entregues a todos os Diretores e ao Conselho de Administração.

Artigo 15. Em todas as reuniões da Diretoria, a presença da maioria dos Diretores presentes pessoalmente deverá constituir quórum para instalação de uma reunião devidamente convocada. Todas as questões apresentadas à Diretoria deverão ser decididas pelo voto afirmativo da maioria dos Diretores; sendo que, em caso de empate, o Diretor Presidente terá direito ao voto de qualidade.

Artigo 16. A Diretoria será incumbida da administração diária e das operações da Sociedade, assim como terá autoridade para tomar todas as medidas necessárias ou convenientes para tanto, com exceção daquelas medidas que precisam ser autorizadas pela Assembléia Geral ou pelo Conselho de Administração, conforme for o caso, de acordo com os termos deste Estatuto Social, da lei aplicável ou do acordo de acionistas firmado pelos acionistas e devidamente arquivado na sede social da Sociedade.

Artigo 17. A representação da Sociedade, ativa ou passiva, em juízo ou fora dele, , perante qualquer órgão governamental federal, estadual ou municipal ou perante quaisquer terceiros, bem como a assinatura de quaisquer documentos públicos ou particulares, letras de câmbio e cartas de crédito, cheques, ordens de pagamento, acordos e quaisquer outros documentos que, em cada caso, possam impor à Sociedade qualquer obrigação ou responsabilidade, ou eximam a Sociedade de qualquer obrigação ou responsabilidade, se fará como a seguir:

- a) em obrigações de até R\$10.000.000,00 (dez milhões de Reais), (i) por quaisquer dois Diretores, atuando conjuntamente; (ii) por qualquer Diretor, atuando em conjunto com um procurador; (iii) ou por quaisquer dois procuradores, atuando conjuntamente;
- b) em obrigações superiores a R\$10.000.000,00 (dez milhões de Reais), dois Diretores atuando conjuntamente; ficando ressalvado que um deles deverá ser o Diretor Superintendente.

Artigo 18. Procuções poderão ser outorgadas em nome da Sociedade pelo Diretor Superintendente agindo isoladamente, e deverão prever especificamente os poderes que estão sendo outorgados, e deverão ser válidas por um período de tempo limitado, sendo que esse período de tempo não poderá exceder um ano, exceto no caso de procuções outorgadas com poderes da cláusula *ad judicia*, que poderá ser outorgada sem prazo determinado. Não obstante o acima exposto, no que diz respeito a qualquer matéria que deva ser aprovada pela Assembléia Geral ou pelo Conselho de Administração conforme os termos deste Estatuto Social, da lei aplicável ou do acordo de acionistas firmado entre os acionistas e devidamente arquivado na sede social da Sociedade, os referidos Diretores somente poderão outorgar os poderes que sejam autorizados pela Assembléia Geral ou pelo Conselho de Administração, conforme for o caso.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Artigo 19. O Conselho de Administração, cujos membros deverão ser eleitos e poderão ser destituídos a qualquer momento pela Assembléia Geral, será composto por 9 (nove) membros. Todos os Conselheiros deverão ser acionistas da Sociedade, residentes ou não no Brasil. Dentre os Conselheiros, um deverá ser nomeado pelo Conselho de Administração como Presidente do Conselho de Administração.

Parágrafo 1º. Um mínimo de 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração deverá ser de Membros Independentes do Conselho, conforme os termos do Parágrafo 2º deste Artigo. Quando, observando a porcentagem mencionada neste Parágrafo 1º, houver um número fracionário de Membros Independentes do Conselho, o número deverá ser arredondado para um número inteiro (i) imediatamente maior, quando a fração for igual ou maior que cinco décimos (0,5); ou (ii) imediatamente menor, quando a fração for menor que cinco décimos (0,5).

Parágrafo 2º. Para fins do presente Artigo, "Membro Independente do Conselho" é aquele definido como tal no Regulamento de Listagem do Novo Mercado e expressamente declarado na Assembléia Geral que o eleger.

Artigo 20. Os Conselheiros serão eleitos com mandato unificado de 1 (um) ano, compreendido como o período entre 2 (duas) Assembléias Ordinárias de Acionistas, sendo a reeleição autorizada.

Artigo 21. Cada membro do Conselho de Administração tomará posse mediante a assinatura do termo no Livro de Atas do Conselho de Administração, e cada Conselheiro deverá estar sujeito às exigências, impedimentos, deveres, obrigações e responsabilidades previstos pela Lei Nº 6.404/76.

Artigo 22. No caso de vacância no Conselho de Administração, a Assembléia de Acionistas deverá ser convocada dentro de 15 dias da data do surgimento da vaga em questão para eleger o membro que irá ocupá-la.

Artigo 23. A remuneração anual dos membros do Conselho de Administração deverá ser determinada e distribuída entre os Conselheiros conforme aprovado pela Assembléia de Acionistas.

Artigo 24. O Conselho de Administração deverá se reunir dentro de 60 (sessenta) dias depois do encerramento de cada exercício fiscal, e não menos que uma vez a cada 2 (dois) meses, até 31 de dezembro de 2008, e pelo menos uma vez em cada trimestre civil depois dessa data.

Artigo 25. As reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas pelo Presidente do Conselho de Administração ou por quaisquer outros dois conselheiros em conjunto, mediante a entrega de aviso escrito com pelo menos 7 (sete) dias úteis de antecedência a cada Conselheiro, sendo que o referido aviso deverá conter uma descrição das questões a serem discutidas e a data, o horário e o local da reunião, conforme previsto pelos termos deste Estatuto Social, da lei aplicável e conforme possa ser regulado por acordo de acionistas firmado entre os acionistas e devidamente arquivado na sede social da Sociedade. As atas de reunião do Conselho de Administração deverão ser transcritas no Livro de Atas do Conselho de Administração, devendo ser assinadas por todos os Conselheiros presentes na reunião em questão.

Artigo 26. Para fins de constituição de um quórum em qualquer reunião devidamente convocada do Conselho de Administração, a presença de uma maioria dos Conselheiros presentes pessoalmente será exigida. A presença por conferência telefônica deverá constituir participação válida para fins de constituição de quórum e para todos os outros fins, desde que o Conselheiro que participar por conferência telefônica envie o seu voto em qualquer questão decidida imediatamente o encerramento das discussões, de forma que o Presidente do Conselho possa preparar a respectiva ata da reunião.

Artigo 27. Se não houver quórum em qualquer reunião do Conselho de Administração devidamente convocada, os Conselheiros presentes na referida reunião poderão adiá-la, e a reunião adiada deverá ser novamente convocada pelo Presidente do Conselho de Administração ou por qualquer outro Conselheiro presente na reunião em questão mediante a entrega de um aviso por escrito com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis para cada Conselheiro, de acordo com os termos deste Estatuto Social, da lei aplicável e conforme possa ser regulamentado por acordo de acionistas firmado entre os acionistas e devidamente arquivado na sede social da Sociedade.

Artigo 28. Independentemente das formalidades previstas nos Artigos de 24 a 27, qualquer reunião com a presença de todos os membros do Conselho de Administração será considerada como tendo sido regularmente realizada.

Artigo 29. Cada Conselheiro terá direito a um voto nas questões apresentadas ao Conselho de Administração. Caso este Estatuto Social não preveja o contrário, todas as referidas questões deverão ser decididas pelo voto afirmativo da maioria dos Conselheiros presentes em qualquer reunião em que haja quórum para instalação.

Artigo 30. Não obstante qualquer disposição em contrário constante neste instrumento, as medidas a seguir somente serão tomadas pela Sociedade com a aprovação prévia do Conselho de Administração:

- I. decidir sobre as diretrizes gerais e condução dos negócios da Sociedade;
- II. eleger e destituir Diretores e determinar suas atribuições;
- III. supervisionar a administração pelos Diretores, examinar os livros e registros da Sociedade a qualquer momento, solicitar informações sobre contratos assinados ou a serem assinados, e quaisquer outros atos a serem praticados;
- IV. convocar a Assembléia de Acionistas a seu critério ou no caso mencionado no artigo 132 da Lei Nº 6.404/76;
- V. manifestar-se sobre o relatório da administração e nas contas da Diretoria;
- VI. autorizar a alienação de ativos permanentes que, considerados individualmente ou como um todo, representem valores superiores a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de Reais) ou 3% (três por cento) do patrimônio líquido da Sociedade, constante do último balanço patrimonial aprovado, o que for maior, exceto conforme de outro modo expressamente previsto no Plano de Negócios aprovado pela Assembléia Geral;

- VII. distribuir entre os Conselheiros e Diretores, individualmente, a remuneração anual total dos administradores estipulada pela Assembléia Geral;
- VIII. deliberar sobre a aquisição pela Sociedade de suas próprias ações, as quais deverão ser mantidas em tesouraria e/ou subseqüentemente canceladas ou alienadas;
- IX. autorizar todos os atos, documentos e acordos que estabeleçam obrigações, responsabilidades ou desembolso de recursos da Sociedade superiores a um valor correspondente a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de Reais) ou 3% (três por cento) do patrimônio líquido da Sociedade, conforme constante do último balanço patrimonial aprovado, o que for maior, exceto conforme de outro modo expressamente previsto no Plano de Negócio aprovado pela Assembléia Geral;
- X. deliberar sobre qualquer questão submetida a sua apreciação pela Diretoria;
- XI. participar de *joint ventures*, adquirir direitos de participação em outra pessoa jurídica, ou adquirir todos ou substancialmente todos os ativos de uma outra pessoa jurídica, com exceção de investimentos em ações e aquisições de ativos com um valor de mercado total de R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de Reais) ou menos em qualquer exercício, e exceto conforme de outro modo expressamente previsto no Plano de Negócios aprovado pela Assembléia de Acionistas;
- XII. iniciar ou acordar a respeito de qualquer litígio relevante;
- XIII. nomear e demitir auditores e alterar as políticas contábeis da Sociedade;
- XIV. aprovar qualquer das matérias previstas acima no que diz respeito a sociedades controladas, direta ou indiretamente, pela Sociedade e por suas subsidiárias, em com relação ao exercício de direitos de voto em sociedades controladas ou não pela Sociedade ou por suas subsidiárias.

Artigo 31. O Conselho de Administração deverá ter um Comitê de Auditoria permanente, o qual deverá ser formado por 3 (três) membros nomeados por deliberação do Conselho de Administração, sendo admitida a reeleição. O Comitê de Auditoria terá a função de assessorar o Conselho de Administração em seus deveres, em particular no que diz respeito a questões de contabilidade e auditoria. A maioria dos membros do Comitê de Auditoria deverá ser independente, conforme este termo é usado no Artigo 19, Parágrafo 2 deste Estatuto. A remuneração dos membros do Comitê de Auditoria deverá ser determinada pelo Conselho de Administração dentro dos limites previstos no Plano de Negócios.

CAPÍTULO IV ASSEMBLÉIAS GERAIS

Artigo 32. As Assembléias Gerais, sejam elas ordinárias ou extraordinárias, serão convocadas por anúncio com antecedência mínima de 15 (quinze) dias pelo Presidente do Conselho de Administração, por quaisquer dois Conselheiros, ou pelos acionistas nos casos previstos pela lei aplicável, e de acordo com as formalidades previstas pela Lei nº 6.404/76.

Artigo 33. A Assembléia Geral deverá ser presidida por um acionista nomeado pela maioria simples dos votos dos acionistas presentes, quem, por sua vez, deverá nomear, dentre as pessoas presentes, o secretário da Assembléia Geral. As atas de cada Assembléia Geral deverão ser transcritas pelo Secretário no Livro de Atas das Assembléias de Acionistas e assinadas por todos os acionistas presentes à Assembléia Geral.

Artigo 34. A Assembléia Geral será ordinária ou extraordinária, conforme segue:

- a) ordinárias, a ocorrer dentro dos primeiros quatro meses depois do encerramento de cada exercício fiscal, de acordo com o Artigo 132 da Lei Nº 6.404/76; e
- b) extraordinárias, a ocorrer sempre que necessário.

Artigo 35. A Assembléia Geral deverá decidir os assuntos previstos a seguir e quaisquer outros previstos pela lei aplicável pela maioria de votos dos acionistas presentes, sem computar os votos em branco ou, de outra forma, conforme previsto em acordo de acionistas firmado entre os acionistas e devidamente arquivado na sede social da Sociedade:

- a) tomar as contas administrativas e examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;
- b) eleger e destituir os membros do Conselho de Administração;
- c) determinar a remuneração anual total dos membros do Conselho de Administração, do Comitê de Auditoria e da Diretoria, assim como a remuneração dos membros do Conselho Fiscal, se instalado;
- d) alterar o Estatuto Social;
- e) declarar ou pagar quaisquer dividendos ou fazer outras distribuições de ativos ou bens da Sociedade ou de qualquer uma de suas subsidiárias aos seus respectivos acionistas;
- f) contratar qualquer negócio ou série de negócios com pessoa jurídica que seja parte relacionada à Sociedade, a qualquer uma de suas subsidiárias ou a qualquer um de seus acionistas e suas respectivas coligadas;
- g) aprovar ou prestar garantias pela Sociedade ou por qualquer uma de suas subsidiárias, em benefício de qualquer terceiro, com exceção daquelas em benefício das subsidiárias como exigido pela ANP com relação aos contratos de concessão;
- h) aprovar ou completar qualquer fusão, dissolução, liquidação, encerramento, consolidação, reestruturação corporativa, recapitalização, cisão ou incorporação da Sociedade ou de qualquer uma de suas subsidiárias, ou de qualquer sociedade na Sociedade, e a incorporação de ações envolvendo a Sociedade ou qualquer subsidiária;

- i) aumentar o capital social, dentro ou acima do limite do capital autorizado, ou emitir valores mobiliários que confirmem direitos patrimoniais, valores mobiliários conversíveis em ações ou opções, bônus de subscrição ou outros direitos de aquisição de ações da Sociedade ou de qualquer uma de suas subsidiárias;
- j) emitir qualquer título de dívida ou a prestação de qualquer garantia pela Sociedade ou por qualquer subsidiária;
- k) contratar qualquer negócio que seja, ou que resulte em, (i) um Evento de Liquidez que, depois de levar em consideração a conversão das Ações Preferenciais em Ações Ordinárias, caso haja, possa não representar aos detentores de Ações Preferenciais Classe A um retorno total, na data do Evento de Liquidez, pelo menos igual ao Valor de Atratividade Mínimo do Investidor, ou (ii) uma transação que possa ser um Evento de Liquidez, mas com a totalidade ou qualquer parte da contraprestação em uma forma que não dinheiro ou Valores Mobiliários Comerciais;
- l) participar ou conduzir qualquer linha de negócios que não os negócios da Sociedade (conforme descrito no Plano de Negócios);
- m) aprovar a apresentação voluntária de um pedido de encerramento, dissolução ou liquidação, autorizar qualquer pedido de falência ou pedido de recuperação judicial pela Sociedade ou por qualquer subsidiária;
- n) aprovar o resgate, recompra ou amortização de valores mobiliários que confirmem direitos patrimoniais ou de valores mobiliários conversíveis em ações da Sociedade ou de qualquer subsidiária ou a redução do capital da Sociedade ou de qualquer subsidiária;
- o) aprovar qualquer alteração ou modificação dos direitos ou vantagens das ações da Sociedade, incluindo as Ações Preferenciais;
- p) aprovar a transferência, venda, arrendamento, penhor, permuta ou outra alienação, seja em uma única transação ou em um grupo ou série de transações relacionadas, de uma parte substancial dos ativos da Sociedade ou de qualquer uma de suas subsidiárias;
- q) aprovar a aquisição de participação em contratos de concessão pela Sociedade ou por qualquer uma de suas subsidiárias, com exceção daqueles expressamente incluídos no Plano de Negócios;
- r) aprovar a assinatura de contrato ou de uma série de contratos de valor igual ou maior que R\$20.000.000,00 e/ou com prazo de 12 meses ou mais, com exceção de contratos que (A) estiverem expressamente previstos no Plano de Negócios, e (B) forem celebrados com relação à compra, desenvolvimento e/ou exploração dos contratos de concessão adquiridos na 9ª Rodada da ANP;
- s) aprovar a assinatura de qualquer contrato de associação (*joint venture*), contrato de desenvolvimento conjunto (*joint development agreement*), acordo de *farm-out* ou outro acordo similar, com exceção daqueles expressamente incluídos no Plano de Negócios;
- t) aprovar a criação de, e qualquer alteração de programa de opção de ações para os administradores e funcionários da Sociedade ou de quaisquer subsidiárias e para as pessoas naturais que preste serviços à Sociedade ou a qualquer de suas subsidiárias;
- u) aprovar o Plano de Negócio e qualquer de suas alterações;

- v) eleger o liquidante, assim como o Conselho Fiscal, para trabalhar durante o período de liquidação;
- w) deliberar sobre o cancelamento do registro da Sociedade como uma sociedade de capital aberto na CVM;
- x) deliberar sobre a adesão ou a retirada da Sociedade do Regulamento de Listagem do Novo Mercado (doravante denominados “Novo Mercado”) da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA;
- y) deliberar sobre qualquer questão submetida à sua apreciação pelo Conselho de Administração; ou
- z) concordar em tomar qualquer medida relacionada a qualquer um dos itens acima.

CAPÍTULO V

CONSELHO FISCAL

Artigo 36. A Sociedade não deverá ter um Conselho Fiscal permanente. O Conselho Fiscal deverá ser instalado somente mediante deliberação da Assembléia Geral, na forma da lei. O Conselho Fiscal, quando instalado, deverá ser composto por, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 5 (cinco) membros, com número igual de suplentes, sejam eles acionistas ou não, eleitos pela Assembléia Geral, sendo a reeleição admitida, os quais terão as atribuições previstos em lei. A remuneração e o prazo de mandato dos membros do Conselho Fiscal deverão ser fixados na Assembléia Geral que os eleger.

CAPÍTULO VI

EXERCÍCIO FISCAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E LUCROS

Artigo 37. O exercício social da Sociedade inicia-se em 1º de janeiro e encerra-se em 31 de dezembro de cada ano. No encerramento de cada exercício social, as demonstrações financeiras anuais deverão ser preparadas pela administração da Sociedade, observando-se os preceitos legais pertinentes.

Artigo 38. A Sociedade poderá, a qualquer tempo, preparar demonstrações financeiras intermediárias para cumprir com determinações legais ou se assim melhor lhe aprouver, inclusive a demonstração de dividendos intermediários.

Artigo 39. O lucro líquido de cada exercício social deverá ter a seguinte destinação:

- (a) 5% (cinco por cento) para constituição da reserva legal, a qual não deverá exceder 20% (vinte por cento) do capital social;
- (b) 0,001% do lucro líquido será distribuído como dividendo mínimo obrigatório aos acionistas, em conformidade com as disposições do Artigo 202 da Lei nº 6.404/76; e

o saldo remanescente do lucro líquido, após a destinação contida nos itens (a) e (b) anteriores, será destinado a criação de uma reserva estatutária, a qual não deverá exceder o valor do capital social. A reserva estatutária terá por finalidade financiar o desenvolvimento, o crescimento e a expansão dos negócios da Sociedade. Depois que o limite da reserva de lucros for alcançado, o saldo poderá ser distribuído aos acionistas como um dividendo adicional, se aprovado pelos acionistas na Assembléia de Acionistas relevante.

Artigo 40. A Sociedade poderá pagar a seus acionistas, mediante a aprovação da Assembléia Geral, juros sobre o capital próprio, os quais serão computados como parte do dividendo mínimo obrigatório devido aos acionistas nos termos do item (b) do Artigo 39 supra.

CAPÍTULO VII ARBITRAGEM

Artigo 41. A Sociedade, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal, deverão envidar os seus melhores esforços para resolver quaisquer questões, discrepâncias, litígios ou reivindicações decorrentes da, ou relacionados à, aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos das disposições da Lei Nº 6.404/76, do Estatuto Social da Sociedade, dos acordos de acionistas arquivados na sede social da Sociedade, das normas adotadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como quaisquer outras normas aplicáveis à Sociedade. Caso surja qualquer litígio, a Sociedade deverá notificar as partes sobre o litígio para que elas possam chegar a um acordo, dentro de 30 (trinta) dias a contar da notificação, por meio de negociações de boa-fé.

Se as partes não chegarem a um acordo dentro do período de tempo estabelecido acima, a questão deverá ser resolvida definitiva e exclusivamente, sem recorrer à apelação, por uma arbitragem definitiva e vinculante, a qual deverá ser realizada em Brasília, Brasil, por e conforme as Normas de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (doravante denominadas "Normas da ICC"). Se as normas estabelecidas pela ICC forem inaplicáveis a qualquer aspecto processual, elas deverão ser complementadas pelas disposições relevantes da Lei Federal Nº 9.307, de 23 de setembro de 1996.

Deverá haver apenas 1 (um) único árbitro. O árbitro deverá ser nomeado pelo Tribunal Arbitral da Câmara de Comércio Internacional (doravante denominada "ICC"), de acordo com as Normas da ICC. Neste aspecto, a Sociedade, os acionistas, os administradores e os membros do Conselho Fiscal renunciam, neste ato, em caráter expresso e irrevogável, ao direito de nomear o árbitro, e aceitam a nomeação que a ICC vier a fazer. A nomeação do árbitro deverá ser feita pela ICC dentro de 15 (quinze) dias depois que ela receber o aviso de arbitragem por escrito. O árbitro deverá ser um advogado, ter conhecimento sobre as leis do Brasil, e estar familiarizado com as transações comerciais internacionais. O árbitro terá que ser fluente em inglês e em português. O árbitro não deverá ser uma pessoa relacionada, parente, gerente, diretor, funcionário ou agente de, ou ter uma relação comercial substancial (ou seja, maior ou igual a cinco anos) passada ou contínua com qualquer uma das partes do litígio, ou com qualquer um dos gerentes, diretores, funcionários ou agentes de qualquer uma das partes do litígio ou de suas respectivas coligadas.

A arbitragem deverá ser realizada em inglês. Qualquer parte da arbitragem poderá apresentar ao árbitro provas em inglês ou em português. O árbitro deverá permitir vasta apresentação de documentos pelas partes da arbitragem e testemunho por depoimentos de testemunhas. O árbitro deverá decidir sobre todas as questões relacionadas à controvérsia, litígio, questão ou reivindicação. No entanto, a menos que mutuamente acordado entre as partes, o árbitro não deverá estar autorizado nem deverá ter poderes para decidir sobre diferenças comerciais legítimas entre as partes que possam resultar em impasses ou na impossibilidade de mutuamente tomarem decisões comerciais.

Os processos arbitrais previstos por este instrumento poderão ser consolidados a outros processos arbitrais pendentes entre as partes, suas respectivas coligadas ou qualquer outra empresa, caso os referidos processos arbitrais sejam decorrentes das transações contempladas pelo presente instrumento ou estejam relacionados ao mesmo objeto. A consolidação dos processos arbitrais será feita por uma ordem do árbitro em qualquer uma das causas pendentes ou, se o árbitro não proferir tal ordem, qualquer uma das partes poderá requerer essa ordem a um tribunal de jurisdição competente.

A decisão do árbitro deverá ser definitiva e vinculante às partes. Pelo presente instrumento, as partes renunciam a qualquer direito de revisão ou apelação a respeito das questões de direito e de quaisquer outras questões ou assuntos. A sentença referente a qualquer decisão proferida pelo árbitro poderá ser proferida por qualquer tribunal de jurisdição competente. Caso qualquer ação de execução seja instaurada, nenhuma das partes tentará invalidar ou modificar a decisão do árbitro ou, de outra forma, invalidar ou prejudicar os procedimentos previstos nesta Cláusula como os únicos e exclusivos meios de resolver ou liquidar o litígio em questão. Os honorários do árbitro e os demais custos razoáveis e documentados da parte vencedora da arbitragem, incluindo os honorários advocatícios razoáveis, deverão ser arcados conforme estabelecido pelo árbitro.

Não obstante o acima exposto, nenhuma disposição constante nesta Cláusula deverá impedir qualquer uma das partes de pleitear medida cautelar ou liminar, temporária ou permanente, de um tribunal de jurisdição competente. Além do permitido pelas Normas da ICC, qualquer uma das partes poderá solicitar ao árbitro a execução de medidas preventivas ou interinas, incluindo liminares de natureza proibitiva, execução específica ou a decisão de danos apurados ou multas no caso de uma das partes deixar de cumprir com qualquer medida preventiva ou interina. As Partes elegem o foro de Brasília, Brasil, para a obtenção de execução de uma decisão arbitral ou declaração de sua nulidade, ou medida cautelar ou liminar, temporária ou permanente, de acordo com os termos da Lei Nº 9.307 de 23 de setembro de 1996, mediante solicitação de qualquer uma das partes.

