

QGEP
Participações S.A.

**Informações Financeiras
trimestrais Individuais e
Consolidadas Referentes ao
Período Findo em 31 de
março de 2016 e Relatório
dos Auditores
Independentes**

Mensagem da Administração

Os resultados do primeiro trimestre marcaram um início de ano positivo para a QGEP, reforçando nossa posição como uma empresa de óleo e gás independente e capitalizada, com um alto grau de previsibilidade, uma carteira de ativos diversificada, e flexibilidade e disciplina financeira que nos possibilitam atravessar um ambiente difícil como o que vivemos hoje.

No primeiro trimestre, a produção de gás no Campo de Manati - um dos maiores campo de gás não associados do Brasil, no qual detemos 45% de participação - foi de 6,0MMm³ por dia, a maior dos últimos dois anos de operação. Estamos mantendo a nossa projeção de produção média de gás para o ano de cerca de 5,7MMm³ por dia, no entanto, permanecemos atentos às potenciais consequências da crise econômica vivenciada pelo Brasil e, sobretudo, no Nordeste. Estamos também anunciando hoje a mais recente certificação de reservas de Manati realizada pela consultoria independente Gaffney Cline & Associates (GCA), que apresentou reservas 2P de 11,0 bilhões de m³ de gás natural para a totalidade do Campo em 31 de dezembro de 2015, os quais suportam a previsibilidade da capacidade de produção deste importante ativo.

No Bloco BS-4, continuam em andamento as atividades de adaptação do FPSO para o Campo de Atlanta e sua chegada está prevista para o quarto trimestre deste ano, para dar início à produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA). As expectativas atuais são para dois poços produtores, com capacidade de produção de 20.000 barris por dia, e primeiro óleo no final de 2016. O SPA será um grande avanço no projeto, à medida que fornecerá informações para o desenvolvimento do Sistema Definitivo de Atlanta, previsto para 2019/2020, nosso primeiro Campo como operador.

Com relação aos ativos exploratórios, o Consórcio do Bloco BM-S-8 definiu os próximos passos na descoberta de Carcará. No âmbito do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD), em 2017 será realizado um teste de formação no poço Carcará Noroeste, e também a perfuração do prospecto Guanxuma. A ANP autorizou recentemente o Consórcio a prosseguir com o PAD sem a necessidade da realização do Teste de Longa Duração (TLD) previsto anteriormente. Nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP em 2013, estamos agora na fase final de aquisição de dados sísmicos nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão.

No primeiro trimestre, mantivemos nosso sólido desempenho financeiro. A forte produção de Manati e o reajuste anual dos preços contratuais impactou positivamente a receita, o EBITDAX e o fluxo de caixa operacional. No entanto, o lucro líquido do trimestre foi menor, em função da redução do resultado financeiro, devido à valorização do real frente ao dólar, com impactos no valor de nossas aplicações em fundos cambiais. Nossa posição de caixa permaneceu consistente ao final do trimestre, com saldo de caixa totalizando R\$1,3 bilhão, equivalentes a R\$4,86 por ação, considerando nossas dívidas com a FINEP e com o Banco do Nordeste do Brasil.

O ambiente de negócios continua desafiador, embora já haja perspectivas positivas para o setor de óleo e gás. O *Brent* mostrou uma recuperação de mais de 60% desde que atingiu suas mínimas em janeiro de 2016. Ao mesmo tempo que os novos valores ainda são inferiores às médias dos últimos anos, esse aumento sugere que o mercado já está se movendo em direção a um melhor equilíbrio entre oferta e demanda. No Brasil, vemos algumas indicações de um maior grau de flexibilização na regulação do setor de óleo e gás, o que pode ser benéfico à medida que seguimos com a exploração e desenvolvimento dos nossos ativos, incluindo a descoberta de Carcará. Independente do cenário político atual do país, a alta qualidade e os fundamentos dos nossos ativos são indiscutíveis.

Mesmo com os sinais positivos identificados anteriormente, a Companhia manterá o foco nos principais fatores de diferenciação, que são a disciplina de capital e a gestão de portfólio. A produção robusta e a rentabilidade no Campo de Manati continuarão suportando nossos resultados financeiros ao longo do ano. Estamos avançando no conhecimento de todo o nosso portfólio para permitir um melhor planejamento de nossas atividades futuras. Nos últimos anos, construímos um portfólio diferenciado com diversos níveis de prazos e de risco/retorno. Isso nos permite seguir por diversas vias de expansão, mesmo em um ambiente

desafiador. Ao longo de 2016, vamos continuar a avaliar as opções para a otimização do nosso portfólio, incluindo potenciais *farm-outs* e aquisições, mantendo nossos rigorosos padrões de avaliação de tais operações. Estamos confiantes de que a qualidade da nossa carteira de ativos, nossa experiência e nosso compromisso em manter os fluxos de caixa saudáveis conduzirão a um futuro de sucesso, gerando ainda mais valor.

Desempenho Financeiro

RESULTADO OPERACIONAL:

Demonstração dos Resultados e Destaques Financeiros (R\$ milhões)

	1T16	4T15 ⁽¹⁾	$\Delta\% \frac{1T16}{4T15^{(1)}}$	1T15 ⁽¹⁾	$\Delta\% \frac{1T16}{1T15^{(1)}}$
Receita líquida	143,8	133,5	7,7%	126,0	14,1%
Custos	(60,5)	(70,1)	-13,8%	(62,0)	-2,6%
Lucro bruto	83,3	63,4	31,4%	63,9	30,3%
Receitas (Despesas) operacionais					
Despesas gerais e administrativas	(10,6)	(16,5)	-35,8%	(14,7)	-28,1%
Equivalência patrimonial	0,4	(0,4)	-203,7%	0,1	197,7%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(8,9)	(352,0)	-97,5%	(10,2)	-13,2%
Lucro (Prejuízo) operacional	64,3	(305,4)	-121,0%	39,1	64,2%
Resultado financeiro líquido	(12,6)	29,7	-142,5%	92,7	-113,6%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	51,6	(275,7)	-118,7%	131,8	-60,8%
Imposto de renda e contribuição social	(5,2)	116,3	-104,4%	(36,6)	-85,9%
Lucro (Prejuízo) líquido	46,5	(159,4)	-129,2%	95,2	-51,2%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	(10,7)	(10,6)	1,3%	157,0	-106,8%
EBITDAX⁽²⁾	85,1	61,3	38,8%	72,7	17,1%

Alguns percentuais e outros números incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação, podendo, assim, apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas constantes nas informações trimestrais. Ademais, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

⁽²⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela QGEP. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

- ▶ A receita líquida foi de R\$143,8 milhões, um aumento de 7,7% em relação aos R\$133,5 milhões do 4T15, e de 14,1% quando comparado aos R\$126,0 milhões registrados no 1T15. O resultado reflete o aumento na produção de gás de Manati e o reajuste contratual do preço do gás.
- ▶ Os custos operacionais totalizaram R\$60,5 milhões no trimestre, redução de 13,8% na comparação com os R\$70,1 milhões registrados no 4T15, e de 2,6% na comparação com os R\$62,0 milhões do 1T15, como resultado, principalmente, de dois fatores: da redução da depreciação e amortização em função da assinatura do aditivo ao contrato de venda de gás de Manati, o que levou ao aumento da reserva provada (1P) de gás considerada para o cálculo da depreciação; e da desvalorização cambial incidente sobre a provisão de abandono, que passou a ser capitalizada no ativo imobilizado. Os custos de produção totalizaram R\$20,6 milhões no trimestre, acima dos R\$11,5 milhões no 1T15 devido aos custos relacionados à estação de compressão de Manati. Os custos relativos à estação de compressão foram de R\$9,6 milhões no 1T16.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	1T16	1T15 ⁽¹⁾	Δ%	4T15	Δ%
Depreciação e amortização	20,3	32,9	-38,2%	27,3	-25,5%
Custos de produção	20,6	11,5	78,4%	21,3	-3,3%
Custos de manutenção	3,2	5,0	-35,9%	2,4	30,4%
Royalties	11,0	9,4	16,5%	10,0	9,6%
Participação especial	2,0	2,0	0,7%	3,4	-41,8%
P&D	1,5	1,3	15,4%	1,5	-3,4%
Outros	2,0	0,0	N/A	4,2	-53,5%
TOTAL	60,5	62,0	-2,6%	70,1	-13,8%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$10,6 milhões no 1T16, uma queda comparado a R\$14,7 milhões registrados no 1T15. Esta diminuição anual deveu-se, principalmente, a um crescimento das despesas alocadas aos sócios em blocos onde a QGEP é operadora.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$12,6 milhões, comparado a um resultado financeiro líquido positivo de R\$92,7 milhões no 1T15. A mudança de um resultado positivo para um resultado negativo no período é explicada pela valorização do real de 8,9% no trimestre, o que reduziu significativamente a rentabilidade das aplicações financeiras da QGEP vinculadas ao dólar, hoje correspondentes a 33% do caixa total da Companhia. Este impacto está refletido na linha de receita financeira.
- ▶ Imposto de renda e contribuição social representaram uma despesa de R\$5,2 milhões, comparada a R\$36,6 milhões no 1T15. A redução no saldo foi impactada pelo resultado financeiro líquido da companhia, já que as despesas financeiras decorrentes da rentabilidade negativa dos fundos cambiais são dedutíveis para a base de cálculo do Imposto de Renda.

BALANÇO PATRIMONIAL:

	1T16	4T15	Δ%
Ativo			
Circulante	1.327,5	1.337,3	-0,7%
Caixa e equivalentes de caixa	139,5	180,7	-22,8%
Aplicações financeiras	951,5	941,5	1,1%
Contas a receber	113,6	102,6	10,8%
Créditos com parceiros	47,0	23,9	96,5%
Estoques	2,9	3,1	-5,9%
Impostos e contribuição a recuperar	64,0	74,3	-13,9%
Outros	8,9	11,2	-20,3%
Não Circulante	2.090,7	2.092,9	-0,1%
Caixa restrito	100,6	86,8	15,9%
Aplicações financeiras	163,0	157,8	3,3%
Estoques não circulante	57,4	57,1	0,6%
Partes Relacionadas	7,1	0,2	N/A
Impostos a recuperar	4,9	4,9	0,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45,0	45,5	-1,1%
Investimentos	127,4	125,1	1,9%
Imobilizado	855,5	885,5	-3,4%
Intangível	728,1	728,4	0,0%
Outros ativos não circulantes	1,6	1,6	-0,1%
TOTAL DO ATIVO	3.418,2	3.430,3	-0,4%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	145,4	158,0	-8,0%
Fornecedores	60,2	71,7	-16,0%
Impostos e contribuição a recolher	30,7	27,6	11,4%
Remuneração e obrigações sociais	7,3	18,6	-60,9%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,7	0,4	75,2%
Empréstimos e financiamentos	21,5	12,5	72,0%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	15,3	15,7	-2,7%
Seguros a pagar	6,6	8,5	-21,6%
Outros	3,1	3,1	-0,7%
Não Circulante	550,7	583,1	-5,6%
Provisão para abandono	348,7	357,2	-2,4%
Empréstimos e financiamentos	202,0	226,0	-10,6%
Patrimônio Líquido	2.722,1	2.689,2	1,2%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	28,8	43,4	-33,6%
Reserva de Lucros	610,8	610,8	0,0%
Reserva de Capital	39,0	37,9	2,9%
Ações em Tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Lucro líquido do período	46,5	0,0	N/A
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.418,2	3.430,3	-0,4%

Posição de Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras) e Endividamento

Ao final do 1T16, a Companhia possuía um saldo de caixa de R\$1,3 bilhão. Desse montante, a QGEP detinha cerca de 33% do caixa investido em fundos cambiais, com vistas a proteger suas obrigações de médio prazo denominadas em dólar. O saldo remanescente é investido em instrumentos denominados em Real. No final do 1T16, o retorno médio anual dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente a 101,7% do CDI e 85% dos fundos tinha liquidez diária.

O endividamento total fechou o trimestre em R\$370,2 milhões. Esses empréstimos consistem em R\$253,7 milhões oriundos do pacote de financiamento da Companhia junto à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e R\$117,9 milhões de uma linha de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB).

Os recursos tomados com a FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que visa dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste de duas linhas de crédito, uma à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante ligada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos. A QGEP conta com uma linha de crédito total com a FINEP de R\$266,1 milhões.

O financiamento do BNB é direcionado para a operação dos ativos da Companhia na região nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, com bônus de adimplência de 15%, tem carência de cinco anos e período de repagamento de sete anos.

A posição de caixa líquido da Companhia em 31 de março de 2016 era de R\$882,6 milhões.

FLUXO DE CAIXA:

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R\$ milhões)

	1T16	1T15 ⁽¹⁾	Δ%	2015	2014 ⁽¹⁾	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	46,5	95,2	-51,2%	93,6	194,8	-51,9%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	(0,4)	(0,1)	197,7%	1,2	0,2	N/A
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	21,3	33,8	-37,0%	121,7	122,8	-0,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,5	14,9	-96,5%	(26,1)	3,1	N/A
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	4,4	2,7	66,7%	14,6	5,9	146,4%
Baixa de imobilizado	35,6	0,1	N/A	332,4	70,6	370,5%
Provisão para plano de opção de ações	1,1	1,8	-40,7%	6,3	9,0	-30,4%
Provisão para imposto renda e contribuição social	4,6	21,7	-78,7%	8,2	15,5	-46,8%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,4)	0,8	-151,7%	2,9	4,2	-29,6%
Variação cambial/Outros	0,0	(4,5)	-100,0%	0,0	18,8	-100,0%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(28,6)	11,2	-355,3%	(54,7)	59,0	- 192,6%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(69,9)	(20,6)	239,7%	(68,6)	(155,5)	-55,9%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	14,7	157,0	-90,7%	431,5	348,5	23,8%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(41,3)	(267,8)	-84,6%	(485,1)	(617,3)	-21,4%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	0,0	117,8	-100,0%	79,2	25,0	216,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(14,6)	6,9	-311,6%	38,0	3,2	N/A
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(41,2)	13,9	-396,4%	63,5	(240,6)	126,4%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	180,7	117,2	54,2%	117,2	357,8	-67,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	139,5	131,1	6,4%	180,7	117,2	54,2%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(41,2)	13,9	-396,4%	63,5	(240,6)	126,4%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

- Fluxo de caixa operacional foi de R\$14,7 milhões no 1T16, comparado com R\$157,0 milhões registrados no 1T15. A redução anual reflete a queda de 51,2% no lucro líquido, bem como aumento do saldo de contas a receber em função do aumento da produção e o reajuste do preço de venda de gás, aumento do saldo da conta de crédito com parceiros e maiores pagamentos de despesas com sísmica no período.

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS (R\$ MILHÕES):

	1T16	1T15 ⁽¹⁾	Δ%	2015	2014 ⁽¹⁾	Δ%
Lucro Líquido	46,5	95,2	-51,2%	93,6	194,8	-51,9%
Depreciação e amortização	21,3	33,8	-37,0%	121,7	122,8	-0,9%
(Receita financeira líquida)/ despesa	12,6	(92,7)	-113,6%	(272,2)	(119,2)	128,4%
Imposto de renda e contribuição social	5,2	36,6	-85,9%	(17,9)	16,3	-209,6%
EBITDA⁽²⁾	85,5	72,9	17,3%	(74,9)	214,7	-134,9%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽³⁾	(0,4)	(0,2)	79,1%	347,9	71,6	385,9%
EBITDAX⁽⁴⁾	85,1	72,7	17,1%	273,0	286,3	-4,6%
Margem EBITDA ⁽⁵⁾	59,5%	57,9%	2,8%	-15,1%	42,7%	-135,4%
Margem EBITDAX ⁽⁶⁾	59,2%	57,7%	2,6%	55,0%	56,9%	-3,3%
Caixa Líquido ⁽⁷⁾	883,8	972,2	-190,9%	910,3	877,7	-203,7%
Dívida Líquida/EBITDAX	(3,1)	(3,5)	-12,0%	(3,3)	(3,1)	8,8%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

⁽²⁾ O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela QGEP. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

⁽³⁾ Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais.

⁽⁴⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

⁽⁵⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁷⁾ O caixa líquido corresponde às disponibilidades e aplicações financeiras excluindo o endividamento total, que inclui empréstimos e financiamentos de curto e de longo prazo, bem como instrumentos financeiros derivativos. O caixa líquido não é medida reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as U.S. GAAP, as IFRS, bem como qualquer outro sistema de princípios contábeis geralmente aceitos. É possível que outras empresas calculem o endividamento líquido de maneira diferente da empregada pela QGEP.



KPMG Auditores Independentes
Av. Almirante Barroso, 52 - 4º andar
20031-000 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888
20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone 55 (21) 3515-9400, Fax 55 (21) 3515-9000
www.kpmg.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
QGEP Participações S.A.
Rio de Janeiro - RJ

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da QGEP Participações S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2016, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e com a norma internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - *Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade* e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.



Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), individual e consolidada, referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Valores correspondentes

Os valores correspondentes relativos aos balanços patrimoniais, individual e consolidado, em 31 de dezembro de 2015 e as demonstrações, individuais e consolidadas, do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado para o período de três meses findo em 31 de março de 2015 foram anteriormente auditados e revisados, respectivamente, por outros auditores independentes que emitiram relatório datado em 7 de março de 2016, sem modificação.