As partes reconhecem e instruem o árbitro a levar em consideração, ao determinar qual remédio jurídico deve ser concedido à parte vencedora da arbitragem, que (i) os direitos das partes descritos por este instrumento são únicos, e apenas danos monetários devidos à quebra deste instrumento não consistirão um remédio jurídico adequado, (ii) o prazo e o cumprimento de suas disposições são essenciais para o presente instrumento; e (iii) qualquer parte lesada por uma quebra das disposições do presente Estatuto terá direito ao desempenho específico, medidas cautelares temporárias e medidas liminares. Nenhuma disposição constante nesta Cláusula deverá ser interpretada a fim de limitar os direitos das Partes de buscar danos monetários além do desempenho específico ou no caso de o desempenho específico não ser possível devido à natureza do litígio.

A menos que de outro modo exigido pelas Normas da ICC, todos e quaisquer documentos e informações trocados entre as partes ou fornecidos ao árbitro com relação a um litígio submetido à arbitragem deverão ser considerados como sendo informações confidenciais.

Caso algum litígio surja depois de uma Oferta Pública Qualificada na Listagem de Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA, todas as controvérsias que vierem a surgir serão submetidas às normas previstas nos Regulamentos de Listagem do Novo Mercado, no Contrato de Participação no Novo Mercado e nos Regulamentos de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado. Assim sendo, neste caso, os árbitros deverão ser nomeados de acordo com os regulamentos do Novo Mercado.

CAPÍTULO VIII

ENCERRAMENTO E DISSOLUÇÃO

Artigo 42. A Sociedade se dissolverá e entrará em liquidação nos casos previstos em lei, pelo modo que for estabelecido pela Assembléia Geral, a qual designará o liquidante e deverá instalar o Conselho Fiscal para funcionar durante o período da liquidação.

CAPÍTULO IX

DISPOSIÇÕES GERAIS

Artigo 43. As disposições constantes de quaisquer acordos de acionistas devidamente arquivados na sede social da Sociedade, na forma do Artigo 118 da Lei Nº 6.404/76, prevalecerão entre os acionistas no caso de conflito entre as disposições deste Estatuto Social e quaisquer outras disposições.

Artigo 44. Os acordos de acionistas arquivados na sede social da Sociedade obrigarão a Sociedade e seus acionistas signatários. Qualquer pessoa que estiver conduzindo ou registrando os procedimentos de qualquer Assembléia Geral ou de qualquer reunião do Conselho de Administração estará expressamente proibida de computar quaisquer votos de acionistas ou de membros do Conselho de Administração proferidos em violação aos termos dos acordos de acionistas arquivados na sede social da Sociedade. A Sociedade também está expressamente proibida de reconhecer e registrar em seus livros qualquer transferência de ações, qualquer ônus sobre ações e/ou qualquer cessão de direito de preferência referente à subscrição de ações ou de outros valores mobiliários de emissão da Sociedade, que seja inconsistente com os termos dos referidos acordos de acionistas.

Artigo 45. Todos e quaisquer parâmetros de preço e valor previstos neste Estatuto Social referenciados em dólares norte-americanos deverão ser feitos como se convertidos em Reais, com base na média da taxa cambial comercial de compra/venda de Dólares Norte-Americanos divulgada pelo Sistema de Informações do Banco Central do Brasil – SISBACEN em relação à referida data, por meio da transação PTAX 800, Opção 5, taxas contábeis, divulgada no dia útil imediatamente anterior ao evento em questão.

OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

CNPJ/MF: 07.957.093/0001-96

NIRE: 33.3.0027845-1

ATA SUMÁRIA DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA
REALIZADA EM 23 DE MAIO DE 2008.

- I. **DATA, HORA E LOCAL DA ASSEMBLÉIA:** Às 15:00 horas do dia 23 de maio de 2008, na sede social da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. ("Companhia"), situada na Praia do Flamengo, nº 154, 7º andar, parte, Flamengo, Rio de Janeiro/RJ, CEP 22.210-030.
- II. **PRESENÇA:** Presente a totalidade dos Acionistas.
- III. **CONVOCAÇÃO:** Editais de convocação publicados nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e Diário Mercantil, ambos em suas edições de 08, 09, 10 e 12 de maio de 2008, conforme disposto no artigo 124, inciso II da Lei n.º 6.404/76. Não obstante, a presença da totalidade dos acionistas os permite deliberar sobre matérias que originalmente não constavam da convocação publicada nos periódicos.
- IV. **MESA:** Nos termos do Artigo 33 do Estatuto Social da Companhia e ainda do Artigo 128 da Lei n.º 6.404/76, os acionistas presentes escolheram, por unanimidade e sem reservas, o Sr. Paulo Gouvêa para exercer a função de Presidente da Assembléia e a Sra. Lucia Regina Guimarães Motta Zalán para exercer a função de Secretária da Assembléia.
- V. **ORDEM DO DIA:** (i) Grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, tanto ordinárias quanto preferenciais classes A e B, à razão de 121,1448:1, de forma que cada 121,1448 ações de emissão da Companhia correspondam a 1 (uma) ação após o grupamento, mantidas as respectivas espécies e classes; (ii) Alteração do *caput* do Artigo 5º do Estatuto Social da Companhia, em decorrência da matéria descrita no item (i) acima; e (iii) Alteração do Bônus de Subscrição emitido pela Companhia, em decorrência da matéria descrita no item (i) acima.
- VI. **DELIBERAÇÕES:** Depois de prestados os esclarecimentos necessários, os acionistas

presentes, por voto favorável de todos os acionistas com exceção do Morgan Stanley Uruguay Ltda., que se absteve, decidiram:

(i) Aprovar o grupamento da totalidade das ações representativas do capital social da Companhia, tanto ordinárias quanto preferenciais classes A e B, à razão de 125:1, de forma que cada 125 ações de emissão da Companhia correspondam a 1 (uma) ação após o grupamento, mantidas as respectivas espécies e classes, e o valor do capital social da Companhia, de modo que as ações representativas do capital da Companhia sejam distribuídas entre os acionistas na mesma proporção detida por cada um deles anteriormente ao grupamento de ações. O acionista controlador Centennial Asset Mining Fund LLC doará as ações ordinárias aos demais acionistas detentores de ações ordinárias de modo a evitar frações de ações no grupamento. O acionista controlador Ontario Teachers' Pension Plan Board doará as ações preferenciais Classe A aos demais acionistas detentores de ações preferenciais Classe A de modo a evitar frações de ações no grupamento. As frações de ações ordinárias e preferenciais Classe B detidas pelo acionista controlador Centennial Asset Mining Fund LLC após o grupamento e doação de ações previstos acima serão canceladas, sem reembolso;

(ii) Aprovar a alteração do caput do Artigo 5º do Estatuto Social da Companhia, o qual passa a vigorar com a seguinte redação:

"Artigo 5. O capital social da Companhia, totalmente subscrito e integralizado em moeda corrente nacional e em bens e direitos, é de R\$ 2.324.176.536,78 (dois bilhões, trezentos e vinte e quatro milhões, cento e setenta e seis mil, quinhentos e trinta e seis reais e setenta e oito centavos), sendo dividido em 8.238.685 (oito milhões, duzentas e trinta e oito mil seiscentas e oitenta e cinco) ações ordinárias (doravante denominadas "Ações Ordinárias"), 7.196.000 (sete milhões, cento e noventa e seis mil) ações preferenciais Classe A (doravante denominadas "Ações Preferenciais Classe A") e 719.600 (setecentas e dezenove mil) ações preferenciais Classe B (doravante denominadas "Ações Preferenciais Classe B" e, em conjunto com as Ações Preferenciais Classe A, as "Ações Preferenciais"), todas nominativas escriturais e sem valor nominal."

(iii) Aprovar a alteração do Bônus de Subscrição emitido pela Companhia, que será substituído pelo Aditivo ao Bônus de Subscrição que é parte integrante desta ata como seu anexo I. O acionista Centennial Asset Mining Fund LLC declarou-se impedido de votar por ser o detentor do referido Bônus de Subscrição. Nesse sentido, a totalidade dos acionistas detentores de ações preferenciais

Classe A, com exceção do Morgan Stanley Uruguay Ltda. que se absteve, autoriza a diretoria da Companhia a firmar o Aditivo ao Bônus de Subscrição anexo a esta ata.

(iv) Eleger como novos membros do Conselho de Administração da Companhia, com mandato unificado com os demais membros até a Assembléia Geral Ordinária do exercício social de 2009, os Srs. RODOLPHO TOURINHO NETO, brasileiro, divorciado, economista, portador da carteira de identidade nº 431575-80, emitido pelo CER-CAS, inscrito no CPF/MF sob o nº 046.999.205-00, residente e domiciliado na Cidade e Estado de São Paulo, na Rua Bela Cintra, nº 2.080, apto. 61; e PEDRO SAMPAIO MALAN, brasileiro, divorciado, economista, domiciliado na Cidade e Estado do Rio de Janeiro, na Rua de Itaúna, nº 177, apto 402, Jardim Botânico, portador da carteira de identidade nº 1.641.979, expedida pelo IFP, inscrito no CFP/MF sob o nº 028.297.227-91. Os membros do Conselho de Administração ora eleitos são membros independentes, nos termos da definição prevista no Regulamento do Novo Mercado da Bolsa de Valores do Estado de São Paulo – BOVESPA. Os Conselheiros ora eleitos declararam não estar inabilitados ou incursos em nenhum dos crimes previstos em lei que os tornem inelegíveis para os cargos de administração para os quais foram eleitos. A acionista CENTENNIAL ASSET MINING FUND LLC cede, neste ato, em caráter fiduciário, 1 (uma) ação de emissão da Companhia a cada membro do seu Conselho de Administração ora eleito.

(v) Aumentar o número de membros do Conselho de Administração da Companhia, aprovando a alteração do caput do Artigo 19 do Estatuto Social da Companhia, o qual passa a vigorar com a seguinte redação:

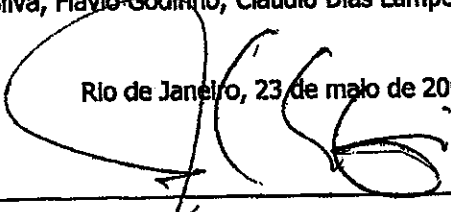
"Artigo 19. *O Conselho de Administração, cujos membros deverão ser eleitos e poderão ser destituídos a qualquer momento pela Assembléia Geral, será composto por 10 (dez) membros. Todos os Conselheiros deverão ser acionistas da Sociedade, residentes ou não no Brasil. Dentre os Conselheiros, um deverá ser nomeado pelo Conselho de Administração como Presidente do Conselho de Administração."*

VII. **DOCUMENTOS ASSINADOS:** Fica arquivado na sede da Companhia e autenticado pela Mesa o Aditivo ao Bônus de Subscrição assinado pela Companhia e pela Centennial Asset Mining Fund LLC., que depois de lido, discutido e aprovado pelos acionistas presentes com voto favorável de todos com exceção da Centennial Asset Mining Fund LLC e da Morgan Stanley Uruguay Ltda., que se abstiveram, passa a constituir o Anexo I da presente Ata.

VIII. **ENCERRAMENTO:** Às 16 horas, nada mais havendo a tratar, deram por encerrada a Assembléia. Os acionistas presentes autorizaram, ainda, a lavratura da presente ata em sua forma sumária, que lida e achada conforme, vai devidamente assinada pelos presentes, bem como aprovaram sua publicação com omissão das assinaturas da totalidade dos acionistas, nos termos dos parágrafos 1º e 2º do artigo 130 da Lei no. 6.404/76.

IX. **ACTIONISTAS PRESENTES:** Centennial Asset Mining Fund LLC; Ontario Teachers' Pension Plan Board; ZAM Ventures, L.P.; ZAM Holdings, L.P.; UBS Prestige Fund II LLC – Class 43; GIF Saturn LLC; Tyticus Master Fund Ltd.; Gaviao-P Investments LLC; Gaviao-M Investments LLC; Opportunity Energia e Participações S.A.; Morgan Stanley Uruguay Ltd.; Jennison Natural Resources Fund, Inc.; Natural Resources Portfolio, a series of The Prudential Series Fund; Passport Global Master Fund SPC Ltd for and on behalf of Portfolio A – Global Strategy; IGXG Management LLC – Series G; Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC; Libra Fund L.P.; Libra Offshore Ltd.; Paulo Carvalho de Gouvêa; Luiz Rodolfo Landim Machado, Elke Fuhrken Batista, Francisco Roberto André Gros, Eliezer Batista da Silva, Flayio Godinho, Claudio Dias Lampert e Kevin Michael Altit.

Rio de Janeiro, 23 de maio de 2008.



Paulo Gouvêa
Presidente

Lucia Regina Gulmarães Motta Zalán
Secretária

ADITIVO AO BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO

Número da Emissão: 001

I. Subscritora do Bônus de Subscrição:

- * **CENTENNIAL ASSET MINING FUND LLC.**, sociedade estrangeira constituída e em funcionamento segundo as leis do Estado de Nevada, Estados Unidos da América, com sede social localizada em 502 East John Street, Carson City, Nevada, 897006 (doravante denominada “Centennial” ou “Subscritora”).

II. Emissora do Bônus de Subscrição:

- * **OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.**, sociedade anônima de capital aberto com sede social na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, localizada na Praia do Flamengo, 154, 7º andar, (parte), inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda (CNPJ/MF) sob o nº 07.957.093/0001-96 (doravante denominada “OGX” ou “Sociedade”).

- * **Prazo de Duração:** A Sociedade tem prazo de duração indeterminado.

- * **Capital Social e Ações:** O capital social da Sociedade, totalmente subscrito e integralizado, é de R\$2.324.176.536,78, estando dividido em 8.238.685 ações ordinárias (doravante denominadas “Ações Ordinárias”), 7.196.000 ações preferenciais Classe A (doravante denominadas “Ações Preferenciais Classe A”) e 719.600 ações preferenciais Classe B (doravante denominadas “Ações Preferenciais Classe B” e, em conjunto com as Ações Preferenciais da Classe A, as “Ações Preferenciais”), todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

- * **Características, Direitos e Preferências das Ações:**

- * Este Aditivo ao Bônus de Subscrição substitui integralmente o Bônus de Subscrição emitido em 18 de dezembro de 2007. Para fins deste instrumento as referências a Bônus de Subscrição serão consideradas como se referindo a este Aditivo ao Bônus de Subscrição.

- * Cada Ação Ordinária e cada Ação Preferencial terá direito a um voto nas Assembléias Gerais de Acionistas da Sociedade, ressalvado que as Ações Preferenciais Classe B não terão direito de voto na eleição de membros do Conselho de Administração da Sociedade.

- * As Ações Preferenciais da Classe A: (a) terão os mesmos direitos de voto que as Ações Ordinárias; (b) terão direito de receber dividendos não cumulativos, se e quando declarados pela Assembléia Geral de Acionistas, nas mesmas condições que as Ações Ordinárias; (c) deverão ou poderão ser convertidas em Ações Ordinárias, de acordo com as disposições previstas no Estatuto Social da Sociedade; (d) terão preferência sobre as Ações Ordinárias no recebimento do reembolso de capital, de acordo com as disposições do Estatuto Social da Sociedade.
- * As Ações Preferenciais da Classe B: (a) terão os mesmos direitos de voto que as Ações Ordinárias, ressalvado que as Ações Preferenciais Classe B não terão direito de voto na eleição de membros do Conselho de Administração da Sociedade; (b) terão o direito de receber dividendos não cumulativos, se e quando declarados pela Assembléia Geral de Acionistas, nas mesmas condições que as Ações Ordinárias; (c) deverão ou poderão ser convertidas em Ações Ordinárias, de acordo com as disposições do Estatuto Social da Sociedade; (d) deverão ter preferência sobre as Ações Ordinárias no recebimento de reembolsos de capital, de acordo com as disposições do Estatuto Social da Sociedade.
- * **Capital Autorizado:** O capital autorizado da Sociedade é de R\$ 5.000.000,00 (cinco bilhões de Reais), podendo o capital social ser aumentado dentro do referido limite, independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração da Sociedade, o qual é competente para estabelecer o preço de emissão das ações assim como todas as demais condições do aumento, inclusive o prazo e a forma de integralização das ações.

III. Direitos Garantidos pelo Bônus de Subscrição e Condições de seu Exercício:

- * As expressões iniciadas com letra maiúscula e não definidas neste instrumento terão o significado que lhes é atribuído no Acordo de Acionistas da Sociedade celebrado entre a Centennial, o Sr. Eike Fuhrken Batista, Ontario Teachers' Pension Plan Board e os Outros Investidores em 26 de novembro de 2007, e aditado em 14 de dezembro de 2007 (doravante simplesmente denominado "Acordo de Acionistas").
- * O presente Bônus de Subscrição confere a à Subscritora o direito de subscrever Ações Ordinárias de emissão da Sociedade, de acordo com os seguintes termos e condições:
- * Os direitos assegurados por este Bônus de Subscrição deverão ser passíveis de exercício apenas (i) mediante a ocorrência do primeiro Evento de Liquidez posterior à data deste Bônus de Subscrição (doravante denominado "Evento").

de Liquidez”), e (ii) uma vez que o Evento de Liquidez gere um retorno aos Investidores sobre o Investimento dos Investidores acima de 23,63% ao ano, composto anualmente a partir da Data de Fechamento, proporcionalmente a qualquer ano parcial, exceto no que diz respeito a qualquer período encerrado antes do primeiro aniversário da Data de Fechamento, caso em que o retorno exigido deverá ser superior a uma taxa fixa de 23,63%.

- * Caso o Bônus de Subscrição possa ser exercido de acordo com o parágrafo acima, a Subscritora do referido Bônus terá o direito de subscrever uma quantidade de Ações Ordinárias determinada de acordo com o previsto no Anexo I, observando a limitação prevista no parágrafo seguinte sobre o número máximo de Ações Ordinárias passíveis de emissão conforme os termos deste Bônus de Subscrição.
- * Não obstante qualquer disposição em contrário constante neste instrumento, o número máximo de Ações Ordinárias passíveis de emissão quando do exercício deste Bônus de Subscrição não excederá o que for menor entre (i) um número que, quando acrescentado ao número total de Ações Ordinárias de propriedade da Subscritora (que para maior clareza deverá incluir todas as Ações Ordinárias já detidas pela Centennial) imediatamente antes do Evento de Liquidez, represente 72,73% (setenta e dois vírgula setenta e três por cento) do total de Ações Ordinárias emitidas e em circulação (assumindo a conversão prévia de todas as Ações Preferenciais em Ações Ordinárias), ou (ii) 10.231.048 Ações Ordinárias, sujeito a quaisquer Eventos de Ajuste de Ação.
- * A Subscritora deste Bônus de Subscrição poderá exercer os direitos consubstanciados neste instrumento: (i) no caso de um Evento de Liquidez decorrente de uma Oferta Pública Qualificada, na mesma data da Oferta Pública Qualificada, porém imediatamente antes da emissão das Ações Ordinárias a serem colocadas na Oferta Pública Qualificada, ou (ii) no caso de um Evento de Liquidez que não seja decorrente de uma Oferta Pública Qualificada, imediatamente antes do Evento de Liquidez. Na medida em que não exercido antes dos períodos de tempo previstos acima, por qualquer motivo ou sem motivo algum, os direitos inerentes a este Bônus de Subscrição vencerão automaticamente, e a Subscritora não poderá mais exercer qualquer direito decorrente deste Bônus de Subscrição.
- * As Ações Ordinárias emitidas em virtude do exercício dos direitos conferidos por este Bônus de Subscrição deverão ser emitidas a um preço fixo de R\$ 0,01 (um centavo de Real) por cada 8 (oito) Ações Ordinárias.
- * Observados os termos e condições deste instrumento, imediatamente após o

recebimento do preço de exercício desses direitos, a Sociedade emitirá para a Subscritora as Ações Ordinárias necessárias ao exercício deste Bônus de Subscrição.

* Cada Ação Ordinária emitida em virtude do exercício dos direitos conferidos por este Bônus de Subscrição dará o direito de voto nas Assembléias Gerais de Acionistas da Sociedade, bem como todos os demais direitos garantidos a esta espécie de ações no Estatuto Social da Sociedade.

* A Subscritora deste Bônus de Subscrição concorda, neste ato, em estar vinculada ao *Lock-Up Agreement* celebrado pela Centennial no dia 26 de novembro de 2007, e não deverá oferecer, vender, contratar a venda, vender qualquer opção ou contratar a compra, comprar qualquer opção ou contrato de venda, penhorar ou, de outra forma, transferir ou alienar, direta ou indiretamente, quaisquer Ações Ordinárias emitidas em virtude do exercício dos direitos concedidos por este Bônus de Subscrição, ou firmar uma transação que possa ter o mesmo efeito, ou firmar qualquer acordo de *swap*, *hedge* ou outro acordo que transfira, no todo ou em parte, qualquer uma das consequências econômicas da propriedade das Ações Ordinárias, independentemente de qualquer transação supramencionada ter que ser liquidada pela entrega das Ações Ordinárias ou de quaisquer outros valores mobiliários, em dinheiro ou de outra forma, ou divulgar publicamente a intenção de fazer qualquer oferta, venda, penhor ou alienação, ou firmar qualquer transação ou acordo de *swap*, *hedge* ou outro acordo, a menos que em conformidade com os termos do *Lock-Up Agreement*.

* As Ações Ordinárias emitidas em virtude do exercício dos direitos conferidos por este Bônus de Subscrição deverão ter (a) o direito de receber dividendos da Sociedade no exercício fiscal em que as ações tiverem sido emitidas, na mesma proporção e sob as mesmas condições que as Ações Ordinárias já existentes, e (b) o direito de receber todas as bonificações, desdobramentos, grupamentos, dividendos em ações, recapitalizações e eventos similares que possam vir a ser aprovados pela Assembléia Geral de Acionistas da Sociedade, desde a data da emissão deste Bônus de Subscrição.

* Definições Adicionais: Para os fins deste Bônus de Subscrição, os termos grafados com letra maiúscula deverão ter os seguintes significados:

“Preço dos Valores Mobiliários Ofertados” significa, com relação a qualquer data de determinação referente a qualquer Valor Mobiliário Ofertado, a média dos preços de mercado no fechamento do Valor Mobiliário Ofertado em questão, conforme cotado na bolsa de valores principal em que esse Valor Mobiliário Ofertado está listado, ou conforme cotado pelo principal sistema

de cotação automatizada em que esse Valor Mobiliário Ofertado for admitido para negociação em relação ao período de 15 Dias Úteis imediatamente anterior e ao período de 15 Dias Úteis imediatamente seguinte à referida data de determinação.

“Preço de Liquidação Por Ação Ordinária” significa (i) se o Evento de Liquidez for uma Oferta Pública Qualificada, o preço da oferta pública por Ação Ordinária, (ii) se o Evento de Liquidez for uma venda das ações emitidas e em circulação da Sociedade, o valor pago em espécie acrescido do Preço dos Valores Mobiliários Ofertados por Ação Ordinária recebido na venda por um detentor de Ações Ordinárias; e (iii) se o Evento de Liquidez for uma venda de substancialmente todos os ativos da Sociedade, o valor pago em espécie acrescido do Preço dos Valores Mobiliários Ofertados por Ação Ordinária (considerando todas as Ações Preferenciais como tendo sido convertidas em Ações Ordinárias na data da consumação da venda do ativo) que seria distribuído ao detentor de uma Ação Ordinária assumindo que todos os resultados líquidos da venda dos ativos foram distribuídos aos detentores de Ações Ordinárias.

“Ganho Adicional” significa, com relação ao Evento de Liquidez, a parte do retorno sobre o Investimento dos Investidores, calculada em dólares norte-americanos, realizada pelos Investidores em virtude de um Evento de Liquidez que exceda o valor que gere uma taxa de retorno aos Investidores sobre o Investimento dos Investidores, na data do Evento de Liquidez, de 23,63% ao ano, composta anualmente a partir da Data de Fechamento, proporcionalmente a qualquer ano parcial, exceto no que diz respeito a qualquer período encerrado antes do primeiro aniversário da Data de Fechamento, caso em que o retorno exigido deverá ser superior a uma taxa fixa de 23,63%.