Rio de Janeiro, 9 de maio de 2016

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Bernardo Moreira Peixoto Neto
Contador CRC RJ-064887/O-8

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
---------------------------	---

Balanço Patrimonial Passivo	3
-----------------------------	---

Demonstração do Resultado	4
---------------------------	---

Demonstração do Resultado Abrangente	5
--------------------------------------	---

Demonstração do Fluxo de Caixa	6
--------------------------------	---

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2016 à 31/03/2016	7
--------------------------------	---

DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015	8
--------------------------------	---

Demonstração do Valor Adicionado	9
----------------------------------	---

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	10
---------------------------	----

Balanço Patrimonial Passivo	11
-----------------------------	----

Demonstração do Resultado	13
---------------------------	----

Demonstração do Resultado Abrangente	14
--------------------------------------	----

Demonstração do Fluxo de Caixa	15
--------------------------------	----

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2016 à 31/03/2016	16
--------------------------------	----

DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015	17
--------------------------------	----

Demonstração do Valor Adicionado	18
----------------------------------	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2016
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	265.806.905
Preferenciais	0
Total	265.806.905
Em Tesouraria	
Ordinárias	7.954.632
Preferenciais	0
Total	7.954.632

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2016	Exercício Anterior 31/12/2015
1	Ativo Total	2.722.334	2.689.350
1.01	Ativo Circulante	4.086	3.222
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	84	100
1.01.02	Aplicações Financeiras	2.047	3.037
1.01.06	Tributos a Recuperar	21	85
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	21	85
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	1.934	0
1.01.08.03	Outros	1.934	0
1.01.08.03.02	Dividendos a receber	1.828	0
1.01.08.03.05	Outros	106	0
1.02	Ativo Não Circulante	2.718.248	2.686.128
1.02.02	Investimentos	2.718.248	2.686.128
1.02.02.01	Participações Societárias	2.718.248	2.686.128
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	2.718.248	2.686.128

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2016	Exercício Anterior 31/12/2015
2	Passivo Total	2.722.334	2.689.350
2.01	Passivo Circulante	186	185
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	50	55
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	50	55
2.01.02	Fornecedores	76	71
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	76	71
2.01.03	Obrigações Fiscais	60	59
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	60	59
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	60	59
2.03	Patrimônio Líquido	2.722.148	2.689.165
2.03.01	Capital Social Realizado	2.078.116	2.078.116
2.03.02	Reservas de Capital	-42.013	-43.108
2.03.02.04	Opções Outorgadas	38.994	37.899
2.03.02.05	Ações em Tesouraria	-81.007	-81.007
2.03.04	Reservas de Lucros	610.788	610.788
2.03.04.01	Reserva Legal	36.165	36.165
2.03.04.06	Reserva Especial para Dividendos Não Distribuídos	1	1
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	38.676	38.676
2.03.04.10	Reserva para investimento	535.946	535.946
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	46.481	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	28.776	43.369

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2016 à 31/03/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2015 à 31/03/2015
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	46.392	95.121
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-1.055	-1.236
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	47.447	96.357
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	46.392	95.121
3.06	Resultado Financeiro	89	70
3.06.01	Receitas Financeiras	89	73
3.06.02	Despesas Financeiras	0	-3
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	46.481	95.191
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	46.481	95.191
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	46.481	95.191
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,17000	0,37000
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,17000	0,37000

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2016 à 31/03/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2015 à 31/03/2015
4.01	Lucro Líquido do Período	46.481	95.191
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-14.593	6.898
4.03	Resultado Abrangente do Período	31.888	102.089

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2016 à 31/03/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2015 à 31/03/2015
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-1.007	-1.005
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-966	-1.166
6.01.01.01	Lucro líquido do período	46.481	95.191
6.01.01.02	Equivalência patrimonial	-47.447	-96.357
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	70	277
6.01.02.02	Impostos a recuperar	64	-37
6.01.02.03	Fornecedores	5	307
6.01.02.04	Impostos a recolher	1	5
6.01.02.07	Partes relacionadas	0	2
6.01.03	Outros	-111	-116
6.01.03.01	Outros ativos	-106	-113
6.01.03.02	Outros passivos	-5	-3
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	991	1.079
6.02.02	Aplicações financeiras	990	1.508
6.02.04	Dividendos recebidos	1	-429
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-16	74
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	100	1
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	84	75

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 31/03/2016**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	2.078.116	-43.108	610.788	0	43.369	2.689.165
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.078.116	-43.108	610.788	0	43.369	2.689.165
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	46.481	-14.593	31.888
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	46.481	0	46.481
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-14.593	-14.593
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	1.095	0	0	0	1.095
5.06.01	Constituição de Reservas	0	1.095	0	0	0	1.095
5.07	Saldos Finais	2.078.116	-42.013	610.788	46.481	28.776	2.722.148

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	2.078.116	-49.375	555.853	0	5.410	2.590.004
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.078.116	-49.375	555.853	0	5.410	2.590.004
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	95.191	6.898	102.089
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	95.191	0	95.191
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	6.898	6.898
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	6.898	6.898
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	1.846	0	0	0	1.846
5.06.01	Constituição de Reservas	0	1.846	0	0	0	1.846
5.07	Saldos Finais	2.078.116	-47.529	555.853	95.191	12.308	2.693.939

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2016 à 31/03/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2015 à 31/03/2015
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-158	-394
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-158	-394
7.03	Valor Adicionado Bruto	-158	-394
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-158	-394
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	47.536	96.430
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	47.447	96.357
7.06.02	Receitas Financeiras	89	73
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	47.378	96.036
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	47.378	96.036
7.08.01	Pessoal	750	708
7.08.01.01	Remuneração Direta	734	668
7.08.01.02	Benefícios	16	40
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	147	134
7.08.02.01	Federais	147	134
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	0	3
7.08.03.03	Outras	0	3
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	46.481	95.191
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	46.481	95.191

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2016	Exercício Anterior 31/12/2015
1	Ativo Total	3.418.216	3.430.263
1.01	Ativo Circulante	1.327.513	1.337.343
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	139.490	180.672
1.01.02	Aplicações Financeiras	951.523	941.514
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	951.523	941.514
1.01.02.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	951.523	941.514
1.01.03	Contas a Receber	113.649	102.615
1.01.03.01	Clientes	113.649	102.615
1.01.04	Estoques	2.884	3.064
1.01.06	Tributos a Recuperar	64.005	74.335
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	64.005	74.335
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	55.962	35.143
1.01.08.03	Outros	55.962	35.143
1.01.08.03.02	Outros	6.649	4.462
1.01.08.03.03	Créditos com parceiros	47.038	23.940
1.01.08.03.04	Partes relacionadas	2.275	6.741
1.02	Ativo Não Circulante	2.090.703	2.092.920
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	379.724	353.987
1.02.01.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	162.994	157.760
1.02.01.01.02	Títulos Disponíveis para Venda	162.994	157.760
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	100.574	86.787
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	100.574	86.787
1.02.01.04	Estoques	57.421	57.100
1.02.01.06	Tributos Diferidos	45.018	45.538
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	45.018	45.538
1.02.01.08	Créditos com Partes Relacionadas	7.145	234
1.02.01.08.04	Créditos com Outras Partes Relacionadas	7.145	234
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	6.572	6.568
1.02.01.09.03	Impostos a Recuperar	4.931	4.925
1.02.01.09.05	Outros	1.641	1.643
1.02.02	Investimentos	127.444	125.118
1.02.02.01	Participações Societárias	127.444	125.118
1.02.03	Imobilizado	855.470	885.458
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	336.622	379.039
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	518.848	506.419
1.02.04	Intangível	728.065	728.357
1.02.04.01	Intangíveis	728.065	728.357
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	724.871	724.871
1.02.04.01.02	Outros	3.194	3.486

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2016	Exercício Anterior 31/12/2015
2	Passivo Total	3.418.216	3.430.263
2.01	Passivo Circulante	145.387	157.967
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	7.265	18.572
2.01.01.01	Obrigações Sociais	0	2.370
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	0	16.202
2.01.02	Fornecedores	60.217	71.663
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	60.217	71.663
2.01.02.01.01	Fornecedores	60.217	71.663
2.01.03	Obrigações Fiscais	30.730	27.578
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	0	16.528
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	0	1.295
2.01.03.01.02	PIS/COFINS	0	13.786
2.01.03.01.03	Outros	0	1.447
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	0	4.915
2.01.03.02.01	ICMS	0	4.915
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	0	6.135
2.01.03.03.01	Royalties	0	3.230
2.01.03.03.02	Participação especial	0	2.905
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	21.451	12.472
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	21.451	12.472
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	21.451	12.472
2.01.05	Outras Obrigações	10.446	11.979
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	736	420
2.01.05.01.03	Débitos com Controladores	736	420
2.01.05.02	Outros	9.710	11.559
2.01.05.02.04	Outros	3.072	3.093
2.01.05.02.05	Seguros a pagar	6.638	8.466
2.01.06	Provisões	15.278	15.703
2.01.06.02	Outras Provisões	15.278	15.703
2.01.06.02.04	Provisões para Pesquisa e Desenvolvimento	15.278	15.703
2.02	Passivo Não Circulante	550.681	583.131
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	348.720	357.171
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	348.720	357.171
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	348.720	357.171
2.02.04	Provisões	201.961	225.960
2.02.04.02	Outras Provisões	201.961	225.960
2.02.04.02.04	Provisão para Abandono	201.961	225.960
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	2.722.148	2.689.165
2.03.01	Capital Social Realizado	2.078.116	2.078.116
2.03.02	Reservas de Capital	-42.013	-43.108
2.03.02.04	Opções Outorgadas	38.994	37.899
2.03.02.05	Ações em Tesouraria	-81.007	-81.007
2.03.04	Reservas de Lucros	610.788	610.788
2.03.04.01	Reserva Legal	36.165	33.107
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	38.676	38.676
2.03.04.10	Reserva para investimento	535.947	539.005

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2016	Exercício Anterior 31/12/2015
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	46.481	0
2.03.07	Ajustes Acumulados de Conversão	28.776	43.369

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício	Anterior
		01/01/2016 à 31/03/2016	01/01/2015 à 31/03/2015
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	143.759	125.984
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-60.453	-62.046
3.03	Resultado Bruto	83.306	63.938
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-19.051	-24.794
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-10.585	-14.718
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-8.859	-10.208
3.04.05.01	Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	-8.859	-10.208
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	393	132
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	64.255	39.144
3.06	Resultado Financeiro	-12.623	92.651
3.06.01	Receitas Financeiras	-9.392	92.651
3.06.01.01	Rendimento de Aplicações Financeiras	-9.392	88.323
3.06.01.02	Outras Receitas Financeiras	0	4.328
3.06.02	Despesas Financeiras	-3.231	0
3.06.02.01	Despesas Financeiras	-3.231	0
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	51.632	131.795
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-5.151	-36.604
3.08.01	Corrente	-4.631	-21.702
3.08.02	Diferido	-520	-14.902
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	46.481	95.191
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	46.481	95.191
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	46.481	95.191
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2016 à 31/03/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2015 à 31/03/2015
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	46.481	95.191
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-14.593	6.898
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	31.888	102.089
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	31.888	102.089

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2016 à 31/03/2016	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2015 à 31/03/2015
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	14.662	156.982
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	113.186	166.378
6.01.01.01	Lucro líquido do período	46.481	95.191
6.01.01.02	Equivalência patrimonial	-393	-132
6.01.01.03	Amortização e depreciação	21.286	33.777
6.01.01.04	Imposto de renda e contribuição social diferidos	520	14.902
6.01.01.05	Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	4.430	2.658
6.01.01.06	Baixa de imobilizado/intangível	35.561	70
6.01.01.07	Despesa com plano de opção de ação	1.095	1.846
6.01.01.08	Provisão para imposto de renda e contribuição social	4.631	21.702
6.01.01.09	Provisão (reversão) para pesquisa e desenvolvimento	-425	822
6.01.01.10	Variação cambial e complemento sobre provisão de abandono	0	-4.458
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-33.499	-2.231
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	-11.034	2.363
6.01.02.02	Impostos a recuperar	10.324	6.019
6.01.02.03	Fornecedores	-27.723	-7.234
6.01.02.04	Impostos a recolher	-1.479	-783
6.01.02.05	Juros pagos	316	-2.600
6.01.02.07	Partes relacionadas	-3.903	4
6.01.03	Outros	-65.025	-7.165
6.01.03.01	Outros ativos	-27.870	2.812
6.01.03.02	Outros passivos	-37.155	-9.977
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-41.251	-267.819
6.02.01	Caixa restrito	-13.787	-25.922
6.02.02	Aplicações financeiras	-15.243	-198.523
6.02.03	Aumento de capital de empresas no exterior	0	-8.386
6.02.04	Dividendos recebidos	-1.933	-5.892
6.02.05	Pagamentos de imobilizado	-10.195	-29.046
6.02.06	Pagamentos de intangível	-93	-50
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	0	117.835
6.03.01	Liberação de empréstimo	0	117.835
6.04	Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes	-14.593	6.898
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-41.182	13.896
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	180.672	117.191
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	139.490	131.087

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 31/03/2016**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	2.078.116	-43.108	610.788	0	43.369	2.689.165	0	2.689.165
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.078.116	-43.108	610.788	0	43.369	2.689.165	0	2.689.165
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	46.481	-14.593	31.888	0	31.888
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	46.481	0	46.481	0	46.481
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-14.593	-14.593	0	-14.593
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	1.095	0	0	0	1.095	0	1.095
5.06.01	Constituição de Reservas	0	1.095	0	0	0	1.095	0	1.095
5.07	Saldos Finais	2.078.116	-42.013	610.788	46.481	28.776	2.722.148	0	2.722.148

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	2.078.116	-49.375	555.853	0	5.410	2.590.004	0	2.590.004
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	2.078.116	-49.375	555.853	0	5.410	2.590.004	0	2.590.004
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	95.191	6.898	102.089	0	102.089
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	95.191	0	95.191	0	95.191
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	6.898	6.898	0	6.898
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	6.898	6.898	0	6.898
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	1.846	0	0	0	1.846	0	1.846
5.06.01	Constituição de Reservas	0	1.846	0	0	0	1.846	0	1.846
5.07	Saldos Finais	2.078.116	-47.529	555.853	95.191	12.308	2.693.939	0	2.693.939

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		Exercício	Anterior
		01/01/2016 à 31/03/2016	01/01/2015 à 31/03/2015
7.01	Receitas	187.590	186.219
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	178.419	156.866
7.01.02	Outras Receitas	1.953	307
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	7.218	29.046
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-40.206	-59.506
7.02.01	Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos	-35.463	-27.562
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-775	-27.676
7.02.04	Outros	-3.968	-4.268
7.03	Valor Adicionado Bruto	147.384	126.713
7.04	Retenções	-21.266	-33.822
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-21.266	-33.822
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	126.118	92.891
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	-8.463	92.923
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	393	132
7.06.02	Receitas Financeiras	-9.392	88.323
7.06.03	Outros	536	4.468
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	117.655	185.814
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	117.655	185.814
7.08.01	Pessoal	12.496	12.211
7.08.01.01	Remuneração Direta	10.274	10.080
7.08.01.02	Benefícios	1.518	2.758
7.08.01.03	F.G.T.S.	703	-627
7.08.01.04	Outros	1	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	54.042	77.583
7.08.02.01	Federais	24.450	52.029
7.08.02.02	Estaduais	16.454	14.190
7.08.02.03	Municipais	13.138	11.364
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	4.636	829
7.08.03.01	Juros	1.344	0
7.08.03.02	Aluguéis	868	690
7.08.03.03	Outras	2.424	139
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	46.481	95.191
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	46.481	95.191

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS – ITR INDIVIDUAL E CONSOLIDADO REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2016

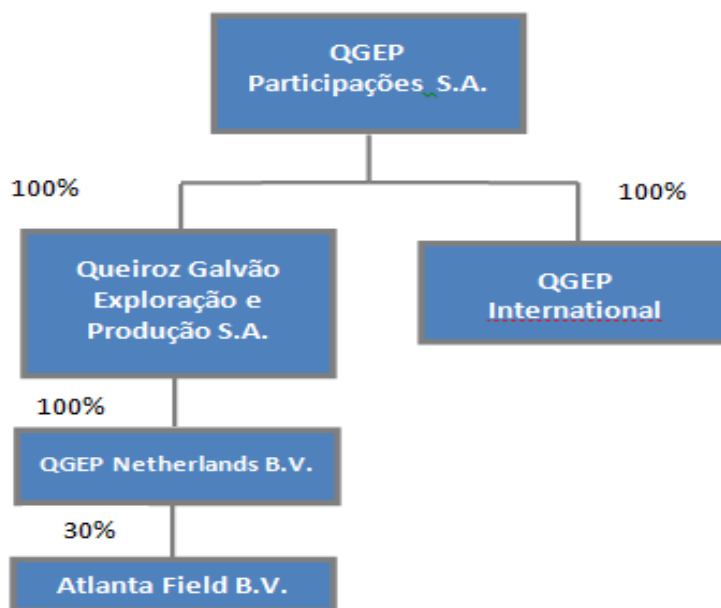
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

Estrutura societária

A QGEP Participações S.A. com sede na Avenida Almirante Barroso 52, sala 1301, Rio de Janeiro (“Companhia” ou “QGEPP”) tem como objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Em 31 de março de 2016 a Companhia apresentava a seguinte estrutura societária:



A controlada direta Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (“QGEP”) tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados, operação na navegação de apoio marítimo e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

A QGEP Netherlands B.V. (“QGEP B.V.”) com sede na cidade de Roterdã, na Holanda, controlada integral da QGEP tendo como objeto social incorporar, gerenciar e supervisionar empresas; realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais; bem como todas e quaisquer coisas que estejam relacionadas às atividades descritas.

A Atlanta Field B.V. (“AFBV”) com sede na cidade de Roterdã, Holanda, controlada indireta da QGEP e direta da QGEP B.V., detendo 30% de participação societária, tem como objeto social a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração e aproveitamento da área de concessão e, ainda, adquirir, administrar, operar equipamentos, incluindo a equipamentos registrados para apoiar as atividades declaradas do Grupo. A OGX Netherlands Holding B.V. e a FR Barra 1S.àr.l., em função da parceria com a QGEP na concessão do Bloco BS-4, detêm 40% e 30%, respectivamente, de participação na AFBV.