IV. Disposições Gerais:

- * O presente Bônus de Subscrição será regido de acordo com, e todas as questões, controvérsias, litígios ou reivindicações relacionados à validade, implementação, cumprimento, rescisão ou violação deste Bônus de Subscrição deverão ser regidos pelas leis brasileiras.
- * Quaisquer litígios que vierem a surgir com relação aos direitos conferidos por este Bônus de Subscrição deverão ser resolvidos exclusiva e definitivamente, sem recorrer à apelação, por uma arbitragem definitiva e vinculante, a qual deverá ser realizada em Brasília, Brasil, por e conforme as Normas de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (doravante denominadas “Normas da ICC”). Se as normas estabelecidas pela ICC forem inaplicáveis a qualquer aspecto processual, elas deverão ser complementadas pelas disposições relevantes da Lei Federal Nº 9.307, de 23 de setembro de 1996.
- * Deverá haver apenas 1 (um) único árbitro. O árbitro deverá ser nomeado pelo

Tribunal Arbitral da Câmara de Comércio Internacional (doravante denominada "ICC") de acordo com as Normas da ICC. Neste aspecto, pelo presente instrumento, as Partes renunciam, em caráter expresso e irrevogável, ao direito de nomear o árbitro, e aceitam a nomeação que a ICC vier a fazer. A nomeação do árbitro deverá ser feita pela ICC dentro de 15 (quinze) dias depois que ela receber o aviso de arbitragem por escrito. O árbitro deverá ser um advogado, ter conhecimento sobre as leis do Brasil, e estar familiarizado com as transações comerciais internacionais. O árbitro terá que ser fluente em inglês e em português. O árbitro não deverá ser, ou ser uma Pessoa Relacionada a, parente, gerente, diretor, funcionário ou agente de, ou ter uma relação comercial substancial (ou seja, maior ou igual a cinco anos) passada ou contínua com qualquer uma das partes contratantes, ou com qualquer um dos gerentes, diretores, funcionários ou agentes de qualquer uma das partes contratantes ou de suas respectivas coligadas.

- * A arbitragem deverá ser realizada em idioma inglês. Qualquer parte da arbitragem poderá apresentar ao árbitro provas em inglês ou em português. O árbitro deverá permitir vasta apresentação de documentos pelas partes da arbitragem e testemunho por depoimentos de testemunhas. O árbitro deverá decidir sobre todas as questões relacionadas à controvérsia, litígio, questão ou reivindicação conforme a Lei aplicável e de acordo com os termos deste instrumento. No entanto, a menos que mutuamente acordado entre as partes, o árbitro não deverá estar autorizado a, nem deverá ter poderes para, decidir sobre diferenças comerciais legítimas entre as partes que possam resultar em impasses ou na impossibilidade de mutuamente tomarem decisões comerciais.
- * Os processos arbitrais previstos por este instrumento poderão ser consolidados a outros processos arbitrais pendentes entre as partes, suas respectivas coligadas ou qualquer outra Entidade, caso os referidos processos arbitrais sejam decorrentes das transações ora contempladas ou estejam relacionados ao mesmo objeto. A consolidação dos processos arbitrais será feita por uma ordem do árbitro em qualquer uma das causas pendentes ou, se o árbitro não proferir tal ordem, qualquer uma das partes poderá requerer tal ordem a um tribunal de jurisdição competente.
- * A decisão do árbitro deverá ser definitiva e vinculante às partes. Pelo presente instrumento, as partes renunciam a qualquer direito de revisão ou apelação a respeito das questões de direito e de quaisquer outras questões ou assuntos. A sentença referente a qualquer decisão proferida pelo árbitro poderá ser proferida por qualquer tribunal de jurisdição competente. Caso qualquer ação de execução seja instaurada, nenhuma das partes tentará invalidar ou modificar a decisão do árbitro ou, de outra forma, invalidar ou prejudicar os procedimentos previstos nesta Cláusula como os únicos e exclusivos meios de resolver ou liquidar o litígio em questão. As custas do

árbitro e os demais custos razoáveis e documentados da parte vencedora da arbitragem, incluindo os honorários advocatícios razoáveis, deverão ser arcados conforme estabelecido pelo árbitro.

- * Não obstante o acima exposto, nenhuma disposição constante nesta Cláusula deverá impedir qualquer uma das partes de pleitear uma medida temporária ou permanente de um tribunal de jurisdição competente. Além do permitido pelas Normas da ICC, qualquer uma das partes poderá solicitar ao árbitro a execução de medidas preventivas ou interinas, incluindo liminares de natureza proibitiva, desempenho específico ou a decisão de danos apurados ou multas no caso de uma das partes deixar de cumprir com qualquer medida preventiva ou interina.
- * As partes reconhecem e instruem o árbitro a levar em consideração, ao determinar qual remédio jurídico deve ser concedido à parte vencedora da arbitragem, que (i) os direitos das partes descritos por este instrumento são únicos, e apenas danos monetários devidos à quebra do presente instrumento não consistirão um remédio jurídico adequado, (ii) o prazo e o cumprimento de suas disposições são essenciais para o presente instrumento; e (iii) qualquer parte lesada por uma quebra das disposições deste instrumento terá direito ao desempenho específico, medidas cautelares temporárias e medidas liminares. Nenhuma disposição constante nesta Cláusula deverá ser interpretada a fim de limitar os direitos das Partes de buscar danos monetários além do desempenho específico ou no caso de o desempenho específico não ser possível devido à natureza do litígio.
- * A menos que de outro modo exigido pelas Normas da ICC, todos e quaisquer documentos e informações trocados entre as partes ou fornecidos ao árbitro com relação a um litígio submetido à arbitragem deverão ser considerados como sendo informações confidenciais.
- * A não insistência por qualquer Pessoa física ou jurídica da rigorosa observância e cumprimento dos termos deste Bônus de Subscrição não deverá ser considerada uma renúncia das demais obrigações ora previstas, tampouco deverá ser considerada como uma renúncia futura ou contínua dos mesmos termos.
- * A Subscritora não deverá ceder, delegar ou, de outra forma, transferir qualquer um de seus direitos ou obrigações previstos por este Bônus de Subscrição sem o consentimento prévio, por escrito, dos acionistas que detêm uma maioria das Ações Preferenciais da Classe A da Sociedade. A Subscritora reconhece que os Acionistas de Ações Preferenciais da Classe A poderão negar seu consentimento a respeito de qualquer proposta de cessão,

delegação ou transferência, a seu critério absoluto e exclusivo, e que, como uma condição para qualquer cessão, delegação ou transferência, os Acionistas de Ações Preferenciais da Classe A deverão solicitar que o beneficiário se torne parte deste Bônus de Subscrição e, conforme aplicável, do Acordo de Acionistas.

- * Este Bônus de Subscrição somente poderá ser alterado, complementado ou, de outra forma, modificado por meio de um instrumento feito por escrito e assinado somente por acordo mútuo entre a Sociedade e a Subscritora, com a aprovação prévia dos acionistas que detêm a maioria das Ações Preferenciais da Classe A da Sociedade. A Sociedade não deverá renunciar a nenhum de seus direitos previstos por este instrumento sem o consentimento prévio, por escrito, dos acionistas que detêm a maioria das Ações Preferenciais da Classe A da Sociedade.
- * No que diz respeito aos assuntos aqui tratados, o presente Bônus de Subscrição consiste no total avençado entre a Sociedade e a Subscritora no que tange às transações cobertas por ele, devendo prevalecer sobre todas as negociações, discussões anteriores e acordos preliminares, sejam eles verbais ou escritos, anteriores à data deste instrumento.

Rio de Janeiro, 23 de maio de 2008.

OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

CENTENNIAL ASSET MINING FUND LLC.

Testemunhas:

Nome:
RG/CPF:

Nome:
RG/CPF:

ANEXO I

$$\text{Número de Ações a Serem Emitidas} = \left[\frac{\text{Número Total de Ações Preferenciais}}{\left(\frac{\text{Ganho Líquido para os Acionistas Preferencialistas}}{\text{IPO pre - money}} \right)} \right] - \text{Número de Ações Existentes}$$

Em que:

Ganho Líquido para os Acionistas Preferencialistas = (IPO pre - money $\times$ 49%) – (Ganho Adicional $\times$ 50%)

Número Total de Ações Preferenciais = 7.915.600

Número de Ações Existentes = 16.154.285

Abaixo encontra-se uma tabela indicando o número de ações a ser emitido em função do exercício do Bônus de Subscrição para determinados valores de avaliação pre-money da Companhia no IPO (ou qualquer outro Evento de Liquidez):

IPO pre-money US\$	Shares to be issued warrants N#	IPO Share Price US\$/share
2.496.442.928	0	154,54
3.000.000.000	1.479.976	170,12
3.500.000.000	2.703.560	185,60
4.000.000.000	3.738.798	201,07
4.500.000.000	4.626.069	216,55
5.000.000.000	5.394.982	232,03
5.500.000.000	6.067.737	247,50
6.000.000.000	6.661.312	262,98
6.500.000.000	7.188.908	278,45
7.000.000.000	7.660.947	293,93
7.500.000.000	8.085.765	309,41
8.000.000.000	8.470.110	324,88
8.500.000.000	8.819.504	340,36
9.000.000.000	9.138.506	355,83
9.500.000.000	9.430.917	371,31
10.000.000.000	9.699.928	386,78
10.500.000.000	9.948.241	402,26
11.000.000.000	10.178.155	417,74
11.500.000.000	10.231.048	435,85
12.000.000.000	10.231.048	454,80
12.500.000.000	10.231.048	473,75
13.000.000.000	10.231.048	492,70
13.500.000.000	10.231.048	511,65
14.000.000.000	10.231.048	530,60
14.500.000.000	10.231.048	549,55
15.000.000.000	10.231.048	568,50
15.500.000.000	10.231.048	587,45
16.000.000.000	10.231.048	606,40
16.500.000.000	10.231.048	625,35
17.000.000.000	10.231.048	644,30
17.500.000.000	10.231.048	663,25
18.000.000.000	10.231.048	682,20
18.500.000.000	10.231.048	701,15
19.000.000.000	10.231.048	720,10
19.500.000.000	10.231.048	739,05
20.000.000.000	10.231.048	758,00

O preço por ação deverá ser convertido para Reais pela PTAX-800, opção 5, do dia imediatamente anterior ao Evento de Liquidez.

Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada em
26 de maio de 2008, que aprovou as condições da Oferta

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

CNPJ 07.957.093/0001-96

NIRE 33300278451

Ata da Reunião do Conselho de Administração

realizada em 26 de Maio de 2008.

Data, Hora e Local: Aos 26 dias do mês de maio de 2008, às 11 horas na sede social da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. ("Companhia" ou "OGX"), situada na Praia do Flamengo, n.º 154, 7º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro.

Convocação e presenças: Reunião convocada por correspondência eletrônica, com a presença dos Conselheiros relacionados ao final desta Ata, tendo os membros Francisco Gros, Rodolfo Riechert, Rodolpho Tourinho e Brian Begley participado por meio de conferência telefônica.

Mesa: Presidente: Sr. Eike Fuhrken Batista; Secretária: Sra. Lucia Regina Guimarães Motta Zalán.

Ordem do Dia: Deliberar sobre: **(I)** a autorização para a Diretoria da Companhia tomar todas as providências e praticar todos os atos necessários à convocação de Assembléia Geral Extraordinária de acionistas da Companhia para a realização do aumento do capital social da Companhia, nos termos do seu Estatuto Social, mediante a emissão de ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, a serem objeto de distribuição pública a ser registrada na Comissão de Valores Mobiliários ("Ações Ordinárias" e "CVM", respectivamente); **(II)** a ratificação de todos os demais atos já praticados pela Diretoria da Companhia com vistas à realização da distribuição pública mencionada no item (i) acima; **(III)** a autorização para a convocação de Assembléia Geral Extraordinária de acionistas da Companhia para deliberar sobre o aumento de capital da Companhia, nos termos do seu Estatuto Social, mediante oferta pública de Ações Ordinárias; **(IV)** a destinação dos recursos a serem auferidos pela Companhia em decorrência do aumento de capital; **(V)** a forma de colocação das Ações Ordinárias no âmbito da distribuição pública prevista no item (i) acima; **(VI)** a exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia na subscrição das



Ações Ordinárias e a concessão de alocação prioritária aos atuais acionistas da Companhia, observado o limite de 25% das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas; **(VII)** os direitos que as Ações Ordinárias a serem emitidas conferirão a seus titulares; **(VIII)** ratificação de todos os atos já praticados pela Diretoria da Companhia para listagem das Ações Ordinárias no Novo Mercado, segmento especial de listagem da Bolsa de Valores de São Paulo S.A – BVSP (“Bovespa” e “Novo Mercado”, respectivamente), inclusive a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado e dos demais documentos relacionados; e **(IX)** a autorização para a Diretoria da Companhia praticar quaisquer outros atos necessários à consecução das deliberações previstas nos itens (i) a (viii) acima.

Deliberações: após detida análise das matérias da ordem do dia, foram tomadas, por unanimidade, as seguintes deliberações:

- (I)** Convocar uma Assembléia Geral Extraordinária de acionistas da Companhia para a realização do aumento do capital social da Companhia, nos termos do Estatuto Social, mediante a emissão de Ações Ordinárias a serem ofertadas a investidores institucionais qualificados brasileiros, por meio de distribuição pública de Ações Ordinárias, a ser registrada na CVM, incluindo esforços de colocação de Ações Ordinárias no exterior, a serem adquiridas em conformidade com os mecanismos de investimento regulamentados pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela CVM, com base nas isenções de registro previstas no *Securities Act* de 1933 dos Estados Unidos da América, conforme alterado (“*Securities Act*”). A referida distribuição pública primária será registrada na CVM. Em decorrência, deliberaram, ainda, que o preço de emissão das Ações Ordinárias, bem como as outras condições da oferta pública, inclusive a quantidade de Ações Ordinárias objeto da distribuição pública primária, serão fixadas posteriormente pelo Conselho de Administração e/ou Assembléia Geral Extraordinária de acionistas da Companhia, em reunião a ser convocada para este fim, em momento anterior à concessão do registro da distribuição pública pela CVM
- (II)** foram ratificados todos os demais atos já praticados pela Diretoria da Companhia com vistas à distribuição pública mencionada no item (i) acima, inclusive a contratação do Banco UBS Pactual S.A. (“Coordenador Líder”), do Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. (“Credit Suisse”) e do Banco Itaú BBA S.A. (“Itaú BBA”, e em conjunto com o Coordenador Líder e com o Credit Suisse, os “Coordenadores da Oferta”) para coordenar a referida distribuição;



- (III) autorizou-se a concessão à Diretoria de plenos poderes para tomar todas as providências necessárias à realização da distribuição pública e à listagem e negociação das Ações Ordinárias no Novo Mercado, em especial, dos poderes de representação da Companhia na CVM, Banco Central do Brasil, Bovespa, Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia, 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 distribuição pública, incluindo os Prospectos de Distribuição a serem arquivados na CVM, o Contrato de Coordenação e Garantia Firme de Subscrição, Aquisição e Colocação de Ações Ordinárias de Emissão da OGX Petróleo e Gás Participações S.A., o Instrumento Particular de Prestação de Serviços de Estabilização de Preços de Ações Ordinárias de Emissão da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. e o *Placement Facilitation Agreement*;
- (IV) aprovou-se que os recursos a serem obtidos mediante o aumento de capital serão utilizados pela Companhia para os seguintes fins: desembolsos de capital relacionados à nossa atual campanha exploratória (38%), novas oportunidades de investimento (38%), desenvolvimento inicial das descobertas (19%) e outras (5%);
- (V) aprovou-se a distribuição pública das Ações Ordinárias a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não-organizado, para investidores institucionais qualificados brasileiros, em conformidade com a Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, e alterações posteriores ("Instrução CVM 400"), e realizada pelos Coordenadores da Oferta, em regime de garantia firme de liquidação, com a participação de determinadas instituições financeiras e das corretoras consorciadas por eles contratadas, pelo procedimento descrito em Aviso ao Mercado a ser publicado pela Companhia, bem como no Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Primária de Ações Ordinárias de Emissão da OGX, e nos demais documentos da oferta, de acordo com o disposto nos Artigos 33, §3º e 24 da Instrução CVM 400, incluindo esforços de colocação de Ações Ordinárias no exterior, a serem adquiridas por investidores institucionais qualificados, residentes e domiciliados nos Estados Unidos da América, definidos em conformidade com o disposto na Regra 144A do *Securities Act*, e por investidores nos demais países (exceto Estados Unidos da América e Brasil), com base no Regulamento S editado ao amparo do *Securities Act*, e de acordo com a legislação aplicável no país de cada investidor, que invistam no Brasil em conformidade com os mecanismos de investimento da Resolução n.º 2.689, de 26 de janeiro de 2000 e alterações posteriores, do Conselho Monetário Nacional, e da Instrução da CVM n.º 325, de 27 de janeiro de 2000 e alterações posteriores, ou ainda



nos termos das normas de investimento externo direto da Lei n.º 4.131, de 27 de setembro de 1962 e alterações posteriores, esforços esses que serão realizados pelo UBS Securities LLC, Credit Suisse Securities (USA) LLC, Merrill Lynch Pierce, Fenner & Smith Incorporated e Itaú Securities, Inc. Não será realizado qualquer registro na *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América, nem em qualquer agência ou órgão regulador do mercado de capitais de qualquer outro país, exceto no Brasil, junto à CVM ("Oferta");

- (VI) aprovou-se (a) a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia na subscrição das novas ações, em conformidade com o disposto no Artigo 172, inciso I, da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e nos termos do Estatuto Social da Companhia; e (b) a concessão de alocação prioritária aos atuais acionistas da Companhia, observado o limite de 25% das Ações Ordinárias inicialmente ofertadas, em conformidade com o disposto no artigo 21 da Instrução CVM 400;
- (VII) aprovou-se a outorga aos titulares das Ações Ordinárias objeto do presente aumento de capital, a partir da data de sua emissão, dos mesmos direitos conferidos às atuais ações ordinárias pelo Estatuto Social da Companhia e pela legislação aplicável, inclusive atribuição de dividendos e outros benefícios que vierem a ser declarados pela Companhia a partir da data de liquidação da Oferta; e
- (VIII) foram ratificados todos os atos já praticados pela Diretoria da Companhia para listagem das Ações Ordinárias no Novo Mercado, inclusive (i) a contratação do Banco UBS Pactual S.A. ("Coordenador Líder"), do Banco de Investimentos Credit Suisse (Brasil) S.A. ("Credit Suisse") e do Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA", e em conjunto com o Coordenador Líder e com o Credit Suisse, os "Coordenadores da Oferta") para coordenar a referida distribuição, e (ii) a assinatura do Contrato de Participação no Novo Mercado, dos termos de adesão ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado e de todos os demais documentos relacionados.

Encerramento: Nada mais havendo a tratar, foram os trabalhos suspensos para lavratura desta ata. Reabertos os trabalhos, foi a presente ata lida e aprovada, tendo sido assinada por todos os presentes.

Presenças: Mesa: Eike Fuhrken Batista – Presidente; Lucia Regina Guimarães Motta Zalán – Secretária. Membros do Conselho de Administração: Eike Fuhrken Batista, Eliezer Batista da Silva,



Francisco Gros, Luiz Rodolfo Landim Machado, Paulo Carvalho de Gouvêa, Rodolfo Riechert, Rodolpho Tourinho, Cláudio Sonder e Brian Begley.

A presente ata é cópia fiel da via lavrada em livro próprio.

Rio de Janeiro, 26 de maio de 2008.



Lucia Regina Guimarães Motta Zalán

Secretária

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

**Minuta da Ata da Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, a ser realizada
para aprovação do Preço por Ação**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
CNPJ 07.957.093/0001-96
NIRE 33300278451

Ata da Assembléia Geral Extraordinária
realizada em [•] de [•] de 2007

Data, Hora e Local: Aos [•] dias do mês de [•] de 2008, às [•] horas na sede social da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“Companhia” ou “OGX”), situada na Praia do Flamengo, n.º 154, 7º andar, na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro.

Convocação: Presente a totalidade dos acionistas.

Convocação: Editais de convocação publicados nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro e Diário Mercantil, ambos em suas edições de [•], [•], [•] e [•] de maio de 2008, conforme disposto no artigo 124, inciso II da Lei n.º 6.404/76. Não obstante, a presença da totalidade dos acionistas os permite deliberar sobre matérias que originalmente não constavam da convocação publicada nos periódicos.

Mesa: Nos termos do Artigo 33 do Estatuto Social da Companhia e ainda do Artigo 128 da Lei n.º 6.404/76, os acionistas presentes escolheram, por unanimidade e sem reservas, o Sr. [•] para exercer a função de Presidente da Assembléia e a Sra. [•] para exercer a função de Secretária da Assembléia.

Ordem do dia: (I) aumento de capital da Companhia, a ser realizado (a) no âmbito de uma oferta pública de ações, com a distribuição simultânea de ações ordinárias de emissão da Companhia no Brasil, em mercado de balcão não organizado, exclusivamente para Investidores Qualificados Brasileiros, com esforços de venda no exterior, exclusivamente junto a Investidores Qualificados Estrangeiros, com base nas isenções de registro do *Securities Act*; e (b) em decorrência do exercício pela Centennial Asset Mining Fund LLC, acionista da Companhia, de bônus de subscrição de ações emitido pela Companhia em seu favor; (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; (V) determinação dos direitos que as ações a serem emitidas conferirão aos seus titulares; (VI) aprovação do Prospecto Definitivo utilizado na distribuição pública primária; (VII) destinação dos recursos a serem auferidos pela Companhia em decorrência do aumento de capital; (VIII) aprovação da alteração do Estatuto Social da Companhia aprovado pela Assembléia Geral Extraordinária realizada em 30 de abril de 2008, que passará a ter vigência a partir da data de publicação do Anúncio de Início da Oferta, ficando alterados o caput do Artigo 5º e o caput do Artigo 8º do Estatuto Social da Companhia; (IX) conversão das ações preferenciais Classe A e Classe B em ações ordinárias, sendo concedida 1 ação ordinária para cada ação preferencial, e (X) ratificação dos atos já praticados pela Diretoria da Companhia com vistas à realização da oferta.

Deliberações: Os Srs. Conselheiros aprovaram, por unanimidade, e sem reservas ou ressalvas, as seguintes deliberações:

- (I) foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no montante de R\$[•], passando, assim, o capital social da Companhia de R\$[•] para R\$[•], mediante a emissão de [•] ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, livres e desembaraçadas de quaisquer ônus ou gravames, sendo que (a) [•] ações ordinárias (“Ações da Oferta”) serão objeto de distribuição pública primária a ser realizada no Brasil, em mercado de balcão não organizado, com esforços de venda no exterior, com base nas isenções de registro do *Securities Act*, em regime de garantia firme de liquidação (“Oferta”) e [•] ações ordinárias foram emitidas, ao preço de emissão das Ações da Oferta aprovado no item II abaixo, em decorrência do exercício pela Centennial Asset Mining Fund LLC, acionista da Companhia, de bônus de subscrição emitido pela Companhia em seu favor;
- (II) foi aprovado o preço de emissão das Ações da Oferta de R\$[•] por ação. O preço de emissão foi calculado com base no critério de valor de mercado, após a realização de *road show* e a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento (procedimento de *bookbuilding*) realizado pelas instituições financeiras coordenadoras da Oferta, tendo sido consideradas as intenções dos investidores institucionais para a subscrição e integralização das Ações da Oferta, em consonância com as disposições do artigo 170, parágrafo 1º, inciso III e parágrafo 7º da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores (“Lei n.º 6.404”), e da Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, e alterações posteriores (“Instrução CVM 400”), sendo este o critério mais apropriado para determinar o preço justo das Ações da Oferta;
- (III) foi aprovada a exclusão do direito de preferência dos atuais acionistas da Companhia para a subscrição das Ações no âmbito da Oferta, em conformidade com o disposto no artigo 172 da Lei n.º 6.404;
- (IV) foi aprovado que as Ações da Oferta deverão ser integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional;
- (V) foi aprovado que 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 integral de dividendos e demais proventos de qualquer natureza que vierem a ser declarados pela Companhia a partir de sua emissão;
- (VI) foi aprovado o inteiro teor do Prospecto Definitivo utilizado na Oferta, o qual fica arquivado na Companhia;
- (VII) foi aprovada a utilização dos recursos a serem obtidos mediante o aumento de capital pela Companhia segundo indicado no Prospecto Definitivo utilizado na Oferta;
- (VIII) foi aprovada a alteração do Estatuto Social da Companhia aprovado pela Assembléia Geral Extraordinária realizada em 30 de abril de 2008, que passará a ter vigência a partir da data de publicação do Anúncio de Início da Oferta, ficando alterados o caput do Artigo 5º e o caput do Artigo 8º do Estatuto Social da Companhia, os quais passarão a vigorar com a seguinte redação:

“ARTIGO 5º – O capital social da Companhia é de R\$[•] ([•]), dividido em [•] ([•]) ações, todas ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal.”