A QGEP International GmbH (“QGEP International”), com sede na cidade de Viena, Áustria, subsidiária integral da QGEP tem como objeto social aquisição de empresas na Áustria e exterior, constituição e gestão de empresas subsidiárias na Áustria e exterior e gestão de seus ativos.

Histórico Operacional:

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (“E&P”) são regulamentadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”). A Companhia e suas controladas, são referidas em conjunto nestas demonstrações financeiras como “Grupo”.

Em 31 de março de 2016, o Grupo apresenta em seu portfólio a participação em dezesseis concessões de E&P localizadas na porção offshore da Margem Continental brasileira (nota explicativa 21), sendo doze concessões em fase exploratória e 4 concessões em fases de desenvolvimento/ produção. Todas as participações nas concessões pertencem à controlada QGEP.

Na concessão BCAM-40 estão situados os campos de Manati e Camarão Norte, que se encontram, respectivamente, nas fases de produção e desenvolvimento da produção. Na concessão BS-4 estão situados os campos de Atlanta e Oliva, que se encontram em fase de desenvolvimento da produção.

O Campo de Manati foi desenvolvido por meio da perfuração de seis poços completados com Árvores de Natal Molhadas (ANM). Eles produzem para uma plataforma fixa de produção (PMNT-1) que escoar o gás através de um gasoduto de 24" de diâmetro e cerca de 125 km de extensão para a estação de tratamento, que especifica o gás e estabiliza o condensado (Estação Geólogo Vandemir Ferreira). Desde agosto de 2015 a estação de compressão de Manati foi conectada ao sistema. A estação está agora em plena operação e a capacidade de produção já retornou ao patamar de 6,0 milhões de m³/dia.

No Bloco BM-J-2, a revisão dos estudos de viabilidade técnica e econômica do projeto, incorporando os resultados da perfuração do poço 1-QG-5-A-BAS e do reprocessamento dos dados sísmicos 3D, indicaram a inviabilidade econômica da continuidade do projeto, que levou a devolução do Bloco à ANP em 21 de dezembro de 2015. Foi entregue também nessa data o Relatório Final do PAD. Os valores registrados como baixa do Bloco BM-J-2 na rubrica de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás foram no montante de R\$332.487.

Na Concessão BM-S-8 ocorreu no primeiro semestre de 2015 a perfuração do poço Carcará Norte (3-SPS-105), localizado aproximadamente a 5 km do poço descobridor. Esse poço comprovou as previsões e mostrou a existência de uma coluna de petróleo e gás, em reservatórios conectados do pré-sal. Pelos dados de pressão, comprova-se que esse poço está na mesma acumulação do poço Carcará (1-SPS-86B). A mesma sonda que perfurou esse poço perfurou a seção de reservatórios do poço Carcará NW (3-SPS-104DA) no final de setembro de 2015. Por meio de medições de pressão, observa-se que a seção de reservatórios se mostrou totalmente conectada à coluna de óleo dos dois primeiros poços. Ainda no quarto trimestre de 2015 foram realizados dois testes de formação a poço revestido (TFRs) no poço Carcará Norte que apresentaram produtividade com vazões potenciais de óleo, equivalentes ou superiores aos melhores poços do pré-sal.

O Bloco BS-4 engloba os Campos de Atlanta e Oliva, cujo desenvolvimento já está em andamento. O Campo de Atlanta é um campo de óleo do pós-sal, localizado no Bloco BS-4, a 17 km do Campo de Oliva. No primeiro semestre do exercício findo em 31 de dezembro de 2014 os dois primeiros poços horizontais do Sistema de Produção Antecipada (SPA) no Campo de Atlanta foram perfurados e completados. Ao final do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, foram assinados os contratos de afretamento e operação da unidade de produção (FPSO - unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência) Petrojarl I para desenvolver o Campo por meio do SPA. O navio contratado está sendo adaptado, na Holanda, de acordo com nossas especificações, com previsão de entrega no Campo no quarto trimestre do exercício a findar em 31 de dezembro de 2016 e início de produção no quarto trimestre.

Em outubro de 2015, a Companhia assinou o contrato (COSA - Crude Oil Sales Agreement) com a Shell Western Supply and Trading Ltd (Shell) para a comercialização da produção do SPA de Atlanta. As vendas de óleo serão Free on Board (FOB) no FPSO, com um mecanismo de preço netback. O COSA tem prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano. Os demais consorciados do Campo de Atlanta celebraram o mesmo tipo de acordo comercial com a Shell.

Já o Plano de Desenvolvimento (PD) do Campo de Oliva, aprovado em 21 de agosto de 2013, prevê a perfuração de um poço de Aquisição de Dados de Reservatório seguido de teste a comprovar a estimativa de reservas e a tomada de decisão para o modelo de desenvolvimento do Campo.

As concessões adquiridas na 11ª rodada de licitação da ANP, nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Ceará, Pernambuco-Paraíba e Espírito Santo, estão em fase de aquisição ou de processamento da sísmica 3D. O total acumulado gasto até 31 de dezembro de 2015 e 31 de março de 2016 é de R\$49.055 e R\$57.080, respectivamente. A programação para perfuração de poços, onde temos o compromisso no primeiro período, deverá ocorrer nos exercícios de 2017 e 2018 (nota explicativa 22).

Na 13ª Rodada de Licitações da ANP a controlada QGEP adquiriu a participação de 100% nos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428. Ambos os Blocos estão localizados em água ultra-profunda da Bacia de Sergipe-Alagoas, com área de 756,86 km² e 756,24 km², respectivamente. O bônus de assinatura pago foi o valor mínimo exigido pela ANP, no valor de R\$63.900 para o Bloco SEAL-M-351 e R\$36.100 para o Bloco SEAL-M-428. O Programa exploratório mínimo (PEM) para o primeiro período de ambos os Blocos está coberto por uma carta de garantia de R\$18.300. Para o cumprimento destes Programas prevê-se fazer levantamento sísmico cobrindo a área do bloco com um valor estimado em torno do equivalente a USD10 milhões. O contrato de concessão foi assinado em 23 de dezembro de 2015 dando início ao 1º período da Fase de Exploração que tem duração de 5 anos.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas e individuais estão definidas a seguir:

2.1. Declaração de conformidade

Estas informações trimestrais intermediárias da Companhia compreendem as informações trimestrais intermediárias individuais e consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB (IAS 34- *Interim Financial Reporting*) e as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) de acordo com o CPC 21 (R1).

As práticas contábeis adotadas compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

As informações trimestrais intermediárias da QGEPP estão sendo apresentadas conforme orientação técnica OCPC 07, que trata dos requisitos básicos de elaboração e evidenciação a serem observados quando da divulgação dos relatórios contábil-financeiros, em especial das contidas nas notas explicativas. A Administração confirma que estão sendo evidenciadas todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras e que estas correspondem às utilizadas em sua gestão.

2.2. Base de elaboração

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

O resumo das principais políticas contábeis adotadas pelo Grupo encontra-se descrito nos tópicos abaixo:

2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

As informações trimestrais intermediárias consolidadas incluem as informações trimestrais intermediárias da Companhia e de suas controladas, bem como das informações contábeis referentes aos fundos exclusivos descritos na nota explicativa 4. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

Os resultados das controladas adquiridas, alienadas ou incorporadas durante o período estão incluídos nas informações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição, alienação e incorporação, quando aplicável.

Nas informações trimestrais intermediárias individuais da Companhia as demonstrações financeiras das controladas diretas e indiretas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas estabelecidas pelo Grupo. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre empresas do Grupo são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto o investimento em sua joint venture.

Participações da Companhia em controladas

As informações trimestrais intermediárias da Companhia, em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Porcentagem de participação - %</u>	
			<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
QGEP	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP International	Áustria	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

2.4. Participações em negócios em conjunto (“joint venture”)

Uma “joint venture” é um acordo contratual por meio do qual uma Companhia exerce uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da “joint venture” requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Os acordos de “joint venture” que envolvem a constituição de uma entidade separada na qual cada empreendedor detenha uma participação são chamados de entidades controladas em conjunto.

A controlada indireta QGEP B.V. apresenta participação em entidade controlada em conjunto nas suas demonstrações financeiras usando o método de equivalência patrimonial.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	País de <u>operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Tipo de negócio</u>	Porcentagem de participação - %	
				<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (<i>Joint venture</i>)	30%	30%

2.5. Informações do segmento operacional

A Administração efetuou a análise e concluiu que a QGEPP opera em um único segmento: exploração e produção (E&P) de óleo e gás. Adicionalmente, a receita líquida de vendas é substancialmente derivada de transações com o cliente Petrobras e no Brasil.

2.6. Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e compõem-se do saldo de caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com liquidez imediata e risco insignificante de mudança de valor.

2.7. Ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os ativos e passivos circulantes e não circulantes são demonstrados pelos valores de realização e/ou exigibilidade, respectivamente, e contemplam as variações monetárias ou cambiais, bem como os rendimentos e encargos auferidos ou incorridos, quando aplicável, reconhecidos em base *pro rata temporis* até a data do balanço.

2.8. Gastos exploratórios, de desenvolvimento e de produção de petróleo e gás

Para os gastos com exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás, o Grupo, para fins das práticas contábeis adotadas no Brasil, utiliza critérios contábeis alinhados com as normas internacionais IFRS 6 - “*Exploration for and evaluation of mineral resources*”.

Os gastos relevantes com manutenções das unidades de produção, que incluem peças de reposição, serviços de montagem, entre outros, são registrados no imobilizado, se os critérios de reconhecimento do IAS 16 (CPC 27) forem atendidos. Essas manutenções ocorrem, em média, a cada cinco anos e seus gastos são depreciados até o início da parada seguinte e registrados como custo de produção.

O IFRS 6 permite que a Administração defina sua política contábil para reconhecimento de ativos exploratórios na exploração de reservas minerais. A Administração definiu sua política contábil para exploração e avaliação de reservas minerais considerando critérios que no seu melhor julgamento representam os aspectos do seu ambiente de negócios e que refletem de maneira mais adequada as suas posições patrimonial e financeira. Os principais critérios contábeis adotados são:

- Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
- Os gastos com perfuração de poços onde as avaliações de viabilidade não foram concluídas permanecem capitalizados no imobilizado até a sua conclusão. Gastos de perfuração de poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os determinados como não viáveis (“dryhole”) são registrados diretamente na demonstração de resultado na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás.
- Outros gastos exploratórios que não relacionados ao bônus de assinatura são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

Os ativos imobilizados representados pelos ativos de exploração, desenvolvimento e produção são registrados pelo valor de custo e amortizados pelo método de unidades produzidas que consiste na relação proporcional entre o volume anual produzido e a reserva total provada do campo produtor. As reservas provadas desenvolvidas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo externo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa. Atualmente, apenas os gastos relacionados com o campo de Manati vêm sendo amortizados, por ser o único campo em fase de produção.

O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição, incluindo juros e demais encargos financeiros de empréstimos e financiamentos usados na formação de ativos qualificáveis deduzidos da depreciação e amortização acumuladas.

O ganho e a perda oriundos da baixa ou alienação de um ativo imobilizado são determinados pela diferença entre a receita auferida, se aplicável, e o respectivo valor residual do ativo, e é reconhecido no resultado do exercício.

O Grupo apresenta substancialmente, em seu ativo intangível, os gastos com aquisição de concessões exploratórias e os bônus de assinatura correspondentes às ofertas para obtenção de concessão para exploração de petróleo ou gás natural. Os mesmos são registrados pelo custo de aquisição, ajustados, quando aplicável, ao seu valor de recuperação e serão amortizados pelo método de unidade produzida em relação às reservas provadas desenvolvidas quando entrarem na fase de produção.

A Administração efetua anualmente avaliação qualitativa de seus ativos exploratórios de óleo e gás com o objetivo de identificar fatos e circunstâncias que indiquem a necessidade de *impairment*, apresentados a seguir:

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;

- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;
- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

Conforme descrito na nota explicativa 1, o bloco exploratório BM-J-2 foi devolvido pela Companhia.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos através do valor em uso usando o método dos fluxos de caixa estimados descontados a valor presente utilizando taxa de desconto antes dos impostos pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil na data da avaliação. Premissas futuras, obtidas de fontes independentes sobre reserva de hidrocarbonetos, câmbio na moeda norte-americana, taxa de desconto, preço do barril e custos são considerados no modelo de teste de *impairment*.

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (Nota explicativa 16). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício (resultado financeiro líquido).

2.9. Avaliação do valor recuperável dos ativos

De acordo com o CPC 01 (“Redução do Valor Recuperável dos Ativos”) e os critérios definidos na nota explicativa 2.8, os bens do imobilizado, intangível e outros ativos não circulantes são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável.

Quando houver perdas decorrentes das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do exercício.

2.10. Gastos associados às *joint operations* de exploração e produção

Como operadora das concessões para exploração e produção de petróleo e gás, uma das obrigações da Companhia é representar a *joint operation* perante terceiros. Nesse sentido, a operadora é responsável por contratar e pagar os fornecedores dessas *joint operations* e, por isso, as faturas recebidas pela operadora contemplam o valor total dos materiais e serviços adquiridos para a operação total da concessão. Os impactos no resultado individual da operadora, entretanto, refletem apenas as suas participações nas concessões já que as parcelas associadas aos demais parceiros são cobradas dos mesmos mensalmente. A operadora estima os desembolsos previstos para o mês subsequente, com base nos gastos já incorridos ou a incorrer na operação, faturados ou não pelos fornecedores. Estes gastos são cobrados aos parceiros através de *cash calls* e a prestação de contas é feita mensalmente através do relatório *billing statement*.

2.11. Estoques

Representados por ativos adquiridos de terceiros, principalmente na forma de materiais e suprimentos a serem utilizados na campanha de perfuração exploratória e de desenvolvimento. Uma vez utilizados e, dependendo da fase da campanha (exploratória ou desenvolvimento), esses materiais são reclassificados de estoques para imobilizado ou ao resultado. Os estoques de materiais são registrados ao custo de aquisição e ajustados, quando aplicável, ao valor de sua realização (Nota explicativa 7). A previsão de sua utilização conforme plano futuro de exploração e desenvolvimento corroboram a classificação como ativo circulante e não circulante.

2.12. Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, quando aplicáveis, inicialmente pelo valor justo, no momento do recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação nos casos aplicáveis. Em seguida, passam a ser mensurados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos, juros incorridos *pro rata temporis* e variações monetárias e cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das informações trimestrais intermediárias consolidadas.

2.13. Provisão para processos judiciais

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos com expectativa de “perda possível” são divulgados pela Administração, mas não registrados (Nota explicativa 15).

2.14. Obrigações legais

Os valores referentes aos questionamentos relativos à ilegalidade ou inconstitucionalidade de tributos, contribuições e outras obrigações de natureza fiscal são provisionados independentemente da avaliação acerca da probabilidade de êxito e, por isso, têm seus montantes reconhecidos integralmente nas demonstrações financeiras, na rubrica “outros ativos circulantes, subgrupo obrigações legais”, no ativo não circulante, líquido dos depósitos judiciais correspondentes.

2.15. Apuração do resultado

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência. As receitas de vendas são reconhecidas quando da transferência da propriedade e dos seus riscos inerentes a terceiros.

2.16. Imposto de renda e contribuição social

Esses impostos são calculados e registrados com base nas alíquotas efetivas vigentes na data de elaboração das demonstrações financeiras. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicáveis, apenas quando e até o montante que possa ser considerado como de realização provável pela Administração (de acordo com modelo de negócios aprovados pela Administração e pelos conselhos de governança da Companhia).

2.17. Incentivos fiscais

2.17.1. Federais

Por possuir o Campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene, a QGEP detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração durante 10 (dez) anos, usufruindo deste benefício a partir do exercício de 31 de dezembro de 2008. Na investida operacional QGEP, o valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

Este benefício está enquadrado como subvenção de investimento, atendendo às normas prevista no Artigo 30 da Lei 12.973/2014.

2.17.2. Estaduais

De acordo com o Decreto 13.844/12, do Governo da Bahia, a QGEP usufrui de um crédito presumido de 20% do imposto estadual incidente - ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) nas saídas de gás natural devido ao investimento em unidade de compressão com o objetivo de viabilizar a manutenção da produção. Este benefício irá perdurar até 2022.

Na investida operacional QGEP, esta subvenção para investimento do ICMS é registrada na rubrica “impostos incidentes sobre as vendas” e posteriormente, quando do encerramento do exercício, é destinada à rubrica de “Reservas de lucros - incentivos fiscais” no patrimônio líquido, atendendo às normas previstas no Artigo 30 da Lei 12.973/2014.

2.18. Acordos de pagamentos baseados em ações

O plano de remuneração baseado em ações para empregados, a serem liquidados com instrumentos patrimoniais, são mensurados pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na nota explicativa nº 24iii.

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método acelerado como despesa no resultado do exercício durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio líquido (“plano de opção de ações”). No final de cada exercício, a Companhia revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão eventualmente adquiridos.

O impacto da revisão em relação às estimativas originais, se houver, é reconhecido no resultado do exercício, de tal forma que a despesa acumulada reflita as estimativas revisadas com o correspondente ajuste no patrimônio líquido na conta “Plano de Opções de Ações”.

2.19. Ações em tesouraria

Instrumentos patrimoniais próprios que são readquiridos são reconhecidos ao custo e deduzidos do patrimônio líquido. Nenhum ganho ou perda é reconhecido na demonstração do resultado na compra, venda, emissão ou cancelamento dos instrumentos patrimoniais próprios do Grupo. Qualquer diferença entre o valor contábil e a contraprestação é reconhecida em outras reservas de capital.