“ARTIGO 8º – O Conselho de Administração será composto de, no mínimo, 5 (cinco) e, no máximo, 10 (dez) membros, todos acionistas, eleitos pela Assembléia-Geral, com mandato unificado de 01 (um) ano, permitida a reeleição. A posse dos conselheiros em seus respectivos cargos fica condicionada à assinatura do Termo de Anuência dos Administradores referido no Regulamento de Listagem do Novo Mercado, sem prejuízo das demais exigências legais.”

- (IX) foi aprovada a conversão da totalidade das ações preferenciais classe A e classe B da Companhia em ações ordinárias, na proporção de uma ação ordinária para cada ação preferencial classe A e cada ação preferencial classe B;
- (X) foram ratificados todos os atos já praticados pela Diretoria da Companhia com vistas à realização da Oferta.

Encerramento: Nada mais havendo a tratar, deram por encerrada a Assembléia. Os acionistas presentes autorizaram, ainda, a lavratura da presente ata em sua forma sumária, que lida e achada conforme, vai devidamente assinada pelos presentes, bem como aprovaram sua publicação com omissão das assinaturas da totalidade dos acionistas, nos termos dos parágrafos 1º e 2º do artigo 130 da Lei n.º 6.404/76.

Acionistas Presenças: Centennial Asset Mining Fund LLC; Ontario Teachers' Pension Plan Board; ZAM Ventures, L.P.; ZAM Holdings, L.P.; UBS Prestige Fund II LLC – Class 43; GIF Saturn LLC; Tyticus Master Fund Ltd.; Gaviao-P Investments LLC; Gaviao-M Investments LLC; Opportunity Energia e Participações S.A.; Morgan Stanley Uruguay Ltd.; Jennison Natural Resources Fund, Inc.; Natural Resources Portfolio, a series of The Prudential Series Fund; Passport Global Master Fund SPC Ltd for and on behalf of Portfolio A – Global Strategy; IGXG Management LLC – Series G; Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC; Libra Fund L.P.; Libra Offshore Ltd.; Paulo Carvalho de Gouvêa; Luiz Rodolfo Landim Machado, Eike Fuhrken Batista, Francisco Roberto André Gros, Eliezer Batista da Silva, Flavio Godinho, Claudio Dias Lampert e Kevin Michael Altit.

Rio de Janeiro, [•] de [•] de 2008

[•]
Secretário

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Formulário de Informações Anuais – IAN
(somente as informações não incluídas neste Prospecto)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 020168	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07957093000196
4 - DENOMINAÇÃO COMERCIAL		
5 - DENOMINAÇÃO SOCIAL ANTERIOR CENTENNIAL ASSET PART. CORUMBÁ S.A.		
6 - NIRE 33.3.0027845-1		
7 - SITE www.ogx.com.br		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO PRAIA DO FLAMENGO, 154, 7º ANDAR, PARTE				2 - BAIRRO OU DISTRITO FLAMENGO	
3 - CEP 22210-030		4 - MUNICÍPIO RIO DE JANEIRO			5 - UF RJ
6 - DDD 021	7 - TELEFONE 2555-5200	8 - TELEFONE 2555-5248	9 - TELEFONE 2555-5294	10 - TELEX	
11 - DDD 021	12 - FAX 2555-5202	13 - FAX -	14 - FAX -		
15 - E-MAIL ri@ogx.com.br					

01.03 - DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS

ATENDIMENTO NA EMPRESA

1 - NOME MARCELO FABER TORRES					
2 - CARGO DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES					
3 - ENDEREÇO COMPLETO PRAIA DO FLAMENGO Nº154, 7ºANDAR, PARTE				4 - BAIRRO OU DISTRITO FLAMENGO	
5 - CEP 22210-030		6 - MUNICÍPIO RIO DE JANEIRO			7 - UF RJ
8 - DDD 21	9 - TELEFONE 2555-5200	10 - TELEFONE 2555-5248	11 - TELEFONE 2555-5294	12 - TELEX	
13 - DDD 21	14 - FAX 2555-5202	15 - FAX -	16 - FAX -		
17 - E-MAIL marcelo.torres@ogx.com.br					

AGENTE EMISSOR / INSTITUIÇÃO FINANCEIRA DEPOSITÁRIA

18 - NOME BANCO ITAÚ S.A.					
19 - CONTATO GERCINA BUENO					
20 - ENDEREÇO COMPLETO PRAÇA ALFREDO EGYDIO DE SOUZA ARANHA Nº 100				21 - BAIRRO OU DISTRITO CENTRO	
22 - CEP 04344-902		23 - MUNICÍPIO SÃO PAULO			24 - UF SP
25 - DDD 11	26 - TELEFONE 5029-1809	27 - TELEFONE -	28 - TELEFONE -	29 - TELEX	
30 - DDD 11	31 - FAX 5019-1917	32 - FAX -	33 - FAX -		
34 - E-MAIL gercina.bueno@itau.com.br					

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 02016-8	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07.957.093/0001-96

OUTROS LOCAIS DE ATENDIMENTO A ACIONISTAS

35 - ITEM	36 - MUNICÍPIO	37 - UF	38 - DDD	39 - TELEFONE	40 - TELEFONE
01				-	-
02				-	-
03				-	-
04				-	-

01.04 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME MARCELO FABER TORRES					
2 - ENDEREÇO COMPLETO PRAIA DO FLAMENGO, 154, 7º ANDAR, PARTE				3 - BAIRRO OU DISTRITO FLAMENGO	
4 - CEP 22210-030		5 - MUNICÍPIO RIO DE JANEIRO			6 - UF RJ
7 - DDD 021	8 - TELEFONE 2555-5200	9 - TELEFONE 2555-5248	10 - TELEFONE 2555-5294	11 - TELEX	
12 - DDD 021	13 - FAX 2555-5202	14 - FAX -	15 - FAX -		
16 - E-MAIL marcelo.torres@ogx.com.br					
17 - DIRETOR BRASILEIRO SIM	18 - CPF 002.539.237-94	18 - PASSAPORTE CT339997			

01.05 - REFERÊNCIA / AUDITOR

1 - DATA DE INÍCIO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 01/01/2007		2 - DATA DE TÉRMINO DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL 31/12/2007	
3 - DATA DE INÍCIO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 01/01/2008		4 - DATA DE TÉRMINO DO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO 31/12/2008	
5 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR KPMG AUDITORES INDEPENDENTES			6 - CÓDIGO CVM 00418-9
7 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO Manuel Fernandes Rodrigues de Sousa			8 - CPF DO RESP. TÉCNICO 783.840.017-15

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - BOLSA DE VALORES ONDE POSSUI REGISTRO			
☐ BVBAAL	☐ BVMESB	☐ BVPR	☐ BVRJ
☐ BVES	☐ BVPP	☐ BVRG	☒ BOVESPA
2 - MERCADO DE NEGOCIAÇÃO Bolsa			
3 - TIPO DE SITUAÇÃO Operacional			
4 - CÓDIGO DE ATIVIDADE 3010 - Emp. Adm. Part. - Petróleo e Gás			
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL PARTICIPAÇÃO EM OUTRAS SOCIEDADES			6 - AÇÕES PREF. COM CLASSES SIM

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

01.07 - CONTROLE ACIONÁRIO / VALORES MOBILIÁRIOS

1 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO	
Privada Nacional	
2 - VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS PELA CIA.	
☒ Ações	☐ Certificado de Recebíveis Imobiliários (CRI)
☐ Debêntures Conversíveis em Ações	☐ Notas Promissórias (NP)
☐ Ações Resgatáveis	☐ BDR
☐ Partes Beneficiárias	☐ Outros
☐ Debêntures Simples	DESCRIÇÃO
☒ Bônus de Subscrição	
☐ Certificado de Investimento Coletivo (CIC)	

01.08 - PUBLICAÇÕES DE DOCUMENTOS

1 - AVISO AOS ACIONISTAS SOBRE DISPONIBILIDADE DAS DFs.	2 - ATA DA AGO QUE APROVOU AS DFs.
31/03/2008	
3 - CONVOCAÇÃO DA AGO PARA APROVAÇÃO DAS DFs.	4 - PUBLICAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
	31/03/2008

01.09 - JORNAIS ONDE A CIA. DIVULGA INFORMAÇÕES

1 - ITEM	2 - TÍTULO DO JORNAL	3 - UF
01	DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO DO RJ	RJ
02	DIÁRIO MERCANTIL	RJ

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
26/05/2008	

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

02.01.01 - COMPOSIÇÃO ATUAL DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DIRETORIA

1 - ITEM	2 - NOME DO ADMINISTRADOR	3 - CPF	4 - DATA DA ELEIÇÃO	5 - PRAZO DO MANDATO	6 - CÓDIGO TIPO DO ADMINISTRADOR *	7 - ELEITO P/ CONTROLADOR	8 - CARGO /FUNÇÃO	9 - FUNÇÃO
01	Eike Fuhrken Batista	664.976.807-30	18/12/2007	AGO de 2009	2	SIM	20	Presidente do Conselho de Administração
02	Francisco Roberto André Gros	038.644.137-53	18/12/2007	AGO de 2009	2	SIM	21	Vice Presidente Cons. de Administração
03	Eliezer Batista da Silva	607.460.507-63	18/12/2007	AGO de 2009	2	SIM	29	Presidente Honorário
04	Paulo Manuel Mendes de Mendonça	028.909.252-34	03/09/2007	03/09/2008	1		19	Diretor E&P
05	Luiz Rodolfo Landim Machado	596.293.207-20	18/12/2007	AGO de 2009	3	SIM	33	Conselheiro(Efetivo) e Dir. Presidente
06	Paulo Carvalho de Gouvêa	023.994.247-78	18/12/2007	AGO de 2009	2	SIM	22	Conselho de Administração (Efetivo)
07	Marcelo Faber Torres	002.539.237-94	03/09/2007	03/09/2008	1		19	Dir. Fin. e Relação com Investidores
10	Rodolfo Riechert	899.477.897-72	18/12/2007	AGO de 2009	2	NÃO	22	Conselho de Administração (Efetivo)
11	Claudio Thomaz Lobo Sonder	066.934.078-20	28/01/2008	AGO de 2009	2	NÃO	27	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)
12	Bryan Begley	055.331.077-11	28/01/2008	AGO de 2009	2	NÃO	27	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)
13	Pedro Malan	028.897.227-91	23/05/2008	AGO de 2009	2	NÃO	27	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)
14	Rodolpho Tourinho Neto	046.999.205-00	23/05/2008	AGO de 2009	2	NÃO	27	Conselho de Adm. Independente (Efetivo)

* CÓDIGO: 1 - PERTENCE APENAS À DIRETORIA;
2 - PERTENCE APENAS AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO;
3 - PERTENCE À DIRETORIA E AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO.

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.01 - EVENTOS RELATIVOS À DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL

1 - EVENTO BASE	2 - DATA DO EVENTO	3 - PESSOAS FÍSICAS E JURÍDICAS	4 - INVESTIDORES INSTITUCIONAIS	5 - ACORDO DE ACIONISTAS	6 - AÇÕES PREFER. COM DIREITO A VOTO
AGE	23/05/2008	10	10	SIM	RESTRITO
7 - AÇÕES PREFERENCIAIS COM DIREITO A VOTO					
PNA, PNB					
AÇÕES EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO					
9 - EXISTEM AÇÕES EM CIRCULAÇÃO	8 - DATA DO ÚLTIMO ACORDO DE ACIONISTAS				
	14/12/2007				
NÃO	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		TOTAL
	10 - QUANTIDADE (Unidade)	11 - PERCENTUAL	12 - QUANTIDADE (Unidade)	13 - PERCENTUAL	14 - QUANTIDADE (Unidade)
	0	0,00	0	0,00	0
					15 - PERCENTUAL
					0,00

16 - AÇÕES PREFERENCIAIS EM CIRCULAÇÃO NO MERCADO		
1 - CLASSE	2 - QUANTIDADE (Unidade)	3 - PERCENTUAL

Reapresentação por Exigência CVM N° 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ	5 - UF
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96	

03.02 - POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM		2 - NOME/RAZÃO SOCIAL		3 - CPF/CNPJ		4 - NACIONALIDADE		5 - UF															
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS (Unidades)		7 - %		8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)		9 - %		10 - TOTAL DE AÇÕES (Unidades)		11 - %		12 - COMP. CAP. SOC.		13 - PART. NO ACORDO DE ACIONISTAS		14 - CONTROLADOR							
15/1 - CLASSE		15/2 - QTD. AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)		15/3 - % PREFERENCIAIS																			
001		Centennial Asset Mining Fund LLC																07.732.392-0001/22		Norte-americana			
PNA		8.238.660		100,00		719.600		9,09		8.958.260		55,45		23/05/2008		SIM		SIM					
PNB				0																			
TOTAL				719.600				100,00															
				719.600				9,09															
002		Ontario Teachers' Pension Plan Board																05.479.953-0001/06		Canadense			
		1		0,00		3.599.998		45,48		3.599.999		22,29		23/05/2008		SIM		SIM					
PNA				3.599.998				50,03															
PNB				0				0,00															
TOTAL				3.599.998				45,48															
003		ZAM Ventures, L.P (Ziff Brothers Inc)																09.217.637-0001/09		Norte-americana			
		1		0,00		800.000		10,11		800.001		4,95		23/05/2008		SIM		SIM					
PNA				800.000				11,12															
PNB				0				0,00															
TOTAL				800.000				10,11															
004		ZAM Holdings, L.P (Ziff Brothers Inc)																09.233.348-0001/01		Norte-americana			
		1		0,00		450.434		5,69		450.435		2,79		23/05/2008		SIM		SIM					
PNA				450.434				6,26															
PNB				0				0,00															
TOTAL				450.434				5,69															

Reapresentação por Exigência CVM N° 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ	5 - UF
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96	

03.02 - POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM		2 - NOME/RAZÃO SOCIAL		3 - CPF/CNPJ		4 - NACIONALIDADE		5 - UF											
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS (Unidades)		7 - %		8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)		9 - %		10 - TOTAL DE AÇÕES (Unidades)		11 - %		12 - COMP.CAP.SOC.		13 - PART. NO ACORDO DE ACIONISTAS		14 - CONTROLADOR			
15/1 - CLASSE		15/2 - QTD. AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)		15/3 - % PREFERENCIAIS															
005		UBS Prestige Fund II LLC - Class43				09.019.562-0001/51				Norte-Americana									
		1		0,00		641.467		8,10		641.468		3,97		23/05/2008		SIM		SIM	
PNA				641.467				8,91											
PNB				0				0,00											
TOTAL				641.467				8,10											
006		Morgan Stanley Uruguay Ltd.												05.447.544-0001/10					
		1		0,00		514.000		6,49		514.001		3,18		23/05/2008		SIM		SIM	
PNA				514.000				7,14											
PNB				0				0,00											
TOTAL				514.000				6,49											
997		AÇÕES EM TESOURARIA																	
		0		0,00		0		0,00		0		0,00							
998		OUTROS																	
		20		0,00		1.190.101		15,04		1.190.121		7,37							
PNA				1.190.101				16,54											
PNB				0				0,00											
TOTAL				1.190.101				15,04											
999		TOTAL																	
		8.238.685		100,00		7.915.600		100,00		16.154.285		100,00							
PNA				7.196.000				100,00											
PNB				719.600				100,00											

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.02 - POSIÇÃO ACIONÁRIA DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DE AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ	4 - NACIONALIDADE	5 - UF
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - TOTAL DE AÇÕES (Unidades)
15/1 - CLASSE	15/2 - QTD. AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	15/3 - % PREFERENCIAIS	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.
TOTAL	7.915.600	100,00	13 - PART. NO ACORDO DE ACIONISTAS	14 - CONTROLADOR

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINARIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM		2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA			3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL						
001		Centennial Asset Mining Fund LLC			23/05/2008						
1 - ITEM		2 - NOME/RAZÃO SOCIAL									
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS		7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS (Unidades)	9 - %	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.			5 - UF	
001001		100	100,00	0	0,00	100	100,00	664.976.807-30		BRASILEIRA	RJ
		EIKE FUHRKEN BATISTA									
		664.976.807-30									
		BRASILEIRA									
		RJ									
001999		TOTAL									
		100	100,00	0	0,00	100	100,00				

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM 002	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA Ontario Teachers' Pension Plan Board	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL 23/05/2008
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - % 8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - % (Unidades)	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)
	11 - %	12 - COMP. CAP. SOC.
	4 - NACIONALIDADE	5 - UF

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
003	ZAM Ventures, L.P (Ziff Brothers Inc)	23/05/2008
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - % (Unidades)
10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP. CAP. SOC.
4 - NACIONALIDADE	5 - UF	

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
004	ZAM Holdings, L.P (Ziff Brothers Inc)	23/05/2008
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - % (Unidades)
10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %	12 - COMP.CAP.SOC.
		4 - NACIONALIDADE
		5 - UF

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
005	UBS Prestige Fund II LLC - Class43	23/05/2008
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS/9 - % (Unidades)
	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %
	12 - COMP. CAP. SOC.	4 - NACIONALIDADE
		5 - UF

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

03.03 - DISTRIBUIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL DOS ACIONISTAS COM MAIS DE 5% DAS AÇÕES ORDINÁRIAS E/OU PREFERENCIAIS

1 - ITEM	2 - CONTROLADORA / INVESTIDORA	3 - DATA DE COMP. CAP. SOCIAL
006	Morgan Stanley Uruguay Ltd.	23/05/2008
1 - ITEM	2 - NOME/RAZÃO SOCIAL	3 - CPF/CNPJ
6 - AÇÕES ORDINÁRIAS/ COTAS (Unidades)	7 - %	8 - AÇÕES PREFERENCIAIS 9 - % (Unidades)
	10 - AÇÕES/COTAS TOTAL (Unidades)	11 - %
	12 - COMP. CAP. SOC.	4 - NACIONALIDADE
		5 - UF

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

04.01 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

1 - Data da Última Alteração: 23/05/2008

2- ITEM	3 - ESPÉCIE DAS AÇÕES	4 - NOMINATIVA OU ESCRITURAL	5 - VALOR NOMINAL (Reais)	6 - QTD. DE AÇÕES (Unidades)	7 - SUBSCRITO (Reais)	8 - INTEGRALIZADO (Reais)
01	ORDINÁRIAS	ESCRITURAL		8.238.685	538.417.176	538.417.176
02	PREFERENCIAIS			0	0	0
03	PREFERENCIAIS CLASSE A	ESCRITURAL		7.196.000	1.623.417.600	1.623.417.600
04	PREFERENCIAIS CLASSE B	ESCRITURAL		719.600	162.341.760	162.341.760
05	PREFERENCIAIS CLASSE C			0	0	0
06	PREFERENCIAIS CLASSE D			0	0	0
07	PREFERENCIAIS CLASSE E			0	0	0
08	PREFERENCIAIS CLASSE F			0	0	0
09	PREFERENCIAIS CLASSE G			0	0	0
10	PREFERENCIAIS CLASSE H			0	0	0
11	PREFER. OUTRAS CLASSES			0	0	0
99	TOTAIS			16.154.285	2.324.176.536	2.324.176.536

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 02016-8	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07.957.093/0001-96

04.02 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1-ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Unidades)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)
01	10/04/2006	1.000	1.000	Subscrição Particular em Dinheiro	1.000	1,0000000000
02	28/04/2006	4.561.000	4.560.000	Subscrição em Bens ou Créditos	4.560.000	1,0000000000
03	30/09/2007	26.561.000	22.000.000	Subscrição Particular em Dinheiro	22.000.000	1,0000000000
04	27/08/2007	32.961.000	6.400.000	Subscrição Particular em Dinheiro	6.400.000	1,0000000000
05	03/09/2007	32.940.766	(20.234)	Cisão Parcial	-20.234	1,0000000000
06	18/12/2007	1.809.808.536	1.776.867.770	Subscrição Particular em Dinheiro	1.538.487.805	1,1500000000
07	18/12/2007	2.324.176.536	514.368.000	Subscrição Particular em Dinheiro	447.857.143	1,1500000000

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

04.03 - BONIFICAÇÃO / DESDOBRAMENTO OU GRUPAMENTO DE AÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1- ITEM	2 - DATA APROVAÇÃO	3 - VALOR NOMINAL POR AÇÃO ANTES DA APROVAÇÃO (Reais)	4 - VALOR NOMINAL POR AÇÃO DEPOIS DA APROVAÇÃO (Reais)	5 - QUANTIDADE DE AÇÕES ANTES DA APROVAÇÃO (Unidades)	6 - QUANTIDADE DE AÇÕES DEPOIS DA APROVAÇÃO (Unidades)
01	23/05/2008			2.019.285.714	16.154.285

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

04.04 - CAPITAL SOCIAL AUTORIZADO

1 - QUANTIDADE (Unidades)	2 - VALOR (Reais)	3 - DATA DA AUTORIZAÇÃO
0	5.000.000.000	18/12/2007

04.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL AUTORIZADO

1- ITEM	2 - ESPÉCIE	3 - CLASSE	4 - QUANTIDADE DE AÇÕES AUTORIZADAS À EMISSÃO (Unidades)

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 02016-8	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07.957.093/0001-96

05.02 - PARTES BENEFICIÁRIAS, BÔNUS DE SUBSCRIÇÃO OU OPÇÃO DE COMPRA DE AÇÕES

1 - ITEM	2 - VALOR MOBILIÁRIO	3 - DATA DA DELIBERAÇÃO	4 - DELIBERAÇÃO EVENTO	5 - DATA DA EMISSÃO	6 - QUANTIDADE EM CIRCULAÇÃO (Unidades)	7 - VALOR NOMINAL (Reais)	8 - VENCIMENTO	9 - CONVERSÍVEL/ EXERCÍVEL
02	Bônus de Subscrição	18/12/2007	AGE	18/12/2007	1	100,00		SIM

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 02016-8	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07.957.093/0001-96

06.03 - DISPOSIÇÕES ESTATUTÁRIAS DO CAPITAL SOCIAL

1 - ITEM	2 - ESPÉCIE DA AÇÃO	3 - CLASSE DA AÇÃO	4 - % DO CAPITAL SOCIAL	5 - CONVERSÍVEL	6 - CONVERTE EM	7 - DIREITO A VOTO	8 - TAG ALONG %	9 - PRIORIDADE NO REEMBOLSO DE CAPITAL	17 - OBSERVAÇÃO
10 - PRÊMIO	11 - TIPO DE DIVIDENDO	12 - % DIVIDENDO	13 - R\$/AÇÃO	14 - CUMULATIVO	15 - PRIORITÁRIO	16 - CALCULADO SOBRE			
01	ORDINÁRIA		51,00	NÃO		PLENO	0,00		
			0,00	0,00000					
02	PREFERENCIAL	A	44,55	SIM	ORD	PLENO	100,00	SIM	
NÃO	MÍNIMO		25,00	0,00000	NÃO	NÃO	LÚCRO LÍQUIDO AJUSTADO		
03	PREFERENCIAL	B	4,45	SIM	ORD	RESTRITO	100,00	SIM	NÃO VOTA NA ELEIÇÃO DE MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
NÃO	MÍNIMO		25,00	0,00000	NÃO	NÃO	LÚCRO LÍQUIDO AJUSTADO		

06.04 - MODIFICAÇÃO ESTATUTÁRIA/DIVIDENDO OBRIGATÓRIO

1 - DATA DA ÚLTIMA MODIFICAÇÃO DO ESTATUTO	2 - DIVIDENDO OBRIGATÓRIO (% DO LÚCRO)
18/12/2007	25,00

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

07.01 - REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO

1 - PARTICIPAÇÃO DOS ADMINISTRADORES NO LUCRO	2 - VALOR DA REMUNERAÇÃO GLOBAL DOS ADMINISTRADORES (Reais)	3 - PERIODICIDADE
NÃO	7.250.000	ANUAL

07.02 - PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES NOS TRÊS ÚLTIMOS ANOS

1 - DATA FINAL DO ÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2007

2 - DATA FINAL DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL: 31/12/2006

3 - DATA FINAL DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL:

4 - ITEM	5 - DESCRIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES	6 - VALOR DO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)	7 - VALOR DO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)	8 - VALOR DO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)
01	PARTICIPAÇÕES-DEBENTURISTAS	0	0	0
02	PARTICIPAÇÕES-EMPREGADOS	0	0	0
03	PARTICIPAÇÕES-ADMINISTRADORES	0	0	0
04	PARTIC.-PARTES BENEFICIÁRIAS	0	0	0
05	CONTRIBUIÇÕES FDO. ASSISTÊNCIA	0	0	0
06	CONTRIBUIÇÕES FDO. PREVIDÊNCIA	0	0	0
07	OUTRAS CONTRIBUIÇÕES	0	0	0
08	LUCRO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	0	0	0
09	PREJUÍZO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO	6.353.000	5.506.000	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 02016-8	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07.957.093/0001-96