2.20. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando o Grupo for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

2.21. Ativos financeiros

Os ativos financeiros do Grupo estão classificados nas seguintes categorias específicas: (i) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, (ii) investimentos mantidos até o vencimento, e (iii) empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido, por meio de norma ou prática de mercado.

2.21.1. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquiridos principalmente para serem vendidos no curto prazo), ou designados pelo valor justo por meio do resultado. Os juros, correção monetária, variação cambial e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, como receitas ou despesas financeiras, quando incorridos. O Grupo possui equivalentes de caixa (CDB/CDI (pós-fixado) e debêntures compromissadas) e aplicações financeiras classificadas nesta categoria.

2.21.2. Investimentos mantidos até o vencimento

Incluem os ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a obrigação contratual, intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável. O Grupo possui caixa restrito e aplicação financeira não circulante classificado nesta categoria.

2.21.3. Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva. O Grupo possui caixa e depósitos bancários (na rubrica de equivalentes de caixa) e contas a receber classificados nesta categoria.

2.21.4. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

Para todos os outros ativos financeiros, uma evidência objetiva pode incluir:

- Dificuldade financeira significativa do emissor ou contraparte; ou
- Violação de contrato, como uma inadimplência ou atraso nos pagamentos de juros ou principal; ou
- Probabilidade de o devedor declarar falência ou reorganização financeira; ou
- Extinção do mercado ativo daquele ativo financeiro em virtude de problemas financeiros.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o valor da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido por provisão. Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

2.22. Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado” ou “Outros passivos financeiros”. O Grupo não possui passivos financeiros a valor justo.

2.22.1. Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos) são mensurados pelo valor de custo amortizado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido. O Grupo possui empréstimos e financiamentos classificados nesta categoria.

2.23. Moeda funcional

A moeda funcional da QGEPP assim como de sua controlada brasileira QGEP, em operação, utilizada na preparação das demonstrações financeiras, é a moeda corrente do Brasil - real (R\$), sendo a que melhor reflete o ambiente econômico no qual o Grupo está inserido e a forma como é gerido. A controlada indireta sediada na Holanda, a controlada direta sediada na Áustria e a controlada em conjunto, também sediada na Holanda, utilizam o dólar norte-americano (US\$) como moeda funcional. As demonstrações financeiras das controladas e controlada em conjunto são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da QGEPP.

Essa definição da moeda funcional foi baseada na análise dos seguintes indicadores, conforme descrito no pronunciamento técnico CPC 02 (R2):

- Moeda que mais influencia os preços de bens e serviços;
- Moeda na qual são obtidos ou investidos, substancialmente, os recursos das atividades financeiras;
- Moeda na qual são normalmente acumulados os valores recebidos de atividades operacionais (venda dos derivados de petróleo e arrendamento de equipamentos).

2.23.1. Conversão de moeda estrangeira

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora. Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - ajustes acumulados de conversão.

2.24. Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

2.25. Demonstração do fluxo de caixa (DFC)

Esta demonstração é preparada de acordo com o CPC03 (R2) / IAS7 através do método indireto. A Companhia classifica na rubrica de caixa e equivalentes de caixa os saldos de numerários conversíveis imediatamente em caixa e os investimentos de alta liquidez sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

2.26. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico / diluído é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluindo as ações mantidas em tesouraria no período.

2.27. Novas normas, alterações e interpretações

- a) Normas, alterações e interpretações de normas existentes que ainda não estão em vigor e não foram adotadas antecipadamente pelo Grupo.

O Grupo não adotou antecipadamente os seguintes novos e revisados pronunciamentos e interpretações, referentes às suas operações, que já foram emitidos, mas ainda não são efetivos:

<u>Pronunciamento ou interpretação</u>	<u>Descrição</u>	<u>Aplicação para os períodos sociais a serem iniciados em ou após</u>
IFRS 9	Instrumentos Financeiros - Mensuração e Classificação	1º de janeiro de 2018
IFRS 15	Receita de contrato com clientes	1º de janeiro de 2018

O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes a esses IFRS, mas existe a expectativa de que o faça antes da data requerida de sua entrada em vigor. A adoção dos pronunciamentos IFRS está condicionada à aprovação prévia em ato normativo da CVM. A Companhia está avaliando os potenciais efeitos desses pronunciamentos.

3. PRINCIPAIS JULGAMENTOS CONTÁBEIS E FONTES DE INCERTEZAS NAS ESTIMATIVAS

Na aplicação das políticas contábeis do Grupo descritas na nota explicativa nº 2, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis dos ativos e passivos para os quais não são facilmente obtidos de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes.

As principais estimativas utilizadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas, depreciação e amortização do ativo imobilizado e intangível, premissas para determinação da provisão para abandono de poços e desmantelamento de áreas, expectativa de realização dos créditos tributários e demais ativos, provisão para o imposto de renda e contribuição social e a avaliação e determinação do valor justo de instrumentos financeiros.

As estimativas e premissas são revisadas continuamente e os seus efeitos contábeis às novas estimativas contábeis são reconhecidos de forma prospectiva.

3.1. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis

3.1.1. Investimentos mantidos até o vencimento

A Administração revisou os ativos financeiros do Grupo em conformidade com a manutenção do capital e as exigências de liquidez e confirmou a intenção e a capacidade do Grupo manter esses ativos até o seu vencimento. O valor contábil dos ativos financeiros mantidos até o vencimento em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 é de R\$100.574 e R\$86.787, respectivamente (caixa restrito). Os detalhes a respeito desses ativos estão descritos na nota explicativa nº 9.

3.2. Principais fontes de incertezas nas estimativas

A seguir, são apresentadas as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros

O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, incluindo valor justo de opção de compra de ações. As notas explicativas 23 e 24 oferecem informações detalhadas sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas.

A Administração acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros e sua sensibilidade.

3.2.2. Vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível

Conforme descrito na nota explicativa 2.9, a Administração revisa a vida útil estimada dos bens do imobilizado e intangível anualmente, ao encerramento de cada exercício. Durante o exercício, a Administração concluiu que as vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível eram adequadas, não sendo requeridos ajustes.

3.2.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os impostos diferidos ativos decorrentes de prejuízos fiscais acumulados e base negativa de contribuição social, bem como diferenças temporais, são reconhecidos apenas na medida em que o Grupo espera gerar lucro tributável futuro suficiente para sua realização com base em projeções e previsões elaboradas pela sua Administração e aprovadas pelos órgãos de governança. Estas projeções e previsões futuras preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas às taxas de câmbio na moeda norte-americana, taxas de inflação, volume de produção dos ativos de hidrocarbonetos, preço do barril de petróleo, gastos exploratórios e compromissos, disponibilidade de licenças, e outros fatores que podem diferir das estimativas atuais.

De acordo com a atual legislação fiscal brasileira, não há prazo para a utilização de prejuízos fiscais. No entanto, os prejuízos fiscais acumulados podem ser compensados somente em até 30% do lucro tributável anual.

3.2.4. Provisão para processos judiciais

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das demonstrações financeiras é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 15). Por sua natureza, as contingências serão resolvidas quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da nossa atuação, o que dificulta a realização de estimativas precisas acerca da data precisa em que tais eventos serão verificados.

Avaliar tais passivos, particularmente no incerto ambiente legal brasileiro, e outras jurisdições envolve o período de estimativas e julgamentos significativos da Administração e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais.

3.2.5. Estimativas das reservas provadas e de reservas prováveis (amortização de ativo imobilizado e intangível, provisão para abandono e análises de *impairment*)

As estimativas de reservas provadas e de reservas prováveis são anualmente avaliadas e atualizadas. As reservas provadas e as reservas prováveis são determinadas usando técnicas de estimativas geológicas geralmente aceitas. O cálculo das reservas requer que o Grupo assuma posições sobre condições futuras que são incertas, incluindo preços de petróleo, taxas de câmbio, taxas de inflação, disponibilidade de licenças e custos de produção. Alterações em algumas dessas posições assumidas poderão ter impacto significativo nas reservas provadas e reservas prováveis estimadas.

A estimativa do volume das reservas é base de apuração da parcela de amortização e sua estimativa de vida útil é fator preponderante para a quantificação da provisão de abandono e desmantelamento de áreas quando da sua baixa contábil do ativo imobilizado. Qualquer alteração nas estimativas do volume de reservas e da vida útil dos ativos a elas vinculado poderá ter impacto significativo nos encargos de amortização, reconhecidos nas demonstrações financeiras como custo dos produtos vendidos. Alterações na vida útil estimada poderão causar impacto significativo nas estimativas da provisão de abandono (nota explicativa 2.9), de sua recuperação

quando da sua baixa contábil dos ativos imobilizados e intangíveis e das análises de *impairment* nos ativos de exploração e produção.

A metodologia de cálculo dessa provisão de abandono consiste em estimar na data base de apresentação quanto o Grupo desembolsaria com gastos inerentes a desmantelamento das áreas em desenvolvimento e produção naquele momento.