07.03 - PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

1- ITEM	2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA	3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO	5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
7 - TIPO DE EMPRESA		8 - INÍCIO ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	9 - FINAL ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	10 - QTD. AÇÕES ÚLTIMO EXERC. SOCIAL	(Unidades)
11 - INÍCIO PENÚLTIMO EXERCÍCIO SOCIAL	12 - FINAL PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	13 - QTD. AÇÕES PENÚLTIMO EXERC. SOCIAL	14 - INÍCIO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	15 - FINAL DO ANTEPENÚLT. EXERC. SOCIAL	16 - QTD. AÇÕES ANTEPENÚLTIMO EXERC. SOCIAL
		(Unidades)			(Unidades)
01	OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.	08.926.302/0001-05	FECHADA CONTROLADA	99,99	64,72
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		09/07/2007	31/12/2007		1.512.715.366
		0			0

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 02016-8	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07.957.093/0001-96

13.01 - PROPRIEDADES RELEVANTES

1- ITEM		2 - TIPO DE PROPRIEDADE		3 - ENDEREÇO								
4 - MUNICÍPIO		5 - UF	6 - ÁREA TOTAL (MIL M²)	7 - ÁREA CONSTRUÍDA (MIL M²)	8 - IDADE (ANOS)	9 - SEGURO	10 - HIPOTECA	11 - ALUGADA DE TERCEIROS	12 - DATA DO CONTRATO	13 - TÉRMINO LOCAÇÃO		
14 - OBSERVAÇÃO												
01	LOCAÇÃO			PRAIA DO FLAMENGO, 154, 7º ANDAR, PARTE								
RIO DE JANEIRO		RJ	1.395,000	826,000	28	NÃO	NÃO	SIM	09/07/2007	09/07/2012		

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

16.01 - AÇÕES JUDICIAIS COM VALOR SUPERIOR A 5% DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO OU DO LUCRO LÍQUIDO

1 - ITEM	2 - DESCRIÇÃO	3 - % PATRIM. LÍQUIDO	4 - % LUCRO LÍQUIDO	5 - PROVISÃO	6 - VL.PROVISIONADO (Reais)	7 - VL. TOTAL AÇÕES (Reais)
8 - OBSERVAÇÃO						
01	TRABALHISTA	0,00	0,00		0	0
02	FISCAL/TRIBUTÁRIA	0,00	0,00		0	0
03	OUTRAS	0,00	0,00		0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM 02016-8	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	3 - CNPJ 07.957.093/0001-96

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

19.02 - PEDIDOS EM CARTEIRA NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

1- ITEM	2 - DESCRIÇÃO DOS PEDIDOS	3 - VALOR DOS PEDIDOS NO ÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)	4 - VALOR DOS PEDIDOS NO PENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)	5 - VALOR DOS PEDIDOS NO ANTEPENÚLTIMO EXERCÍCIO (Reais)
99	ENCOMENDAS NÃO ATENDIDAS	0		

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

19.05 - OPERAÇÕES COM EMPRESAS RELACIONADAS

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

Celebramos um contrato de compartilhamento de recursos com o Grupo EBX, segundo o qual pagamos um montante mensal pelo acesso a serviços de suporte ou serviços auxiliares e administrativos por parte do grupo, tais como: serviços de escrituração contábil e fiscal, recursos humanos e folha de pagamento, serviços de gerenciamento de caixa e financeiro, auditoria interna, serviços integrados de gerenciamento de risco, tecnologia da informação (TI), administrativos e serviços de comunicação e marketing. Para o trimestre encerrado em 31 de março de 2008, os gastos incorridos junto ao Grupo EBX, em relação aos recursos compartilhados foram de R\$363 mil, sendo que o saldo naquela data era de R\$176 mil.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2007, nossa controlada OGX Ltda. efetuou pagamentos à coligada MMX, no montante de R\$1.554 mil, referente ao compartilhamento de serviços administrativos.

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

19.06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2007	4 -	5 -
1	Ativo Total	22.287.072	0	0
1.01	Ativo Circulante	18.194.908	0	0
1.01.01	Disponibilidades	7.118.644	0	0
1.01.02	Créditos	10.038.814	0	0
1.01.02.01	Clientes	0	0	0
1.01.02.02	Créditos Diversos	0	0	0
1.01.03	Estoques	0	0	0
1.01.04	Outros	1.037.450	0	0
1.02	Ativo Não Circulante	4.092.164	0	0
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	0	0	0
1.02.01.01	Créditos Diversos	0	0	0
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0
1.02.01.03	Outros	0	0	0
1.02.02	Ativo Permanente	4.092.164	0	0
1.02.02.01	Investimentos	0	0	0
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	0	0	0
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	0	0	0
1.02.02.02	Imobilizado	767.719	0	0
1.02.02.03	Intangível	0	0	0
1.02.02.04	Diferido	3.324.445	0	0

Reapresentação por Exigência CVM Nº 074/2008

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
02016-8	OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

CONTROLADA/COLIGADA

DENOMINAÇÃO SOCIAL
OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

19.06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/12/2007	4 -	5 -
2	Passivo Total	22.287.072	0	0
2.01	Passivo Circulante	286.072	0	0
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.01.02	Debêntures	0	0	0
2.01.03	Fornecedores	151.242	0	0
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	134.830	0	0
2.01.05	Dividendos a Pagar	0	0	0
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	0	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	0	0	0
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	0	0	0
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	0	0	0
2.02.01.02	Debêntures	0	0	0
2.02.01.03	Provisões	0	0	0
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	0	0	0
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	22.001.000	0	0
2.04.01	Capital Social Realizado	22.001.000	0	0
2.04.02	Reservas de Capital	0	0	0
2.04.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.04.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.04.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0	0
2.04.04	Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.04.01	Legal	0	0	0
2.04.04.02	Estatutária	0	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.04.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.04.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0
2.04.06	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.

07.957.093/0001-96

19.09 - CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE ATUAÇÃO

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

De acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2007, o Brasil possuía 14,4 bilhões de *boe* de reservas provadas de petróleo ao final de 2006, a segunda maior na América Latina após a Venezuela. As descobertas recentes no País historicamente sem paralelos, posicionaram o País como uma das regiões mais promissoras do mundo em termos de potencial petrolífero remanescente. As Bacias de Campos e Santos, localizadas no sudeste do País, contêm a maior parte das reservas provadas de petróleo e gás natural do País.

Em novembro de 2007, anúncios públicos recentes com relação às descobertas de cinco a oito bilhões de *boe* no campo de Tupi, localizado na Bacia de Santos, levaram muitos observadores do setor a aumentar suas estimativas acerca das reservas brasileiras de petróleo e gás natural. Considerando o grande potencial inexplorado das áreas de pré-sal, o país tem um potencial de chegar a até 100 bilhões de *boe* de reservas de petróleo e gás natural. Confirmadas essas expectativas, o Brasil poderia chegar à 9ª colocação entre os maiores países petroleiros do mundo, entre a Venezuela e Nigéria.

A demanda por petróleo vem crescendo de maneira consistente nos últimos 14 anos. De acordo com o crescimento econômico médio anual global, impulsionada, principalmente, pelos dois maiores consumidores, Estados Unidos da América e China, espera-se que esta demanda continue a crescer nos próximos 20 anos. Os Estados Unidos da América são, sem sombra de dúvida, como o maior consumidor de petróleo, respondendo por 25% da demanda global total em 2006, com um consumo de 20,6 milhões de *boepd*, superando o consumo de 7,4 milhões de *boepd* da China.

Há três principais usos energéticos para o petróleo, quais sejam transporte, geração de energia e aquecimento, assim como uma série de mercados não-energéticos (por exemplo, matéria-prima para a indústria petroquímica). Embora a demanda de energia para cada uso final correlacione-se com os níveis de atividade econômica, há diferenças claras entre os diversos usos finais em termos de possibilidade de substituição de combustível. Os mercados de transporte e não-energético possuem baixa vulnerabilidade, tornando-os mercados relativamente cativos do petróleo. No entanto, muitos mercados energéticos fixos podem, com determinadas limitações, mudar de um combustível para o outro, especialmente entre gás, carvão e petróleo e, desta forma, a elasticidade de seu preço de curto prazo é alta.

Os dois principais fatores que influenciam a demanda de petróleo são (1) preço e (2) renda.

(1) Preço: o preço e a demanda por petróleo tipicamente possuem uma relação inversa, a qual pode variar dependendo do sub-mercado. Por exemplo, o petróleo combustível possui uma flexibilidade de preço relativamente alta, o que quer dizer 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 possui menor flexibilidade de preço, já que não existe um substituto imediato.

(2) Renda: historicamente, o principal impulsionador do crescimento da demanda de petróleo é a renda. O crescimento econômico robusto aumenta os níveis de demanda por petróleo, como foi o

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

19.09 - CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE ATUAÇÃO

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

caso dos EUA e, agora, espera-se que ocorra na China e em outros países em desenvolvimento, especialmente na medida em que cresce o uso de veículos motores. O crescimento econômico em 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.

Recentemente, a demanda por petróleo provou ser menos correlacionada com os preços do que o esperado, principalmente pelo fato de que os gastos com energia estão representando atualmente uma menor porção da renda do consumidor do que já representaram no passado. O mundo se tornou mais eficiente na utilização de energia e petróleo em razão de novas tecnologias, consumidores mais conscientes quanto ao consumo de energia, melhor isolamento decorrente de novas técnicas de construção e uma série de outros fatores que contribuíram para uma utilização mais consciente de recursos energéticos, incluindo o petróleo.

O gás natural representou 23,7% da utilização total de energia em 2006, de acordo com o *BP Statistical Review of World Energy 2007*, sendo, portanto, a terceira maior fonte de energia primária do mundo, atrás do petróleo e do carvão. Os mercados de gás, se comparados com os de petróleo, são geralmente regionais em razão das limitações de transporte, uma vez que o gás precisa ser transportado através de gasodutos ou por meio da liquefação antes do seu carregamento em navios-tanques. O impacto mais significativo sobre a demanda de gás natural nos últimos 10 anos foi causado pela pressão ambientalista sobre os setores público e privado para que o carvão ou o petróleo fosse substituído por gás natural, principalmente por causa da menor poluição gerada pelo gás natural.

Atualmente, as reservas de gás natural mundiais são somente um pouco menores que as reservas mundiais de petróleo. No entanto, este é um fato recente atribuído ao crescimento das reservas de gás natural em 30% na última década, enquanto que as reservas de petróleo de modo geral permaneceram praticamente estáveis. Inúmeras empresas começaram a explorar o gás natural diretamente, ao passo que, historicamente, a maior parte das acumulações de gás natural foi descoberta durante a exploração de petróleo. Além disso, preços mais elevados resultaram na recuperação de certos depósitos de gás natural, os quais antigamente teriam simplesmente sido queimados.

Houve um aumento do consumo de gás natural na Europa em decorrência da construção de um gasoduto conectando o continente a países da antiga União Soviética, que possuem a maior parte das reservas mundiais de gás natural, com 32% do total. Adicionalmente, a Rússia propôs a construção de gasodutos para a China e a Coreia do Sul e está entrando nos mercados de gás natural liquefeito.

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

19.09 - CARACTERÍSTICAS DO SETOR DE ATUAÇÃO

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

De acordo com o *BP Statistical Review of World Energy* de 2007, o consumo mundial de gás natural sofreu um aumento de 2,5% em 2006, quando comparado com 2005. Enquanto o consumo na América do Norte permaneceu inalterado, o consumo na região da Ásia-Pacífico cresceu 6,5%. O maior crescimento ocorreu na China, com um consumo em 2006 quase 22% acima do que foi consumido em 2005. Novos aumentos na demanda são esperados nos próximos anos principalmente por parte da China.

Nas Américas Central e do Sul, o gás natural é a fonte de combustível que mais rapidamente cresce, com o consumo aumentando a uma taxa composta de crescimento anual de 5,7% nos últimos cinco anos. O Brasil responde por mais de 20% do crescimento projetado do consumo de gás natural da região nos próximos anos, de acordo com a EIA. Embora haja descobertas promissoras de gás natural 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 médio prazo.

A produção brasileira de petróleo e gás natural aumentou substancialmente nos últimos anos, com a Bacia de Campos produzindo aproximadamente 78% da produção total do país, atingindo mais de 2 milhões de *boepd* em 2008. Espera-se que este crescimento continue durante a próxima década conforme a produção em campos-chave aumente e as descobertas mais recentes nas Bacias do Espírito Santo e Santos sejam desenvolvidas.

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

OGX Petróleo e Gás Ltda.

(valores em milhares de reais, exceto quantidade de quotas)

1 Contexto operacional

OGX Petróleo e Gás Ltda ("OGX" ou a "COMPANHIA") foi constituída em 27 de junho de 2007 e tem como objeto social, mediante autorização ou concessão da União, a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo, de poço, xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, além das atividades vinculadas a energia. A COMPANHIA tem sua sede à Praia do Flamengo nº 154, 7º andar (parte).

As operações da COMPANHIA se iniciaram na data acima, com a integralização do capital pelos sócios pessoas físicas, em 16 de agosto de 2007 a sócia-quotista Centennial Asset Participações Corumbá S/A, empresa registrada na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") sob o número 02016-8, ingressou na sociedade com o aporte de R\$22.000, diluindo assim os quotistas remanescentes. Os recursos provenientes do aporte se destinam aos investimentos iniciais em equipamentos, contratação de técnicos com reconhecida experiência no setor, dados e sistemas necessários à execução do objeto social da COMPANHIA.

As demonstrações financeiras anexas correspondem ao período iniciado em 27 de junho a 31 de agosto de 2007, razão pelo qual não são apresentadas demonstrações financeiras de forma comparativa.

Os planos da administração incluem a participação da OGX em licitações promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, para a exploração de petróleo e gás natural em blocos com risco exploratório.

2 Apresentação das demonstrações financeiras trimestrais

As demonstrações contábeis foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem os critérios estabelecidos pelas Leis 6.404/76 e 10.303/01, que dispõem sobre as sociedades por ações, associados às normas e instruções da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

Resumo das principais práticas contábeis

a. Apuração do resultado

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A. 07.957.093/0001-96

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

Apurado em conformidade com o regime contábil de competência. Dado a fase pré-operacional da COMPANHIA, os gastos pré-operacionais estão classificados no diferido, e começarão a ser amortizados a partir do benefício econômico por eles gerados, no prazo não inferior a cinco anos.

b. Ativos circulante e Passivo Circulante

É apresentado pelo valor líquido de realização.

c. Imposto de renda e contribuição social

A COMPANHIA neste período, não apurou lucro tributável e conseqüentemente não obteve base de cálculo positiva para o imposto de renda e contribuição social.

3 Disponibilidades

31/08/2007

Depósitos Bancários	7.118
Aplicações Financeiras	10.039
	<u>17.157</u>

As aplicações financeiras são de curto prazo com remuneração pelo CDI.

4 Adiantamentos

31/08/2007

Adiantamentos	1.037
	<u>1.037</u>

Refere-se à antecipações pela prestação de serviços e compra de equipamentos.

5 Imobilizado

31/08/2007

Movéis e Utensílios	106
Benfeitorias em propriedade de terceiros	325
Veículos	255

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A. 07.957.093/0001-96

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

Outros bens	88
(-) Depreciação acumulada	(6)
	<u>768</u>

6 Diferido

31/08/2007

Gastos pré-operacionais	3.324
	<u>3.324</u>

Refere-se a gastos com salários, consultorias, taxa paga a ANP de participação no setor etc. Inclui o resultado financeiro positivo de R\$ 39 oriundo do rendimento das aplicações financeiras.

7 Provisão para contingências

Desnecessário a constituição de qualquer provisão no período, dado que as limitadas operações realizadas no período não materializaram nenhum passivo contingente.

8 Patrimônio líquido

Capital Social

Conforme a primeira alteração contratual, o capital social subscrito e integralizado é de R\$22.001, distribuído em 22.001.000 quotas, assim distribuídas:

Quotista	<u>31/08/2007</u>	
	Nº de quotas	R\$
Centennial Asset Particip. Corumbá S/A	22.000.000	22.000
Eike Fuhrken Batista	998	1
Flavio Godinho	1	-
Marcelo Adler Cheniaux	1	-
	<u>22.001.000</u>	<u>22.001</u>

02016-8 OGX PETROLEO E GAS PARTICIPAÇÕES S.A.	07.957.093/0001-96

19.10 - RELATÓRIO DE DESEMPENHO

Controlada/Coligada : OGX PETRÓLEO E GÁS LTDA.

* * *

Composição da Diretoria

Francisco Roberto André Gros – Diretor Presidente
Paulo Manuel Mendes de Mendonça – Diretor de Exploração e Produção
Eike Fuhrken Batista – Diretor Adjunto
Flavio Godinho – Diretor Adjunto
Marcelo Adler Cheniaux – Diretor Adjunto
Marcelo Faber Torres – Diretor Financeiro
Luiz Antonio Nascimento Reis – Diretor
Edmundo Julio Jung Marques – Diretor

Contador
Denison Ribeiro de Carvalho
CRC-RJ nº 062.801/O-4

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

4. Demonstrações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas da OGX relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007

Demonstrações Financeiras Consolidadas da OGX relativas aos períodos de três meses findos em 31 de março de 2007 e 31 de março de 2008

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Demonstrações Financeiras Consolidadas da OGX relativas ao exercício social encerrado
em 31 de dezembro de 2007

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial
Asset Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2007 e 2006

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações financeiras

em 31 de dezembro de 2007 e 2006

Conteúdo

Relatório da administração	503-505
Parecer dos auditores independentes	506-507
Balanços patrimoniais	508
Demonstrações de resultados	509
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto)	510
Demonstrações das origens e aplicações de recursos	511
Demonstrações dos fluxos de caixa	512
Demonstrações do valor adicionado	513
Notas explicativas às demonstrações financeiras	514-536

Relatório da administração

O sucesso do Grupo EBX na área de recursos naturais levou o grupo a aprofundar seus estudos em petróleo e gás, já que o Brasil possui enorme potencial nesse setor. Em decorrência desses estudos foi criada a OGX Petróleo e Gás Ltda., constituída para a participação do grupo no setor.

A captação de recursos para constituir a companhia foi via *private placement*, reunindo 13 investidores (Eike Batista é o maior acionista) e captando US\$1,285 bilhão.

Constituída em 9 de julho de 2007, como uma companhia de Exploração e Produção (E&P) de óleo e gás, seu objetivo principal é explorar, mediante concessão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as bacias sedimentares brasileiras, tanto terrestres quanto marítimas, de águas rasas e profundas. A ANP por sua vez, tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas e dos concessionários integrantes da indústria do petróleo.

Para tornar-se um *player* de primeira linha no Brasil e potencialmente em outros mercados, a OGX contratou uma equipe altamente qualificada em exploração de petróleo, com vasta experiência de grandes descobertas e altas taxas de sucesso ao longo dos últimos cinco anos.

As atividades de exploração de petróleo e/ou gás natural são realizadas pelas empresas petrolíferas nas concessões exploratórias que devem ser adquiridas através da participação nos leilões de blocos exploratórios promovidos anualmente pela ANP.

Após adquirir blocos nas licitações anuais da ANP, as Companhias de Petróleo tem que executar neles seus Programas Exploratórios, que obrigatoriamente devem ser no mínimo iguais aos compromissos dos Programas Exploratórios Mínimos, que englobam principalmente a aquisição de dados sísmicos e a perfuração de poços.

A sísmica, junto com outras informações geológicas, permitirá a realização de mapeamentos que resultarão na definição de prospectos exploratórios, que são em última análise os locais, definidos pelos geólogos e geofísicos, com as maiores chances de se encontrar petróleo e/ou gás natural. Nesses prospectos serão perfurados os poços, que eventualmente descobrirão hidrocarbonetos.

Essas descobertas são em seguida avaliadas e delimitadas por meio da perfuração de novos poços e, se comprovarem viabilidade comercial, faz-se uma Declaração de Comercialidade junto à ANP e a descoberta se transforma num campo de petróleo e/ou gás natural.

Após apenas cinco meses de sua criação, a OGX, em uma participação extremamente bem sucedida, adquiriu 21 concessões exploratórias, em 23 disputadas (91% de sucesso), na Nona Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela ANP em 27 de novembro de 2007.

Essas 21 concessões somam uma área total de cerca de 6,4 mil km² e estão distribuídas nas bacias abaixo:

- quatro (4) concessões exclusivas nas águas rasas da Bacia de Santos (considerada como área de alto potencial);
- cinco (5) concessões exclusivas e mais duas (2) em parceria e com a operação da Maersk, nas águas rasas da Bacia de Campos (também de alto potencial);
- cinco (5) concessões em parceria e com a operação da Perenco, nas águas profundas da Bacia do Espírito Santo (considerada como área de nova fronteira); e
- cinco (5) concessões exclusivas nas águas rasas da Bacia do Pará-Maranhão (também nova fronteira);

Os Períodos Exploratórios das concessões giram em torno de 3 a 4 anos de duração, com extensão de 2 anos.

Em caso de descoberta comercial os prazos são de até 27 anos para o desenvolvimento da Produção e Produção.

Assim, após assinados os respectivos contratos de concessão no dia 12 de março de 2008, a OGX dispõe hoje de um portfólio exploratório inicial extremamente atrativo, constituído por 21 blocos marítimos de exploração geologicamente diversificados, com elevado potencial petrolífero. Nesses blocos a OGX tem um compromisso de executar um Programa Exploratório Mínimo (PEM) que compreende a perfuração de 28 poços, além de aquisição, reprocessamento e processamentos sísmicos especiais.

A OGX iniciará suas campanhas exploratórias, portanto, contando com um quadro de pessoal de alta capacitação técnica e gerencial, com dados geofísicos e geológicos e instalações de trabalho de alta qualidade, e, com ativos exploratórios de elevada potencialidade petrolífera.

A Companhia continuará a enriquecer e diversificar seu portfólio, com concessões exploratórias por meio das licitações da ANP, ou através de *farm-ins*, adquirindo participação de outras companhias em blocos exploratórios pré-existentes.

O governo brasileiro pretende retomar em 2008 a Oitava Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, que foi suspensa por pendências judiciais em 2006 e, provavelmente no final deste ano, a ANP também deverá promover a Décima Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios.

Crescer de forma sólida é antes de tudo preservar e respeitar o meio-ambiente. O Grupo EBX, que sempre conduziu seus projetos de forma sustentável, dá prosseguimento às suas ações através da OGX, criando uma relação de respeito social e ambiental, através de investimentos em controle de poluentes, programas de conscientização pública e treinamento interno de funcionários, entre outras iniciativas.

Fiel ao compromisso de manter o desenvolvimento em constante harmonia com o meio ambiente e a sociedade, a empresa desenvolverá projetos que não apenas explorem as riquezas naturais, mas que o realize de forma sustentável agregando mais valor as suas atividades e produtos. No âmbito social, além da geração de emprego, renda e qualidade de vida para a população que vive no entorno de seus empreendimentos, o Grupo EBX tem o compromisso de honrar e respeitar os valores e tradições do país.

Auditores independentes

Em atendimento à instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG Auditores Independentes presta serviços de auditoria externa para a OGX relacionados ao exame das demonstrações financeiras e que não realizou nenhum outro serviço para a Companhia no exercício.

O relatório da administração inclui informações relacionadas a investimentos projetados as quais não fazem parte do escopo de auditoria.

A Administração, 24 de março de 2008



KPMG Auditores Independentes
Av. Almirante Barroso, 52 - 4º
20031-000 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 2888
20001-970 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Central Tel 55 (21) 3515-9400
Fax 55 (21) 3515-9000
Internet www.kpmg.com.br

Parecer dos auditores independentes

Aos

Administradores e Acionistas da

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

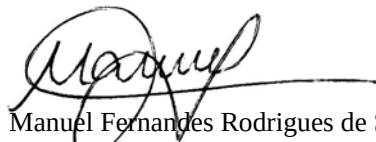
Rio de Janeiro - RJ

1. Examinamos o balanço patrimonial da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. e o balanço patrimonial consolidado dessa Companhia e sua controlada, levantados em 31 de dezembro de 2007, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício 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 de auditoria aplicáveis no Brasil e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e sua controlada; (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 sua controlada, bem como da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.
3. Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas representam, adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. e a posição patrimonial e financeira consolidada dessa Companhia e sua controlada em 31 de dezembro de 2007, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos, correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Nosso exame foi conduzido com o objetivo de formarmos uma opinião sobre as demonstrações financeiras acima referidas, tomadas em conjunto. As demonstrações do valor adicionado e do fluxo de caixa referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007 representam informações complementares àquelas demonstrações, não são requeridas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e estão sendo apresentadas para possibilitar uma análise adicional. Essas informações complementares foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria aplicados às demonstrações financeiras e, em nossa opinião, estão apresentadas, em todos os aspectos relevantes, adequadamente em relação às demonstrações financeiras acima referidas, tomadas em conjunto.

5. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 1, a controlada OGX Petróleo e Gás Ltda. encontra-se em fase pré-operacional. Desta forma, os resultados correspondentes às atividades pré-operacionais desta controlada encontram-se registrados no ativo diferido. A recuperação dos valores registrados no ativo permanente depende do sucesso das operações futuras da Companhia e de sua controlada, sendo dependentes do suporte financeiro dos acionistas e/ou terceiros até que as operações se tornem rentáveis. Os planos da Administração da Companhia e de sua controlada com relação às atividades operacionais estão descritos nas Notas Explicativas nºs 1, 5 e 7.
6. As demonstrações financeiras e a demonstração do fluxo de caixa, relativos ao período de 10 de abril de 2006 a 31 de dezembro de 2006 foram examinadas por outros auditores independentes que, sobre elas, emitiram parecer datado de 6 de março de 2007, sem ressalvas e com parágrafos de ênfase sobre o assunto mencionado no parágrafo 5.
7. A demonstração do valor adicionado referente ao período de 10 de abril de 2006 a 31 de dezembro de 2006 não foi examinada por auditores independentes.

27 de março de 2008

KPMG Auditores Independentes
CRC-SP-14.428/O-6-F-RJ



Manuel Fernandes Rodrigues de Sousa
Contador CRC-RJ-052.428/O-2

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Balanços patrimoniais

em 31 de dezembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	2007		2006
		Controladora	Consolidado	
Circulante				
Disponibilidades	4	2.333.439	2.338.487	3
Outros créditos		19	232	-
		<u>2.333.458</u>	<u>2.338.719</u>	<u>3</u>
Não Circulante				
Permanente				
Investimentos	5	22.000	-	-
Imobilizado	6	-	7.581	-
Intangível - concessão de blocos exploratórios	7	-	2.015.565	-
Diferido	8	-	9.647	-
		<u>22.000</u>	<u>2.032.793</u>	<u>-</u>
		<u>2.355.458</u>	<u>4.371.512</u>	<u>3</u>
Passivo				
Circulante				
Fornecedores	9	43.113	43.164	6
Impostos e contribuições a recolher		-	362	-
Provisão para perda em investimento	5	-	-	882
Contas a pagar por aquisição de blocos exploratórios	7	-	2.015.565	-
Outras contas a pagar		27	103	60
		<u>43.140</u>	<u>2.059.194</u>	<u>948</u>
Patrimônio Líquido (passivo a descoberto)				
Capital social	10	2.324.177	2.324.177	4.561
Prejuízos acumulados		(11.859)	(11.859)	(5.506)
		<u>2.312.318</u>	<u>2.312.318</u>	<u>(945)</u>
		<u>2.355.458</u>	<u>4.371.512</u>	<u>3</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações de resultados

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e período de 10 de abril a 31 de dezembro de 2006

(Em milhares de reais)

		<u>2007</u>		
	Nota	Controladora	Consolidado	2006
Receitas (despesas) operacionais				
Administrativas e gerais		(52.332)	(52.332)	(63)
Baixa de investimento		-	-	(4.561)
Provisão para perda em investimento	6	(5.218)	(5.218)	(882)
Receitas financeiras		51.414	51.414	-
Despesas financeiras		<u>(217)</u>	<u>(217)</u>	<u>-</u>
Prejuízo do exercício/período		<u>(6.353)</u>	<u>(6.353)</u>	<u>(5.506)</u>
Prejuízo por lote de mil ações - em R\$		<u>(3,15)</u>		<u>(1.207,19)</u>
Quantidade de ações ao final do exercício/período		<u>2.019.285.714</u>		<u>4.561.000</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
 (Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
 Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e período de 10 de abril a 31 de dezembro de 2006

(Em milhares de reais)

	Capital social	Prejuízos acumulados	Total
Aumento de capital em 10 de abril de 2006	4.561	-	4.561
Prejuízo do período	<u>-</u>	<u>(5.506)</u>	<u>(5.506)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2006	4.561	(5.506)	(945)
Aumento de capital em 18 de dezembro de 2007	2.319.636	-	2.319.636
Redução de capital - cisão	(20)	-	(20)
Prejuízo do exercício	<u>-</u>	<u>(6.353)</u>	<u>(6.353)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2007	<u><u>2.324.177</u></u>	<u><u>(11.859)</u></u>	<u><u>2.312.318</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações das origens e aplicações de recursos

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e período de 10 de abril a 31 de dezembro de 2006

(Em milhares de reais)

	2007		
	Controladora	Consolidado	2006
Origens dos recursos			
Dos acionistas			
Aumento de capital	2.319.636	2.319.636	4.561
Total das origens dos recursos	2.319.636	2.319.636	4.561
Aplicações de recursos			
Recursos aplicados nas operações:			
Prejuízo do exercício / período	6.353	6.353	5.506
Redução de capital - cisão do investimento na MMX Corumbá	20	20	-
Aplicações em investimentos permanentes em outras sociedades	22.000	-	-
Aquisição de direitos exploratórios	-	2.015.565	-
Aquisição de bens do imobilizado	-	7.581	-
Aquisição no ativo diferido	-	9.647	-
	28.373	2.039.166	5.506
Aumento (redução) do capital circulante	2.291.263	280.470	(945)
Variação do capital			
Ativo circulante			
No início do exercício	3	3	-
No fim do exercício	2.333.458	2.338.719	3
	2.333.455	2.338.716	3
Passivo circulante			
No início do exercício	948	948	-
No fim do exercício	43.140	2.059.194	948
	42.192	2.058.246	948
Aumento (redução) do capital circulante	2.291.263	280.470	(945)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações dos fluxos de caixa

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e período de 10 de abril a 31 de dezembro de 2006

(Em milhares de reais)

	2007		
	Controladora	Consolidado	2006
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Prejuízo do exercício/período	(6.353)	(6.353)	(5.506)
Variação nos ativos e passivos			
Aumento de outros créditos	(19)	(232)	-
Aumento do ativo diferido	-	(9.647)	-
Aumento de fornecedores de materiais e serviços	43.107	43.164	5
Aumento no contas a pagar por aquisição de blocos exploratórios	-	2.015.565	-
Aumento (redução) de outras contas a pagar	(33)	(504)	60
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades operacionais	<u>36.702</u>	<u>2.041.993</u>	<u>(5.441)</u>
Atividades de investimento			
Constituição (reversão) da provisão para perda em investimento	(882)	-	882
Aquisições de participação acionária	(22.000)	-	-
Imobilizado	-	(7.581)	-
Aquisições de direitos exploratórios	-	(2.015.565)	-
Adições ao diferido	-	1	-
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades investimentos	<u>(22.882)</u>	<u>(2.023.145)</u>	<u>882</u>
Atividades de financiamento			
Integralização de capital	2.319.636	2.319.636	4.561
Redução de capital	(20)	(20)	-
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades financiamentos	<u>2.319.616</u>	<u>2.319.616</u>	<u>4.561</u>
Aumento nas disponibilidades	<u>2.333.436</u>	<u>2.338.464</u>	<u>2</u>
Demonstração do aumento nas disponibilidades			
No início do exercício/período	3	3	1
No fim do exercício/período	<u>2.333.439</u>	<u>2.338.487</u>	<u>3</u>
Aumento em caixa e equivalentes à caixa no final do exercício/período	<u>2.333.436</u>	<u>2.338.484</u>	<u>2</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações do valor adicionado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e período de 10 de abril a 31 de dezembro de 2006

(Em milhares de reais)

	2007		2006
	Controlada	Consolidado	(Não auditado)
Receitas	-	-	-
Insumos adquiridos de terceiros			
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	43.181	43.181	64
Perda de valores ativos	5.218	5.218	882
	<u>48.399</u>	<u>48.399</u>	<u>946</u>
Valor adicionado líquido produzido pela companhia	<u>(48.399)</u>	<u>(48.399)</u>	<u>(946)</u>
Valor adicionado (recebido) em transferência			
Baixa de investimento	-	-	(4.560)
Receitas financeiras	51.197	51.197	-
	51.197	51.197	(4.560)
Valor adicionado (recebido) total a distribuir	2.798	2.798	(5.506)
Distribuição do valor adicionado			
Impostos, taxas e contribuições	9.151	9.151	-
Lucros retidos/prejuízo do exercício	(6.353)	(6.353)	(5.506)
	<u>2.798</u>	<u>2.798</u>	<u>(5.506)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

1 Contexto operacional

A OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“OGX S.A.” ou “Companhia”) tem como objeto social a participação no capital de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, constituídas sob qualquer tipo societário.

A Companhia foi constituída em 10 de abril de 2006, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, com a denominação de Centennial Asset Participações Corumbá S.A. (“Centennial Corumbá”), e teve sua razão social alterada para OGX Petróleo e Gás Participações S.A. em 3 de setembro de 2007. Suas operações foram iniciadas em 28 de abril de 2006, quando, por meio da cisão parcial da MMX Mineração e Metálicos S.A. (“MMX S.A.”) recebeu, via integralização de capital efetuada pelo acionista comum a ambas as sociedades, Centennial Asset Mining Fund LLC (“Centennial Mining Fund”) quotas representativas de 30% do capital social da MMX Corumbá Mineração Ltda. (“MMX Corumbá”), conforme mencionado nas Notas Explicativas nºs 5 e 7. Em 3 de setembro de 2007, visando separar os investimentos nos setores de mineração e de petróleo e gás, a Companhia cindiu seu investimento na MMX Corumbá.

Em 16 de agosto de 2007, a Companhia passou a ser a controladora da OGX Petróleo e Gás Ltda. (“OGX Ltda.”) por meio de aporte de capital de R\$22.000. Os recursos provenientes do aporte se destinam aos investimentos iniciais em equipamentos, contratação de técnicos com reconhecida experiência no setor, dados e sistemas necessários à execução do objeto social da OGX Ltda., que visa à exploração, mediante autorização ou concessão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), das bacias sedimentares brasileiras, tanto terrestres quanto marítimas, de águas rasas e profundas. A controlada encontra-se em fase pré-operacional.

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 7, em 27 de novembro de 2007, a controlada OGX Ltda. adquiriu na Nona Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela ANP 21 concessões exploratórias, distribuídas nas bacias de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Espírito Santo pelo montante de R\$2.015.565, sendo R\$1.479.723 relativo ao bônus de assinatura e R\$535.842 relativo ao Programa Exploratório Mínimo (PEM).

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

2 Apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas e estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as determinações da Lei das Sociedades por Ações e disposições complementares da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

As demonstrações financeiras referentes ao período de 10 de abril (data de constituição) a 31 de dezembro de 2006 foram reclassificadas para fins de comparabilidade.

Autorização para conclusão e divulgação das demonstrações financeiras

Em 27 de março de 2008, o Conselho de Administração da Companhia autorizou a conclusão e divulgação das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

Com o objetivo de aprimoramento das informações prestadas ao mercado, a Companhia está apresentando as seguintes informações complementares:

a. Demonstrações dos fluxos de caixa

A Companhia está apresentando como informações suplementares, as demonstrações dos fluxos de caixa preparadas de acordo com a NPC 20 - Demonstração dos fluxos de caixa, emitida pelo IBRACON - Instituto de Auditores Independentes do Brasil.

b. Demonstrações do valor adicionado

A Administração está divulgando nos moldes do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 01/06 e Resolução CFC nº 1.010/05, as demonstrações do valor adicionado que têm por objetivo demonstrar o valor da riqueza gerada pela Companhia e suas investidas e a distribuição para os elementos que contribuíram para sua geração.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Todas as informações apresentadas foram obtidas nos registros contábeis da Companhia e suas controladas. Foram efetuadas reclassificações de determinadas informações contidas na demonstração do resultado tradicional, tendo em vista serem consideradas na demonstração do valor adicionado como distribuição do valor adicionado gerado.

c. Resumo das principais práticas contábeis

Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. Tendo em vista a fase pré-operacional da controlada OGX Ltda., os resultados desta empresa encontram-se registrados no ativo diferido.

Estimativas contábeis

A elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração use de julgamento na determinação e registro de estimativas contábeis. Ativos e passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o valor residual do ativo imobilizado, do ativo diferido e a valorização de instrumentos financeiros. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Administração da Companhia e sua controlada revisam as estimativas e premissas periodicamente.

Moeda estrangeira

Os ativos e passivos monetários denominados em moedas estrangeiras foram convertidos para reais pela taxa de câmbio da data de fechamento do balanço e as diferenças decorrentes de conversão de moeda foram reconhecidas no resultado do exercício da Companhia.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Ativos circulante e não circulante

- Disponibilidades

Representadas basicamente por aplicações financeiras que estão avaliadas ao custo, acrescidas dos rendimentos auferidos até a data do balanço.

- Investimentos

O investimento em controlada está avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

- Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição. A depreciação dos bens da controlada é calculada pelo método linear às taxas mencionadas na Nota Explicativa nº 6 e leva em consideração o tempo de vida útil estimado dos bens.

- Diferido

Representado substancialmente pelos resultados apurados na fase pré-operacional, relativos a gastos com pesquisa e desenvolvimento dos projetos da controlada OGX Ltda., assim como os correspondentes encargos financeiros, variações monetárias e/ou cambiais incorridas e/ou auferidas até a data dos balanços, associados à expectativa de benefícios futuros. A amortização do ativo diferido referente aos gastos incorridos em projetos de exploração de petróleo serão apropriados ao resultado do exercício no período em que os referidos projetos passarem a contribuir para a formação do resultado da Companhia.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

- Valor recuperável dos ativos de longo prazo

A Companhia adota como procedimento revisar os ativos de longo prazo para verificação de possíveis perdas consideradas permanentes, quando quaisquer eventos ou mudanças de circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos possa não ser recuperável com base em fluxos de caixa futuros. Caso estes eventos ocorram, as revisões serão conduzidas ao menor nível de grupos de ativos aos quais a Companhia consiga atribuir fluxos de caixa futuros. Se o valor contábil de um ativo exceder os seus fluxos de caixa futuros, uma provisão para perda será reconhecida, refletindo a diferença do valor contábil e do valor justo do ativo. Até o presente momento, a Companhia não identificou a necessidade do reconhecimento de perdas.

- Demais ativos circulantes e não circulantes

São apresentados pelo valor líquido de realização.

Passivos circulante e não circulante

São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data dos balanços.

Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. Em 31 de dezembro de 2007 e 2006 a Companhia e sua controlada não possuíam contingências.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Imposto de renda e contribuição social

A OGX S.A. não apurou lucro tributável nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2007 e 2006. Os créditos fiscais diferidos ativos não foram reconhecidos, devido ao estágio atual das operações da Companhia e sua controlada.

3 Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2007 foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247 de 27 de março de 1996, da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, e incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de sua controlada OGX Ltda., na qual a Companhia possui 99,99% de participação societária.

Em 31 de dezembro de 2006, a Companhia não apresentou demonstrações financeiras consolidadas dado que não possuía o controle da investida, naquela data, MMX Corumbá.

As políticas contábeis foram aplicadas de forma uniforme em todas as empresas consolidadas. As demonstrações financeiras da controlada OGX Ltda., bem como dos fundos exclusivos, foram auditadas pelos mesmos auditores da Companhia.

Descrição dos principais procedimentos de consolidação

- a.** Eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas;
- b.** Eliminação dos saldos das contas de investimentos e correspondentes participações no capital e prejuízos acumulados das empresas controladas; e
- c.** Eliminação dos saldos de receitas e despesas, decorrentes de negócios entre as empresas. Esses saldos são eliminados na medida da participação da controladora nas controladas contra o investimento na mesma.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Os principais saldos dos grupos do balanço patrimonial da controlada em 31 de dezembro de 2007 estão demonstrados a seguir:

	2007
Ativo circulante	5.267
Intangível	2.015.565
Imobilizado	7.581
Diferido	9.647
Passivo circulante	2.016.059
Patrimônio líquido	22.001

Adicionalmente, conforme determinação da Instrução CVM nº 409, as demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações de fundos de investimentos exclusivos FI Multimercado Crédito Privado OGX 63 e Fundo de Investimento Corp Plus DI, administrados pelo Itaú S.A., cujo único quotista é a Companhia. A composição de sua carteira está apresentada na Nota Explicativa nº 4.

Os fundos exclusivos, que são regularmente auditados, estão sujeitos a obrigações restritas ao pagamento de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuída à operação dos investimentos, como taxas de custódia, auditoria e outras despesas, inexistindo obrigações financeiras relevantes, bem como ativos da Companhia para garantir essas obrigações.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

4 Disponibilidades

	Instituição financeira	Controladora		Consolidado	
		2007	2006	2007	2006
Caixa e bancos		80	3	345	3
Aplicações financeiras:					
CDB - 108% CDI	ABN Amro Real	-	-	4.783	-
Fundo de investimento Corp Plus DI	Itaú	88.496	-	88.496	-
Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado OGX 63	Itaú	<u>2.244.863</u>	<u>-</u>	<u>2.244.863</u>	<u>-</u>
		<u>2.333.439</u>	<u>3</u>	<u>2.338.487</u>	<u>3</u>

As aplicações financeiras são representadas, basicamente, pelos fundos exclusivos Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado OGX63 e Fundo de Investimento Corp Plus DI, administrados por instituição financeira, que aplica em quotas de fundos de renda fixa e operações compromissadas, lastreadas em títulos privados (Debêntures e Certificado de Depósitos Bancários - CDB) e títulos públicos (Letras do Tesouro Nacional - LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN), com rentabilidade média equivalente ao DI CETIP (“CDI”) e taxas prefixadas. Essas operações são registradas na Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP, e estão sujeitas a risco de crédito dos respectivos emissores.

Os fundos classificados como “Exclusivos” são aqueles constituídos para receber aplicações exclusivamente de um único cotista, neste caso a Companhia.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

A seguir está representada a composição da carteira de aplicação financeira nos fundos exclusivos:

				Controladora e consolidado
				2007
Tipo	Emitente	Emissão	Vencimento	Valor
CDB Pós-Liq. Antecip.	SANTANDER	Dez-07	Jun-08	385.257
Operações compromissadas:				
Debêntures	BRADESCO			
	Leasing	Dez-07	Dez-10	385.251
	BV Leasing	Dez-07	Jun-09	194.053
	ITAÚ Leasing	Dez-07	Jun-09	385.251
	SAFRA Leasing	Dez-07	Dez-10	193.633
	UNIBANCO Leasing	Dez-07	Jun-09	385.244
	SUZANO	Dez-07	Jun-09	78.769
NTN - Over	Tesouro Nacional	Dez-07	Mai-09	6.827
Renda Fixa	UBS Pactual	Dez-07	-	230.578
Total				<u>2.244.863</u>

As aplicações possuem liquidez diária garantida, independentemente do vencimento dos papéis que lastreiam o fundo, podendo a Companhia efetuar resgates antecipados sem comprometer sua rentabilidade.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

5 Investimentos e provisão para perda em investimento

a. Composição do saldo e informações sobre o investimento

	Controladora	
	2007	2006
Ativo não circulante		
Investimento na OGX Ltda	22.000	
Passivo circulante		
Provisão para perda na MMX Corumbá		882

b. Informações sobre as investidas - Controladora

	2007			
Dados das controladas	Participação no capital social (em %)	Patrimônio líquido	Capital social	Lucro (prejuízo) do período
OGX Petróleo e Gás Ltda.	99,99%	22.001	22.001	-

	2006			
Dados das controladas	Participação no capital social (em %)	Patrimônio líquido	Capital social	Prejuízo do exercício
MMX Corumbá	30%	(2.941)	15.200	(18.141)

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

c. OGX Ltda

O investimento na controlada OGX Ltda. ocorreu mediante aporte de capital no valor de R\$22.000, em 16 de agosto de 2007, diluindo os demais quotistas e ficando a Companhia com uma participação de 99.99%. A controlada encontra-se em fase pré-operacional (vide Notas Explicativas nº 1 e 8).

d. MMX Corumbá

Conforme comentado na Nota Explicativa nº 1, em 28 de abril de 2006 a controladora da Companhia aumentou o capital da mesma por meio de integralização de ações do capital social da MMX Corumbá. Dessa forma, a Companhia tornou-se acionista de 30% do capital social da MMX Corumbá. Esta empresa é detentora e arrenda direitos de lavra no Município de Corumbá, no Estado de Mato Grosso do Sul, e iniciou suas operações no último trimestre de 2006.

Em 31 de dezembro de 2006, a investida apresentava patrimônio líquido negativo, de forma que a Companhia registrou provisão para perda em investimento, correspondente ao seu percentual de participação nessa investida.

Em 3 de setembro de 2007, visando separar os investimentos nos setores de mineração e de petróleo e gás, o acionista controlador Centennial Mining Fund, promoveu a cisão da Companhia, de forma que o investimento na MMX Corumbá foi vertido para uma nova sociedade. O valor cindido corresponde ao valor contábil dos ativos e passivos e foi avaliado por perito independente, cujo laudo de avaliação foi emitido em 31 de agosto de 2007. A seguir, está demonstrado os ativos e passivos cindidos.

	Acervo cindido
Disponível	6.120
Provisão para perda em investimento	<u>6.100</u>
Acervo líquido	20

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Como consequência da cisão o capital social da Companhia foi reduzido em R\$20 com cancelamento de 20.234 ações ordinárias escriturais.

No período de janeiro a agosto de 2007, a Companhia apurou perda nesse investimento de R\$5.217.

6 Imobilizado

	Taxa de depreciação % a.a.	Consolidado		
		Custo	Depreciação	Líquido
Móveis & utensílios	10	106	(4)	102
Equipamentos diversos	10	40	(1)	39
Equipamentos de informática	20	1.127	(58)	1.069
Sistemas e programas de informática	20	39	(3)	36
Sistemas de análises sísmicas	20	5.978	(274)	5.704
Benfeitorias em imóveis de terceiros	10	325	(14)	311
Veículos	20	343	(23)	320
		<u>7.958</u>	<u>(377)</u>	<u>7.581</u>

7 Intangível - concessão de blocos exploratórios

Em 27 de novembro de 2007, na Nona Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela ANP, a controlada OGX Ltda. adquiriu 21 concessões exploratórias, somando uma área total de cerca de 6,4 mil km², distribuídas nas seguintes bacias:

- (i) Quatro concessões exclusivas nas águas rasas da Bacia de Santos, com Períodos Exploratórios de três a cinco anos de duração;

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

- (ii) Cinco concessões exclusivas e mais duas em parceria com a Maersk Oil Brasil Ltda, onde esta é o operador, nas águas rasas da Bacia de Campos, com Períodos Exploratórios de três a cinco anos de duração;
- (iii) Cinco concessões em parceria com a Perenco S.A., onde esta é a operadora, nas águas profundas da Bacia do Espírito Santo, com Períodos Exploratórios de quatro a seis anos de duração; e;
- (iv) Cinco concessões exclusivas nas águas rasas da Bacia do Pará-Maranhão, com Períodos Exploratórios de quatro a seis anos de duração.

Em caso de descoberta comercial a OGX Ltda. deverá concluir as fases de Desenvolvimento e Produção no prazo total de 27 anos.

A OGX Ltda. tem um compromisso de executar o Programa Exploratório Mínimo (“PEM”), que compreende a perfuração de 28 poços exploratórios, além de aquisição, reprocessamento e processamentos sísmicos especiais. Este compromisso deverá ser cumprido dentro do período exploratório de cada concessão.

O valor a ser desembolsado pela aquisição de tais concessões foi de R\$2.015.565, sendo que R\$1.479.723 é relativo ao bônus de assinatura e R\$535.842 ao PEM, integralmente pagos pela controlada em 4 de março de 2008. Adicionalmente, a Companhia apresentou garantia, na modalidade de fiança bancária, relativo ao investimento no programa exploratório, no valor mínimo de R\$535.842, que deverá ser executado dentro do período exploratório de cada concessão.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

8 Diferido

O diferido está demonstrado ao custo de formação e representa gastos pré-operacionais incorridos e resultados financeiros incorridos e/ou auferidos na fase exploratória dos projetos, sendo sua composição como segue:

	<u>Consolidado</u>
	2007
Despesas administrativas	9.955
Receitas financeiras	(314)
Despesas financeiras	<u>6</u>
	<u>9.647</u>

9 Fornecedores

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	2007	2006	2007	2006
Prestadores de serviços	43.137	-	43.137	-
Fornecedores diversos	<u>3</u>	<u>6</u>	<u>54</u>	<u>6</u>
	<u>43.191</u>	<u>6</u>	<u>43.191</u>	<u>6</u>

O montante de R\$43.137 refere-se a comissão dos agentes financeiros responsáveis pela divulgação da emissão privada de ações efetuada pela Companhia, e a respectiva prospecção de potenciais investidores, mencionada na Nota Explicativa nº 10.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

10 Patrimônio líquido

a. Capital Social

Em 30 de julho de 2007, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital da Companhia no montante de R\$22.000, sendo que tais recursos foram direcionados para a aquisição do investimento na controlada OGX Ltda.

Em 27 de agosto de 2007 o capital social da Companhia foi aumentado em R\$6.400, mediante a emissão 6.400.000 ações ordinárias, ao preço de R\$1,00 (um Real) por ação.

Em 3 de setembro de 2007, em função da cisão mencionada na Nota Explicativa nº 5, o capital foi reduzido em R\$20 com o cancelamento de 20.234 ações.

Emissão privada de ações em 18 de dezembro de 2007

Em 18 de dezembro de 2007 a Assembléia Geral Extraordinária aprovou o aumento do capital no montante de R\$2.291.236, com a emissão privada de 899.500.000 ações preferenciais classe A, 89.950.000 ações preferenciais classe B e 996.894.948 ações ordinárias. Tais ações foram subscritas por novos investidores, que participarão em igualdade de condições com as ações da Companhia em circulação.

Após o referido aumento de capital, o acionista controlador da Companhia, Centennial Asset Mining Fund, passou a deter 1.029.835.617 ações ordinárias e 89.950.000 ações preferenciais classe B, representativas de 55,45% do capital votante e total da OGX S.A. (99% em 31 de dezembro de 2006).

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

A tabela abaixo demonstra os subscritores da operação e a composição final do capital social em 31 de dezembro de 2007:

	<u>Preferenciais</u>	<u>Ordinárias</u>	<u>Total</u>	<u>Particip.</u>	<u>Capitalização</u>
<u>Investidor</u>	<u>Nº de ações</u> <u>(1)</u>	<u>Nº de ações</u> <u>(2)</u>	<u>Nº de ações</u> <u>(1) + (2)</u>	<u>%</u>	<u>R\$</u>
Ontario Teachers' Pension Plan Board	450.000.000	45	450.000.045	22,29%	812.160
ZAM Ventures LP	100.000.000	10	100.000.010	4,95%	180.480
ZAM Holdings LP	56.304.167	6	56.304.173	2,79%	101.617
UBS Prestige Fund II LLC - Class 43	80.183.334	8	80.183.342	3,97%	144.714
Morgan Stanley Uruguay Ltd.	64.250.000	7	64.250.007	3,18%	115.958
Jennison Natural Resources Fund, Inc.	25.186.000	3	25.186.003	1,25%	45.455
Natural Resources Portfolio, a series of					
The Prudential Series Fund	13.364.000	2	13.364.002	0,66%	24.119
GIF Saturn LLC.	40.775.000	5	40.775.005	2,02%	73.590
Tyticus Master Fund LP	25.000.000	3	25.000.003	1,24%	45.120
GAVIAO-P INVESTMENTS LLC	10.873.333	2	10.873.335	0,54%	19.624
GAVIAO-M INVESTMENTS LLC	2.718.333	1	2.718.334	0,13%	4.906
Passport Global Master Fund SPC Ltd.	11.200.000	2	11.200.002	0,55%	20.213
Opportunity Energia E Participações S.A.	6.425.000	1	6.425.001	0,32%	11.595
IGXG Management LLC Series G	6.795.833	1	6.795.834	0,34%	12.265
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC	6.425.000	1	6.425.001	0,32%	11.595
Centennial Asset Mining Fund - Ordinárias/Preferenciais B	<u>89.950.000</u>	<u>996.894.851</u>	<u>1.086.844.851</u>	<u>53,82%</u>	<u>667.818</u>
Valor total subscrito em 18 de dezembro de 2007	989.450.000	996.894.948	1.986.344.948	98,37%	2.291.236
Centennial Asset Mining Fund	-	32.940.766	32.940.766	1,63%	32.940
Total	<u>989.450.000</u>	<u>1.029.835.714</u>	<u>2.019.285.714</u>	<u>100,00%</u>	<u>2.324.176</u>

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

b. Dividendos

O estatuto social determina a distribuição de um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do art. 202 da Lei nº 6.404/76. A Companhia poderá, a critério da Administração, pagar juros sobre o capital próprio, cujo valor líquido será imputado ao dividendo mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 9º da Lei nº 9.249/95.

c. Bônus de subscrição

A Assembléia Geral Extraordinária realizada em 18 de dezembro de 2007 aprovou a emissão de bônus de subscrição que confere a Centennial Asset Mining Fund o direito de subscrever ações ordinárias de emissão da Companhia, caso se verifiquem determinadas condições detalhadas no Acordo de Acionistas, celebrado na mesma data e arquivado na CVM. As ações ordinárias decorrentes do exercício do Bônus de Subscrição deverão ser emitidas a um preço fixo de R\$0,01 (um centavo de real) para cada lote de 1.000 ações ordinárias.

11 Remuneração dos Administradores

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2007 e o período findo em 31 de dezembro de 2006, os Administradores não receberam remuneração a título de honorários.

12 Partes relacionadas

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2007 a controlada OGX Ltda. efetuou pagamentos a coligada - MMX Mineração e Metálicos S.A., no montante de R\$1.554, referente ao compartilhamento de serviços administrativos. No período findo em 31 de dezembro de 2006 a Companhia não realizou transações com partes relacionadas.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

13 Compromissos assumidos

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2007 a Companhia e sua controlada OGX Ltda. não assumiram compromissos que não estejam registrados em seus balanços, exceto os relativos ao cumprimento do Programa Exploratório Mínimo - PEM, conforme notas nº 7 e 16.b. Em 31 de dezembro de 2006 a Companhia e sua controlada OGX Ltda. não possuíam compromissos assumidos, não registrados nos balanços.

14 Instrumentos financeiros

Os valores de realização estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequada. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais, visando liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das taxas contratadas versus as vigentes no mercado. A Companhia e sua controlada não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco.

Em atendimento à Instrução CVM nº 235/95, a descrição dos saldos contábeis e dos valores de mercado dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2007 e 2006 estão identificadas a seguir:

a. Disponibilidades

Os saldos em conta corrente mantidos em bancos têm seus valores de mercado idênticos aos saldos contábeis.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

As aplicações financeiras em fundos de investimentos estão valorizadas pelo valor da quota do fundo na data do balanço, que corresponde ao seu valor de mercado.

b. Investimentos (controladora)

Os valores de mercado para os investimentos são considerados semelhantes aos saldos contábeis, uma vez que não possuem cotação de mercado.

c. Risco da Taxa de câmbio

Como estratégia para prevenção e redução dos efeitos da flutuação da taxa de câmbio, a Administração adota a política de manter operações de hedge com a manutenção de ativos vinculados suscetíveis também à variação cambial.

Em 27 de novembro de 2007, quando a controlada OGX Ltda. adquiriu em leilão o direito aos blocos exploratórios, com compromisso de pagamento em reais, a Companhia contratou simultaneamente operação de *hedge* em montante equivalente aos recursos em moeda estrangeira, previamente acordados com investidores, de forma a garantir que os recursos da emissão privada de ações ocorrida somente em 18 de dezembro de 2007, fossem equivalentes ao compromisso assumido junto à ANP. O contrato foi liquidado em 19 de dezembro de 2007 com ganho líquido de R\$43.069.

Em 31 de dezembro de 2007 a companhia possui contrato de *hedge* em aberto no montante de US\$85.000.000, o que representa os compromissos em moeda estrangeira, assumidos em função do Programa Exploratório Mínimo. O valor de mercado nesta data do instrumento financeiro registrava uma perda de R\$2.147.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

15 Seguros

A Companhia, em conjunto com as empresas do Grupo do qual faz parte, 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 riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras e, conseqüentemente, não foram auditadas pelos nossos auditores independentes. Em 31 de dezembro de 2007 e 2006 a Companhia e sua controlada não possuem contratos de seguro.

16 Eventos subsequentes

a. Assinatura dos contratos de concessão

No dia 4 de março de 2008, a Companhia efetuou o pagamento dos bônus de assinatura no montante de R\$1.479.723, bem como apresentou garantias bancárias de R\$535.842, relativas ao PEM e toda documentação adicional necessária. Os contratos de concessão exploratória dos 21 blocos adquiridos na Nona Rodada de Licitações foram assinados junto aos diretores da ANP em solenidade realizada no dia 12 de março de 2008.

b. Alterações na Lei das SAs (Lei nº 6.404/76)

A Lei nº 11.638 publicada no Diário Oficial da União em 28 de dezembro de 2007 alterou diversos dispositivos da Lei nº 6.404/76 (Sociedades por Ações). Estas alterações entraram em vigor em 1º de janeiro de 2008.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Dentre as principais alterações introduzidas, destacamos os seguintes assuntos que na avaliação da Administração da Companhia poderão modificar a forma de apresentação de nossas demonstrações financeiras e os critérios de apuração de nossa posição patrimonial e financeira e do nosso resultado a partir do exercício a findar-se em 2008:

- Foi extinta a obrigatoriedade da Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos - DOAR, sendo substituída pela Demonstração dos Fluxos de Caixa - DFC. No caso das companhias abertas a Demonstração do Valor Adicionado - DVA também foi introduzida como publicação obrigatória. DFC e DVA são também obrigatórias para todas as grandes empresas independentemente de sua forma societária, estando sujeitas à auditoria independente;
- Bens e direitos intangíveis passam a ser segregados dos tangíveis, ficando o ativo permanente classificado em investimentos, imobilizado, intangível e diferido;
- Foi criada a rubrica “ajustes de avaliação patrimonial” no Patrimônio Líquido. Serão considerados ajustes de avaliação patrimonial, enquanto não computados no resultado do exercício em obediência ao regime de competência, as contrapartidas de aumentos ou diminuições de valor atribuído a elementos do ativo e do passivo, em decorrência da sua avaliação a preço de mercado;
- As despesas pré-operacionais e os gastos de reestruturação que contribuirão, efetivamente, para o aumento do resultado de mais de um exercício social e que não configurem tão-somente uma redução de custos ou acréscimo na eficiência operacional serão classificadas no Ativo Diferido;
- Adicionalmente foram alterados os critérios de avaliação do ativo e do passivo, com destaque para os seguintes pontos:
 - Itens de ativo e passivo provenientes de operações de longo prazo, bem como operações relevantes de curto prazo, serão ajustados a valor presente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade;

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

- O valor de recuperação dos bens e direitos do imobilizado, intangível e diferido deverá ser periodicamente avaliado para que se possa efetuar o registro de perdas potenciais ou uma revisão dos critérios de e taxas de depreciação, amortização e exaustão;
 - Os direitos classificados no intangível deverão ser avaliados pelo custo incorrido na aquisição deduzido do saldo da respectiva conta de amortização; e
 - Todos os demais instrumentos financeiros devem ser avaliados pelo seu custo atualizado ou ajustado de acordo com o provável valor de realização, se este for inferior.
- As participações de debêntures, de empregados e administradores, mesmo na forma de instrumentos financeiros, e de instituições ou fundos de assistência ou previdência de empregados, que não se caracterizem como despesa, deverão ser incluídas na demonstração do resultado do exercício.

A Administração da Companhia está em processo de avaliação dos efeitos que as alterações acima mencionadas poderão produzir em seu patrimônio líquido e resultado do exercício de 2008, bem como levará em consideração as orientações e definições a serem emitidas pelos órgãos reguladores. Neste momento, a Administração entende não ser possível determinar os efeitos destas alterações no resultado e no patrimônio líquido para o exercício findo em 31 de dezembro de 2007.

* * *

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset
Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Composição do Conselho de Administração

Eike Fuhrken Batista - Presidente
Francisco Roberto André Gros
Eliezer Batista da Silva
Rodolfo Landim Machado
Paulo Carvalho de Gouvêa

Rodolfo Riechert

Francisco José Coelho Maranhão
Gerente Geral Financeiro

Composição da Diretoria

Francisco Roberto André Gros - Presidente
Eike Fuhrken Batista - Diretor Adjunto
Flavio Godinho - Diretor Adjunto
Marcelo Adler Cheniaux - Diretor Adjunto
Marcelo Faber Torres - Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores
Paulo Manuel Mendes Mendonça - Diretor de
Exploração e Produção

Contador
Denison Ribeiro de Carvalho
CRC-RJ nº 062.801/O-4

Demonstrações Financeiras Consolidadas da OGX relativas aos períodos de três meses findos
em 31 de março de 2007 e 31 de março de 2008

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial
Asset Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações financeiras
em 31 de março de 2008 e 2007

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações financeiras

em 31 de março de 2008 e 2007

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre revisão limitada	541-542
Balanços patrimoniais	543
Demonstrações de resultados	544
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto)	545
Demonstrações dos fluxos de caixa	546
Demonstrações do valor adicionado	547
Notas explicativas às demonstrações financeiras	548-569



KPMG Auditores Independentes
Av. Almirante Barroso, 52 - 4º
20031-000 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 2888
20001-970 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Central Tel 55 (21) 3515-9400
Fax 55 (21) 3515-9000
Internet www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre revisão limitada

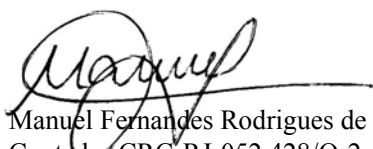
Aos
Administradores e Acionistas da
OGX Petróleo e Gás Participações S.A.
(Anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)
Rio de Janeiro - RJ

1. Efetuamos uma revisão limitada dos balanços patrimoniais da OGX Petróleo e Gás Participações S.A. e do balanço patrimonial consolidado dessa Companhia e sua controlada, levantados em 31 de março de 2008 e 2007, e das respectivas demonstrações de resultados, das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto), dos seus fluxos de caixa e do valor adicionado correspondentes aos trimestres findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração.
2. Nossas revisões foram efetuadas de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil e consistiram, principalmente, na aplicação de procedimentos de revisão analítica dos dados financeiros e na averiguação dos critérios adotados na elaboração das demonstrações financeiras em 31 de março de 2008 e 2007 junto aos responsáveis pelas áreas contábil e financeira. Considerando que estas revisões não representaram um exame de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil, não estamos expressando uma opinião sobre as referidas demonstrações financeiras.
3. Baseados em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser feita nas demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo, para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Conforme comentado na Nota Explicativa nº 1, a controlada OGX Petróleo e Gás Ltda. encontra-se em fase pré-operacional. Desta forma, os resultados correspondentes às atividades pré-operacionais desta controlada encontram-se registrados no ativo diferido. A recuperação dos valores registrados no ativo permanente depende do sucesso das operações futuras da Companhia e de sua controlada, sendo dependentes do suporte financeiro dos acionistas e/ou terceiros até que as operações se tornem rentáveis. Os planos da Administração da Companhia e de sua controlada com relação às atividades operacionais estão descritos nas Notas Explicativas nºs 1, 5 e 7.

14 de abril de 2008

KPMG Auditores Independentes
CRC-SP-14.428/O-6-F-RJ



Manuel Fernandes Rodrigues de Sousa
Contador CRC-RJ-052.428/O-2

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Balanços patrimoniais

em 31 de março de 2008 e 2007

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	31/3/2008		31/3/2007
		Controladora	Consolidado	
Circulante				
Disponibilidades	4	826.329	828.545	3
Impostos a recuperar	9	10.997	11.085	-
Outros créditos		1.435	2.913	-
		<u>838.761</u>	<u>842.543</u>	<u>3</u>
Não circulante				
Permanente				
Investimentos	5	1.512.814	-	-
Imobilizado	6	-	8.141	-
Intangível - concessão de blocos exploratórios	7	-	2.015.565	-
Diferido	8	-	20.964	-
		<u>1.512.814</u>	<u>2.044.670</u>	<u>-</u>
		<u>2.351.575</u>	<u>2.887.213</u>	<u>3</u>
Passivo				
Circulante				
Fornecedores		94	697	20
Impostos e contribuições a recolher	9	12.358	12.638	-
Provisão para perda em investimento	5	-	-	3.713
Contas a pagar por aquisição de blocos exploratórios	7	-	535.842	-
Outras contas a pagar		4	401	74
		<u>12.456</u>	<u>549.578</u>	<u>3.807</u>
Não circulante				
Partes relacionadas		<u>1.660</u>	<u>176</u>	<u>2</u>
		<u>1.660</u>	<u>176</u>	<u>2</u>
Patrimônio líquido (passivo a descoberto)				
Capital social	10	2.324.177	2.324.177	4.561
Lucros (prejuízos) acumulados		<u>13.282</u>	<u>13.282</u>	<u>(8.367)</u>
		<u>2.337.459</u>	<u>2.337.459</u>	<u>(3.806)</u>
		<u>2.351.575</u>	<u>2.887.213</u>	<u>3</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações de resultados

Trimestres findos em 31 de março de 2008 e 2007

(Em milhares de reais, exceto pelo lucro/prejuízo por lote de mil ações)

		<u>31/3/2008</u>		
	Nota	Controladora	Consolidado	31/3/2007
Receitas (despesas) operacionais				
Administrativas e gerais		(5.433)	(5.433)	(30)
Provisão para perda em investimento	5	-	-	(2.831)
Receitas financeiras		51.448	51.448	-
Despesas financeiras		<u>(8.517)</u>	<u>(8.517)</u>	<u>-</u>
Lucro líquido (prejuízo) do período antes do imposto de renda e contribuição social		37.498	37.498	(2.861)
Imposto de renda e contribuição social	9	<u>(12.357)</u>	<u>(12.357)</u>	<u>-</u>
Lucro líquido (prejuízo) do período		<u>25.141</u>	<u>25.141</u>	<u>(2.861)</u>
Lucro (prejuízo) por lote de mil ações - em R\$		<u>12,45</u>		<u>(627,27)</u>
Quantidade de ações ao final do período		<u>2.019.285.714</u>		<u>4.561.000</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto)

Trimestres findos em 31 de março de 2008 e 2007

(Em milhares de reais)

	Capital social	Lucros (prejuízos) acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2006	4.561	(5.506)	(945)
Prejuízo do período	<u>-</u>	<u>(2.861)</u>	<u>(2.861)</u>
Saldos em 31 de março de 2007	4.561	(8.367)	(3.806)
Saldos em 31 de dezembro de 2007	2.324.177	(11.859)	2.312.318
Lucro do período	<u>-</u>	<u>25.141</u>	<u>25.141</u>
Saldos em 31 de março de 2008	<u><u>2.324.177</u></u>	<u><u>13.282</u></u>	<u><u>2.337.459</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações dos fluxos de caixa

Trimestres findos em 31 de março de 2008 e 2007

(Em milhares de reais)

	31/3/2008		
	Controladora	Consolidado	31/3/2007
Fluxos de caixa das atividades operacionais			
Lucro líquido (prejuízo) do período	25.141	25.141	(2.861)
Variação nos ativos e passivos			
Aumento de outros créditos	(1.416)	(2.681)	-
Aumento de impostos a compensar	(10.997)	(11.085)	-
Aumento (redução) de fornecedores de materiais e serviços	(43.019)	(42.467)	14
Aumento de impostos e contribuições a recolher	12.358	12.276	-
Redução no contas a pagar por aquisição de blocos exploratórios	-	(1.479.723)	-
Aumento do passivo não circulante	1.660	176	2
Aumento (redução) de outras contas a pagar	(23)	298	14
Disponibilidades líquidas aplicadas nas atividades operacionais	<u>(16.296)</u>	<u>(1.498.065)</u>	<u>(2.831)</u>
Atividades de investimento			
Constituição da provisão para perda em investimento	-	-	2.831
Aporte de capital em subsidiária	(1.490.814)	-	-
Imobilizado	-	(560)	-
Adições ao diferido	-	(11.317)	-
Disponibilidades líquidas geradas pelas (aplicadas nas) atividades de investimentos	<u>(1.490.814)</u>	<u>(11.877)</u>	<u>2.831</u>
Redução nas disponibilidades	<u>(1.507.110)</u>	<u>(1.509.942)</u>	<u>-</u>
Demonstração da redução nas disponibilidades			
No início do período	2.333.439	2.338.487	3
No fim do período	<u>826.329</u>	<u>828.545</u>	<u>3</u>
Redução em caixa e equivalentes à caixa no final do período	<u>(1.507.110)</u>	<u>(1.509.942)</u>	<u>-</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Demonstrações do valor adicionado

Trimestres findos em 31 de março de 2008 e 2007

(Em milhares de reais)

	31/3/2008		
	Controlada	Consolidado	31/3/2007
Receitas	-	-	-
Insumos adquiridos de terceiros			
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	5.433	5.433	30
Perda de valores ativos	-	-	2.831
	<u>5.433</u>	<u>5.433</u>	<u>2.861</u>
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	<u>(5.433)</u>	<u>(5.433)</u>	<u>(2.861)</u>
Valor adicionado em transferência			
Receitas financeiras	<u>42.931</u>	<u>42.931</u>	<u>-</u>
Valor adicionado (recebido) total a distribuir	<u><u>37.498</u></u>	<u><u>37.498</u></u>	<u><u>(2.861)</u></u>
Distribuição do valor adicionado (recebido)			
Impostos, taxas e contribuições	12.357	12.357	-
Lucros (prejuízos) retidos do período	<u>25.141</u>	<u>25.141</u>	<u>(2.861)</u>
	<u><u>37.498</u></u>	<u><u>37.498</u></u>	<u><u>(2.861)</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

Trimestres findos em 31 de março de 2008 e 2007

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

1 Contexto operacional

A OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“OGX S.A.” ou “Companhia”) tem como objeto social a participação no capital de outras sociedades, que atuam no segmento de óleo e gás, nacionais ou estrangeiras, constituídas sob qualquer tipo societário.

A Companhia foi constituída em 10 de abril de 2006, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, com a denominação de Centennial Asset Participações Corumbá S.A. (“Centennial Corumbá”), e teve sua razão social alterada para OGX Petróleo e Gás Participações S.A. em 3 de setembro de 2007. Suas operações foram iniciadas em 28 de abril de 2006, quando recebeu, por meio da cisão parcial da MMX Mineração e Metálicos S.A. (“MMX S.A.”), via integralização de capital efetuada pelo acionista comum a ambas as sociedades, Centennial Asset Mining Fund LLC (“Centennial Mining Fund”), quotas representativas de 30% do capital social da MMX Corumbá Mineração Ltda. (“MMX Corumbá”), conforme mencionado nas Notas Explicativas nºs 5 e 7. Em 3 de setembro de 2007, visando a separar os investimentos nos setores de mineração e de petróleo e gás, a Companhia cindiu seu investimento na MMX Corumbá.

Em 16 de agosto de 2007, a Companhia passou a ser a controladora da OGX Petróleo e Gás Ltda. (“OGX Ltda.”) por meio de aporte de capital de R\$22.000. Os recursos provenientes do aporte se destinaram aos investimentos iniciais em equipamentos, contratação de técnicos com reconhecida experiência no setor, dados sísmicos e sistemas necessários à execução do objeto social da OGX Ltda., que visa à exploração, mediante autorização ou concessão da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”), das bacias sedimentares brasileiras, tanto terrestres quanto marítimas, de águas rasas e profundas. A controlada encontra-se em fase pré-operacional.

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 7, em 27 de novembro de 2007, a controlada OGX Ltda. adquiriu, na Nona Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela ANP, 21 concessões exploratórias, distribuídas nas bacias de Campos, Pará-Maranhão, Santos e Espírito Santo pelo montante de R\$2.015.565, sendo R\$1.479.723 relativo ao bônus de assinatura e R\$535.842 relativo ao Programa Exploratório Mínimo (“PEM”).

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

2 Apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas e estão apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as determinações da Lei das Sociedades por Ações, alterada pela Lei nº 11.638, e disposições complementares da Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Considerando a obrigatoriedade, introduzida pela Lei nº 11.638, da apresentação da demonstração do fluxo de caixa e do valor adicionado, a Companhia está apresentando essas demonstrações de forma comparativa com o trimestre findo em 31 de março de 2007, e não está apresentando a demonstração das origens e aplicações de recursos.

Resumo das principais práticas contábeis

Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência de exercício. Tendo em vista a fase pré-operacional da controlada OGX Ltda., os resultados desta empresa encontram-se registrados no ativo diferido.

Estimativas contábeis

A elaboração das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração use de julgamento na determinação e registro de estimativas contábeis. Ativos e passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o valor residual do ativo imobilizado, do ativo diferido e a valorização de instrumentos financeiros. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Administração da Companhia e sua controlada revisam as estimativas e premissas periodicamente.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Moeda estrangeira

Os ativos e passivos monetários denominados em moedas estrangeiras foram convertidos para reais pela taxa de câmbio da data de fechamento do balanço e as diferenças decorrentes de conversão de moeda foram reconhecidas no resultado do período da Companhia.

Ativos circulante e não circulante

- **Disponibilidades**

Representadas basicamente por aplicações financeiras que estão avaliadas ao custo, acrescidas dos rendimentos auferidos até a data do balanço.

- **Investimentos**

O investimento em controlada está avaliado pelo método de equivalência patrimonial.

- **Imobilizado**

Registrado ao custo de aquisição. A depreciação dos bens da controlada é calculada pelo método linear às taxas mencionadas na Nota Explicativa nº 6 e leva em consideração o tempo de vida útil estimado dos bens.

- **Diferido**

Representado substancialmente pelos resultados apurados na fase pré-operacional, relativos a gastos com pesquisa e desenvolvimento dos projetos da controlada OGX Ltda., assim como os correspondentes encargos financeiros, variações monetárias e/ou cambiais incorridas e/ou auferidas até a data dos balanços, associados à expectativa de benefícios futuros. A amortização do ativo diferido referente aos gastos incorridos em projetos de exploração de petróleo serão apropriados ao resultado no período em que os referidos projetos passarem a contribuir para a formação do resultado da controlada.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

- **Valor recuperável dos ativos de longo prazo**

A Companhia adota como procedimento revisar os ativos de longo prazo para verificação de possíveis perdas consideradas permanentes, quando quaisquer eventos ou mudanças de circunstâncias indicarem que o valor contábil de um ativo ou grupo de ativos possa não ser recuperável com base em fluxos de caixa futuros. Caso estes eventos ocorram, as revisões serão conduzidas ao menor nível de grupos de ativos aos quais a Companhia consiga atribuir fluxos de caixa futuros. Se o valor contábil de um ativo exceder os seus fluxos de caixa futuros, uma provisão para perda será reconhecida, refletindo a diferença do valor contábil e do valor justo do ativo. Até o presente momento, a Companhia não identificou a necessidade do reconhecimento de perdas.

- **Demais ativos circulantes e não circulantes**

São apresentados pelo valor líquido de realização.

Passivos circulante e não circulante

São demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data dos balanços.

Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. Em 31 de março de 2008 e 2007, a Companhia e sua controlada não possuíam contingências.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Imposto de renda e contribuição social

No trimestre findo em 31 de março de 2008, o imposto de renda e a contribuição social do trimestre são calculados com base nas alíquotas de 15% acrescida do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

3 Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas de 31 de março de 2008 foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247, de 27 de março de 1996, da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, e incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de sua controlada OGX Ltda., na qual a Companhia possui 99,99% de participação societária.

Em 31 de março de 2007, a Companhia não apresentou demonstrações financeiras consolidadas dado que não possuía o controle da investida MMX Corumbá, naquela data.

As políticas contábeis foram aplicadas de forma uniforme em todas as empresas consolidadas. As demonstrações financeiras da controlada OGX Ltda., bem como dos fundos exclusivos, foram revisados pelos mesmos auditores da Companhia.

Descrição dos principais procedimentos de consolidação

- a. Eliminação dos saldos das contas de ativos e passivos entre as empresas consolidadas;
- b. Eliminação dos saldos das contas de investimentos e correspondentes participações no capital e prejuízos acumulados das empresas controladas; e
- c. Eliminação dos saldos de receitas e despesas, decorrentes de negócios entre as empresas. Esses saldos são eliminados na medida da participação da controladora nas controladas contra o investimento na mesma.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Os principais saldos dos grupos do balanço patrimonial da controlada em 31 de março de 2008 estão demonstrados a seguir:

	31/3/2008
Ativo circulante	5.442
Intangível	2.015.565
Imobilizado	8.141
Diferido	20.964
Passivo circulante	537.121
Patrimônio líquido	1.512.814

Adicionalmente, conforme determinação da Instrução CVM nº 409, as demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações de fundos de investimentos exclusivos, FI Multimercado Crédito Privado OGX 63 e Fundo de Investimento Corp Plus DI, administrados pelo Itaú S.A., cujo único quotista é a Companhia. A composição de sua carteira está apresentada na Nota Explicativa nº 4.

Os fundos exclusivos, que são regularmente auditados, estão sujeitos a obrigações restritas ao pagamento de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuída à operação dos investimentos, como taxas de custódia, auditoria e outras despesas, inexistindo obrigações financeiras relevantes, bem como ativos da Companhia para garantir essas obrigações.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

4 Disponibilidades

	Instituição financeira	Controladora		Consolidado	
		31/3/2008	31/3/2007	31/3/2008	31/3/2007
Caixa e bancos		1.769	3	1.902	3
Aplicações financeiras:					
Fundo de investimento Corp Plus DI	Itaú	29.016	-	31.099	-
Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado OGX 63	Itaú	<u>795.544</u>	<u>-</u>	<u>795.544</u>	<u>-</u>
		<u>826.329</u>	<u>3</u>	<u>828.545</u>	<u>3</u>

As aplicações financeiras são representadas, basicamente, pelos fundos exclusivos Fundo de Investimento em Cotas de Fundos de Investimento Multimercado Crédito Privado OGX63 e Fundo de Investimento Corp Plus DI, administrados por instituição financeira, que aplica em quotas de fundos de renda fixa e operações compromissadas, lastreadas em títulos privados (Debêntures e Certificado de Depósitos Bancários - CDB) e títulos públicos (Letras do Tesouro Nacional - LTN e Notas do Tesouro Nacional - NTN), com rentabilidade média equivalente ao DI CETIP ("CDI") e taxas prefixadas. Essas operações são registradas na Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP, e estão sujeitas a risco de crédito dos respectivos emissores.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Os fundos classificados como “Exclusivos” são aqueles constituídos para receber aplicações exclusivamente de um único cotista, neste caso a Companhia. A seguir está representada a composição da carteira de aplicação financeira nos fundos exclusivos:

Tipo	Emitente	Data de emissão	Data de vencimento	Controladora e consolidado
				31/3/2008 Valor
CDB Pós-Liq. Antecip.	SANTANDER	Dez-07	Jun-08	133.436
Operações compromissadas:				
Debêntures	BRADESCO Leasing	Dez-07	Dez-10	100.612
	BV Leasing	Dez-07	Jun-09	133.314
	ITAÚ Leasing	Dez-07	Jun-09	100.666
	SAFRA Leasing	Dez-07	Dez-10	133.276
	UNIBANCO Leasing	Dez-07	Jun-09	92.950
Renda fixa	UBS Pactual	Dez-07		101.290
Total				795.544

As aplicações possuem liquidez diária garantida, independentemente do vencimento dos papéis que lastreiam o fundo, podendo a Companhia efetuar resgates antecipados sem comprometer sua rentabilidade.

Em 31 de março de 2008, a taxa média líquida que remunerava os fundos de investimento era equivalente a 101,2% do CDI.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

5 Investimentos e provisão para perda em investimento

a. Composição do saldo e informações sobre o investimento

	Controladora	
	31/3/2008	31/3/2007
Ativo não circulante:		
Investimento na OGX Ltda.	<u>1.512.814</u>	<u>-</u>
Passivo circulante:		
Provisão para perda na MMX Corumbá	<u>-</u>	<u>3.713</u>

b. Informações sobre as investidas - Controladora

	31/3/2008			
	Participação no capital social (em %)	Patrimônio líquido	Capital social	Lucro (prejuízo) do período
Dados da controlada				
OGX Petróleo e Gás Ltda.	<u>99.99%</u>	<u>1.512.814</u>	<u>1.512.814</u>	<u>-</u>
31/3/2007				
	Participação no capital social (em %)	Patrimônio líquido	Capital social	Prejuízo do exercício
Dado da controlada				
MMX Corumbá	<u>30%</u>	<u>(12.377)</u>	<u>15.200</u>	<u>(9.436)</u>

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

c. OGX Ltda.

O investimento na controlada OGX Ltda. ocorreu mediante aporte de capital no valor de R\$22.000, em 16 de agosto de 2007, diluindo os demais quotistas e ficando a Companhia com uma participação de 99.99%.

Em 31 de março de 2008, a Companhia aumentou o capital social da OGX Ltda., no montante de R\$1.490.814, com a emissão de 1.490.814.366 ações ordinárias no valor unitário de R\$1,00 (um real) cada, com o objetivo de aportar recursos para o pagamento dos bônus de assinatura dos blocos exploratórios, adquiridos na Nona Rodada de Licitações da ANP.

A controlada encontra-se em fase pré-operacional (vide Notas Explicativas nº 1 e 8).

d. MMX Corumbá

Conforme comentado na Nota Explicativa nº 1, em 28 de abril de 2006, a controladora da Companhia aumentou o capital da mesma por meio de integralização de ações do capital social da MMX Corumbá. Dessa forma, a Companhia tornou-se acionista de 30% do capital social da MMX Corumbá. Esta empresa é detentora e arrenda direitos de lavra no Município de Corumbá, no Estado de Mato Grosso do Sul, e iniciou suas operações no último trimestre de 2006.

Em 31 de março de 2006, a investida apresentava patrimônio líquido negativo, de forma que a Companhia registrou provisão para perda em investimento, correspondente ao seu percentual de participação nessa investida.

Em 3 de setembro de 2007, visando a separar os investimentos nos setores de mineração e de petróleo e gás, o acionista controlador Centennial Mining Fund, promoveu a cisão da Companhia, de forma que o investimento na MMX Corumbá foi vertido para uma nova sociedade. O valor cindido corresponde ao valor contábil dos ativos e passivos e foi avaliado por perito independente, cujo laudo de avaliação foi emitido em 31 de agosto de 2007.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

A seguir, estão demonstrados os ativos e passivos cindidos:

	Acervo cindido
Disponível	6.120
Provisão para perda em investimento	<u>6.100</u>
Acervo líquido	<u><u>20</u></u>

Como consequência da cisão o capital social da Companhia foi reduzido em R\$20 com cancelamento de 20.234 ações ordinárias escriturais.

No período de janeiro a março de 2007, a Companhia apurou perda nesse investimento de R\$2.831.

6 Imobilizado

		Consolidado		
		31/3/2008		
	Taxa de depreciação % a.a.	Custo	Depreciação	Líquido
Móveis & utensílios	10	496	(8)	488
Equipamentos diversos	10	40	(2)	38
Equipamentos de informática	20	1.323	(117)	1.206
Sistemas de análises sísmicas	20	6.024	(576)	5.448
Benfeitorias em imóveis de terceiros	10	682	(24)	658
Veículos	20	<u>343</u>	<u>(40)</u>	<u>303</u>
		<u>8.908</u>	<u>(767)</u>	<u>8.141</u>

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

7 Intangível - concessão de blocos exploratórios

Em 27 de novembro de 2007, na Nona Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela ANP, a controlada OGX Ltda. adquiriu 21 concessões exploratórias, somando uma área total de cerca de 6,4 mil km², distribuídas conforme tabela abaixo:

Bacia/ Operador	Participação OGX	Setor/Área	Bloco	Bonus de assinatura	Garantias do PEM	Período de concessão	
Campos		(SC-AR4)					
OGX	100%	CM466	BM-C-39	237.241	73.584	3 + 2 Anos	
OGX	100%	CM499	BM-C-40	126.770	37.782		
MAERSK	50%	CM560	BM-C-37	35.000	19.251		
OGX	100%	CM592	BM-C-41	237.241	75.402		
OGX	100%	CM620	BM-C-42	72.440	38.556		
OGX	100%	CM621	BM-C-43	108.660	38.556		
MAERSK	50%	CM591	BM-C-38	8.750	1.251		
Total Campos		7		826.102		284.382	
Pará-Maranhão		(SPAMA-AR1-NF)					
OGX	100%	PAMA-M-407	BM-PAMA-13	1.449	2.772	4 + 2 Anos	
		(SPAMA-AR2-NF)					
OGX	100%	PAMA-M591	BM-PAMA-16	2.717	19.944		
OGX	100%	PAMA-M624	BM-PAMA-17	2.717	19.944		
OGX	100%	PAMA-M408	BM-PAMA-14	1.449	2.772		
OGX	100%	PAMA-M443	BM-PAMA-15	1.449	2.772		
Total Pará-Maranhão		5		9.780			48.204

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

Bacia/ Operador	Participação OGX	Setor/Área	Bloco	Bonus de assinatura	Garantias do PEM	Período de concessão
Santos		(SS-AR2)				
OGX	100%	SM226	BM-S-56	90.550	37.512	3 + 2 Anos
OGX	100%	SM268	BM-S-57	144.880	37.512	
OGX	100%	SM270	BM-S-58	344.090	55.512	
OGX	100%	SM314	BM-S-59	19.921	19.296	
Total Santos		4		599.441	149.832	
Espirito Santo		(SES-AP1-NF)				
PERENCO	50%	ES-M-472	BM-ES-39	1.800	3.960	4 + 2 Anos
PERENCO	50%	ES-M-416	BM-ES-37	20.100	23.544	
PERENCO	50%	ES-M-418	BM-ES-38	20.100	23.544	
PERENCO	50%	ES-M-529	BM-ES-40	1.250	1.188	
PERENCO	50%	ES-M-531	BM-ES-41	1.150	1.188	
Total Espirito Santo		5		44.400	53.424	
Total Geral		21		1.479.723	535.842	

Em caso de descoberta comercial, a OGX Ltda. deverá concluir as fases de Desenvolvimento e Produção no prazo total de 27 anos.

A OGX Ltda. tem um compromisso de executar o PEM, que compreende a perfuração de 28 poços exploratórios, além de aquisição, reprocessamento e processamentos sísmicos especiais. Este compromisso deverá ser cumprido dentro do período exploratório de cada concessão.

Em 4 de março de 2008, a Companhia efetuou o pagamento dos bônus de assinatura no montante de R\$1.479.723, bem como apresentou garantias bancárias no montante de R\$535.842, relativas ao PEM e toda documentação adicional necessária. Os contratos de concessão exploratória dos 21 blocos adquiridos na Nona Rodada de Licitações foram assinados junto aos diretores da ANP em solenidade realizada no dia 12 de março de 2008.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

8 Diferido

O diferido está demonstrado ao custo de formação e representa gastos pré-operacionais e resultados financeiros incorridos e/ou auferidos na fase exploratória dos projetos, sendo sua composição como segue:

	<u>Consolidado</u>
	31/3/2008
Despesas com pessoal	9.305
Despesas gerais e administrativas	6.063
Despesas com geologia & geofísica	5.993
Receitas financeiras	(409)
Despesas financeiras	<u>12</u>
	<u><u>20.964</u></u>

9 Impostos e contribuições a recuperar e a recolher

	<u>31/3/2008</u>	
	Controladora	Consolidado
Ativo circulante:		
IRRF sobre aplicações financeiras	7.391	7.391
Antecipações de contribuição social	3.606	3.606
Outros	<u>-</u>	<u>88</u>
	<u><u>10.997</u></u>	<u><u>11.085</u></u>

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

	31/3/2008	
	Controladora	Consolidado
Passivo circulante:		
IRPJ a recolher	9.085	9.085
CSLL a recolher	3.273	3.273
Outros	-	280
	<u>12.358</u>	<u>12.638</u>

A Companhia calcula o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro pelo regime de apuração do Lucro Real, com pagamentos mensais efetuados por estimativas.

A reconciliação dos impostos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos impostos registrados no período findo em 31 de março de 2008, estão apresentados a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	IRPJ	CSLL
Lucro do período antes do imposto de renda	37.498	37.498
Compensação de prejuízos fiscais	<u>(1.136)</u>	<u>(1.136)</u>
Base de cálculo para IRPJ e CSLL	36.362	36.362
Alíquotas (%)	<u>15% + adicional 10%</u>	<u>9%</u>
Imposto de renda (25%) e contribuição social (9%)	<u>9.084</u>	<u>3.273</u>

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

10 Patrimônio líquido

a. Capital social

Em 30 de julho de 2007, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento de capital no montante de R\$22.000, sendo tais recursos direcionados para a aquisição do investimento na controlada OGX Ltda.

Em 27 de agosto de 2007, o capital social da Companhia foi aumentado em R\$6.400, mediante a emissão 6.400.000 ações ordinárias, ao preço de R\$1,00 (um real) por ação.

Em 3 de setembro de 2007, em função da cisão mencionada na Nota Explicativa nº 5, o capital foi reduzido em R\$20 com o cancelamento de 20.234 ações.

Emissão privada de ações em 18 de dezembro de 2007

Em 18 de dezembro de 2007, a Assembléia Geral Extraordinária aprovou o aumento do capital no montante de R\$2.291.236, com a emissão privada de 899.500.000 ações preferenciais classe A, 89.950.000 ações preferenciais classe B e 996.894.948 ações ordinárias. Tais ações foram subscritas por novos investidores, que participarão em igualdade de condições com as ações da Companhia em circulação.

Após o referido aumento de capital, o acionista controlador da Companhia, Centennial Asset Mining Fund, passou a deter 1.029.835.617 ações ordinárias e 89.950.000 ações preferenciais classe B, representativas de 55,45% do capital votante e total da OGX S.A.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

As tabelas a seguir demonstram a composição do capital social em 31 de março de 2008 e 2007:

	<u>Preferenciais</u>	<u>Ordinárias</u>	<u>Total</u>	<u>Particip.</u>	<u>Capital</u>
Acionista	Nº de ações (1)	Nº de ações (2)	Nº de ações (1) + (2)	%	R\$
Ontario Teachers' Pension Plan Board	450.000.000	45	450.000.045	22,29%	812.160
ZAM Ventures LP	100.000.000	10	100.000.010	4,95%	180.480
ZAM Holdings LP	56.304.167	6	56.304.173	2,79%	101.617
UBS Prestige Fund II LLC - Class 43	80.183.334	8	80.183.342	3,97%	144.714
Morgan Stanley Uruguay Ltd.	64.250.000	7	64.250.007	3,18%	115.958
Jennison Natural Resources Fund, Inc.	25.186.000	3	25.186.003	1,25%	45.455
Natural Resources Portfolio, a series of The					
Prudential Series Fund	13.364.000	2	13.364.002	0,66%	24.119
GIF Saturn LLC.	40.775.000	5	40.775.005	2,02%	73.590
Tyticus Master Fund LP	25.000.000	3	25.000.003	1,24%	45.120
GAVIAO-P INVESTMENTS LLC	10.873.333	2	10.873.335	0,54%	19.624
GAVIAO-M INVESTMENTS LLC	2.718.333	1	2.718.334	0,13%	4.906
Passport Global Master Fund SPC Ltd.	11.200.000	2	11.200.002	0,55%	20.213
Opportunity Energia E Participações S.A.	6.425.000	1	6.425.001	0,32%	11.595
IGXG Management LLC Series G	6.795.833	1	6.795.834	0,34%	12.265
Perella Weinberg Partners Xerion Holding LLC	6.425.000	1	6.425.001	0,32%	11.595
Centennial Asset Mining Fund LLC -					
Ordinárias / Preferenciais B	<u>89.950.000</u>	<u>1.029.835.617</u>	<u>1.119.785.617</u>	<u>55,45%</u>	<u>700.766</u>
Total	<u>989.450.000</u>	<u>1.029.835.714</u>	<u>2.019.285.714</u>	<u>100,00%</u>	<u>2.324.177</u>

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

31/3/2007

Acionista	Ações ordinárias	R\$
Centennial Asset Mining Fund LLC	4.560.000	4.560
Flavio Godinho	340	0,34
Kevin Michael Altit	330	0,33
Cláudio Lampert	330	0,33
	<u>4.561.000</u>	<u>4.561</u>

b. Dividendos

O estatuto social determina a distribuição de um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404/76. A Companhia poderá, a critério da Administração, pagar juros sobre o capital próprio, cujo valor líquido será imputado ao dividendo mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 9º da Lei nº 9.249/95.

11 Remuneração dos Administradores

Durante os trimestres findos em 31 de março de 2008 e 2007, os Administradores não receberam remuneração a título de honorários.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

12 Partes relacionadas

	<u>31/3/2008</u>	
	Controladora	Consolidado
Passivo não circulante:		
Contas a pagar intercompanhia:		
OGX Petróleo e Gás Ltda. (a)	1.660	-
MMX Mineração e Metálicos S.A. (b)	-	176
	<u>1.660</u>	<u>176</u>

(a) Refere-se à despesa incorrida pela Companhia e paga pela OGX Ltda.

(b) Refere-se a valores devidos pela controlada OGX Ltda. à coligada MMX Mineração e Metálicos S.A., referente ao compartilhamento de serviços administrativos. Durante o trimestre findo em 31 de março de 2008, tais despesas totalizaram R\$363.

13 Compromissos assumidos

Durante o trimestre findo em 31 de março de 2008, a Companhia e sua controlada não assumiram compromissos que não estejam registrados em seus balanços, exceto os relativos ao cumprimento do PEM, conforme Notas Explicativas nºs 7 e 16b.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

14 Instrumentos financeiros

Os valores de realização estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia e da sua controlada foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequada. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais, visando à liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das taxas contratadas versus as vigentes no mercado. A Companhia e sua controlada não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco.

Em atendimento à Instrução CVM nº 235/95, a descrição dos saldos contábeis e dos valores de mercado dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 31 de março de 2008 e 2007 estão identificadas a seguir:

a. Disponibilidades

Os saldos em conta-corrente mantidos em bancos têm seus valores de mercado idênticos aos saldos contábeis.

As aplicações financeiras em fundos de investimentos estão valorizadas pelo valor da quota do fundo na data do balanço, que corresponde ao seu valor de mercado.

b. Investimentos (controladora)

Os valores de mercado para os investimentos são considerados semelhantes aos saldos contábeis, uma vez que não possuem cotação de mercado.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

c. Risco da taxa de câmbio

Como estratégia para prevenção e redução dos efeitos da flutuação da taxa de câmbio, a Administração adota a política de manter operações de hedge com a manutenção de ativos vinculados suscetíveis também à variação cambial. Utilizamos instrumentos financeiros como derivativos de swap para gerenciar riscos relacionados às alterações nas taxas de câmbio internacionais.

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os contratos de swap são lançados no balanço patrimonial com base no valor justo de mercado reconhecido nos demonstrativos de resultado, exceto nos casos em que critérios específicos de hedge sejam preenchidos. Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía contrato de hedge (contrato de termo de moeda) em aberto no montante de US\$85.000.000, que representa os compromissos em moeda estrangeira, assumidos em função do PEM.

As estimativas de valor de mercado são realizadas em uma data específica, geralmente baseados em cotações de mercado (mark-to-market) de instrumentos semelhantes e em determinadas presunções, como as de taxas de câmbio futuras. O valor de mercado em 31 de março de 2008 do instrumento financeiro registrava ganho líquido acumulado no trimestre de R\$1.435. Adicionalmente, no trimestre findo nesta data, a Companhia apurou perda em contratos já liquidados no montante de R\$6.822.

15 Seguros

A Companhia, em conjunto com as empresas do Grupo do qual faz parte, 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 riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras e, conseqüentemente, não foram auditadas pelos nossos auditores independentes. Em 31 de março de 2008, a Companhia e sua controlada não possuíam contratos de seguro.

OGX Petróleo e Gás Participações S.A.

(Companhia aberta, anteriormente denominada Centennial Asset Participações Corumbá S.A.)

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de reais, exceto quando especificamente mencionado)

* * *

Composição do Conselho de Administração

Eike Fuhrken Batista - Presidente
Francisco Roberto André Gros
Eliezer Batista da Silva
Rodolfo Landim Machado
Paulo Carvalho de Gouvêa

Rodolfo Riechert

Francisco José Coelho Maranhão
Gerente Geral Financeiro

Composição da Diretoria

Rodolfo Landim Machado - Presidente
Eike Fuhrken Batista - Diretor Adjunto
Flavio Godinho - Diretor Adjunto
Marcelo Adler Cheniaux - Diretor Adjunto
Marcelo Faber Torres - Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores
Paulo Manuel Mendes Mendonça - Diretor de
Exploração e Produção

Contador
Eduardo Oliveira da Silva
CRC-RJ nº 086.993/O-7



www.ogx.com.br