Esta provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados prospectivamente. Revisões das estimativas na provisão de abandono são reconhecidas prospectivamente como custo do imobilizado, sendo os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto), considerados no modelo de apuração da obrigação futura, alocadas diretamente no resultado (nota explicativa 16).

Os gastos de exploração (gastos com perfurações bem sucedidas ou em avaliação) e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na nota explicativa 2.8. A capitalização inicial de gastos e sua manutenção são baseadas no julgamento qualitativo da Administração de que a sua viabilidade será confirmada pelas atividades exploratórias em curso e planejada pelo comitê de operações do consórcio.

3.2.6. Provisão para participação nos lucros

A participação nos resultados paga aos colaboradores (incluindo pessoal chave) é baseada na realização de métricas de desempenho, indicadores financeiros e de qualidade, bem como os objetivos individuais dos colaboradores, determinados anualmente. Esta provisão é constituída mensalmente, sendo recalculada ao final do exercício com base na melhor estimativa das metas atingidas, conforme estabelecido no processo orçamentário anual da Companhia, e as diretrizes da Lei nº 10.101/2001, que regulamenta a Participação nos Lucros dos empregados nas empresas.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

a) Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Caixa e depósitos bancários	84	100
CDB's e debêntures	-	-
Total	<u>84</u>	<u>100</u>
	Consolidado	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Caixa e depósitos bancários	31.470	76.095
CDB's e debêntures	<u>108.020</u>	<u>104.577</u>
Total	<u>139.490</u>	<u>180.672</u>

O caixa e equivalentes de caixa estão concentrados em certificados de depósitos bancários pós-fixados (CDB) e debêntures compromissadas, com liquidez imediata. A rentabilidade dos caixas e equivalentes de caixas em Reais está indexada à variação da taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), sem risco de variação significativa do principal e rendimentos quando do resgate.

b) Aplicações financeiras (circulante e não circulante)

	<u>Controladora</u>	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Operações Compromissadas (i)	<u>2.047</u>	<u>3.037</u>
Total	<u>2.047</u>	<u>3.037</u>
 Circulante	 <u>2.047</u>	 <u>3.037</u>
	 <u>Consolidado</u>	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Operações Compromissadas e CDBs (i)	165.041	160.797
Fundo cambial exclusivo (ii)	393.690	420.680
Fundo de investimento exclusivo multimercado (iii):	<u>555.786</u>	<u>517.797</u>
Operações Compromissadas (debêntures)	81.935	59.763
CDB (pós-fixado CDI)	59.038	57.138
Títulos públicos (LFT/NTN)	225.635	203.698
Letras Financeiras (iv)	<u>189.178</u>	<u>197.198</u>
Total	<u>1.114.517</u>	<u>1.099.274</u>
 Circulante	 <u>951.523</u>	 <u>941.514</u>
Não circulante (i)	<u>162.994</u>	<u>157.760</u>

- i. No consolidado, o valor classificado como ativo não circulante e refere-se à aplicação financeira em operações compromissadas e CDB's, colateral de fiança com vencimentos em 2017 e 2021 (nota explicativa 14).
- ii. Companhia possui fundo cambial exclusivo com o objetivo de atender à política de proteção da empresa com gastos exploratórios e de produção em moeda estrangeira.
- iii. A controlada QGEP possui fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de sua aplicação, que investe em cotas de dois fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI.
- iv. Letras Financeiras dos Bancos Alfa, Banco do Brasil, Bradesco, BTG Pactual, CEF, HSBC, Itaú, Santander, Safra e Volkswagen.

c) Rentabilidade

A rentabilidade dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente a 101,73% da variação da taxa CDI acumulada do período findo em 31 de março de 2016 (101,90% em 31 de dezembro de 2015).

No período findo em 31 de março de 2016, a variação do fundo cambial foi de -8,90% (PTAX -8,86% como benchmark do fundo) e para o período findo em 31 de março de 2015 foi de 21,27% (PTAX 20,77% como benchmark do fundo).

5. CONTAS A RECEBER

A QGEP tem contrato de longo prazo iniciado em 2007 com vencimento em junho de 2030 para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petrobras, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual corrigido pela inflação brasileira.

Em 16 de julho de 2015, foi assinado o aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati entre a controlada QGEP e a Petrobras. O contrato original para a venda de gás previa a compra do volume de 23 bilhões de m³ de gás, com cláusula de *take or pay*. O aditivo eleva o volume total contratado para toda a reserva do Campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original.

Os saldos de contas a receber referem-se basicamente a operações de venda de gás com a Petrobras, os quais historicamente não possuem inadimplência ou atrasos. Não foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa, pois o saldo de contas a receber é composto apenas de saldo a vencer com prazo médio de recebimento de, aproximadamente, 40 dias após a emissão da nota fiscal.

6. CRÉDITOS COM PARCEIROS

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P que são faturados (“cash calls”) ou a serem faturados aos parceiros não operadores nos respectivos consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores a Companhia nos blocos não operados pela QGEP.

Do montante de R\$47.038 e R\$23.940 registrados em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015, R\$25.043 e R\$12.194 referem-se à parcela da consorciada OGX Petróleo e Gás S.A. - Recuperação Judicial (denominada “OGX”) e o restante de outros consorciados (R\$21.995 e R\$11.746, respectivamente). Até o presente momento não há valores vencidos em aberto.

Considerando a atual situação da parceira OGX, a qual se encontra em recuperação judicial, a QGEP está monitorando este processo visando à mitigação de riscos eventualmente associados ao cumprimento das obrigações de pagamento e investimentos dessa consorciada.

7. ESTOQUES - CIRCULANTE E NÃO CIRCULANTE

O saldo refere-se basicamente a materiais e insumos necessários à execução de campanhas de perfuração exploratória e em desenvolvimento do BS-4.

	Consolidado	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Materiais e insumos	<u>60.305</u>	<u>60.164</u>
Total	<u>60.305</u>	<u>60.164</u>
Circulante	<u>2.884</u>	<u>3.064</u>
Não circulante	<u>57.421</u>	<u>57.100</u>

A Companhia, corroborada pelas premissas utilizadas no plano de negócios, pretende utilizar esses materiais em campanhas exploratórias ou de desenvolvimento a partir do exercício a findar em 31 de dezembro de 2017. Assim sendo, dos saldos existentes em estoques em 31 de março de 2016 foi classificado para o ativo não circulante o montante de R\$57.421.

8. PARTES RELACIONADAS

(i) Transações com parte relacionadas

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas, descritas na nota explicativa 11, que são suas partes relacionadas, foram eliminados na consolidação e não estão apresentados nesta nota. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

	Consolidado	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
<u>Ativo – circulante</u>		
Contas a receber - AFBV (a)	<u>2.275</u>	<u>6.741</u>
Total	<u>2.275</u>	<u>6.741</u>
<u>Ativo - não circulante</u>		
Contas a receber – QGEP B.V. (d)	<u>7.145</u>	<u>234</u>
Total	<u>7.145</u>	<u>234</u>
	Consolidado	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2014</u>
<u>Passivo – circulante</u>		
Contas a pagar - QGOG (b)	9	9
Contas a pagar - AFBV (c)	<u>727</u>	<u>411</u>
Total	<u>736</u>	<u>420</u>

	Consolidado	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
<u>Resultado</u>		
Receita de serviços (a)	1.952	-
Varição cambial sobre receita de serviços	662	-
Despesas gerais e administrativas (b)	<u>(25)</u>	<u>(23)</u>
Total	<u>2.589</u>	<u>(23)</u>

- (a) Referem-se a serviços de consultoria técnica prestados pela QGEP para AFBV para aquisição pela controlada no exterior de equipamentos *subsea*. Estes valores são pagos em dólar norte-americano. Em caso de atraso do pagamento, multa de 2% e juros de 1% ao mês, *pro rata dia*, são cobráveis.
- (b) O montante decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Queiroz Galvão Óleo e Gás (QGOG) para contratação de seguros. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 35 dias. No caso de atraso incorrerão juros de 1% ao mês.
- (c) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos subaquáticos celebrados entre a QGEP e a AFBV categorizados como arrendamento operacional. Estes valores são pagos trimestralmente, em dólares norte-americanos.
- (d) Em 29 de dezembro de 2015, a AFBV enviou um “*funding request*” (*Funding 11/2015*) para a OGX Netherlands B.V, a FR Barra 1 S.à r.l. e para a QGEP Netherlands B.V., no montante total de USD12.200, com vencimento em 12 de janeiro de 2016. Do montante de USD4.880 referente à parcela da OGX Netherlands B.V., foi feito um pagamento parcial no valor de USD1.000 em 18 de fevereiro de 2016, e o saldo restante foi carregado pela FR Barra 1 S.à r.l e a QGEP Netherlands B.V em 3 de março de 2016 e 4 de março de 2016 nos montantes de USD1.940 para cada empresa. O saldo pendente de pagamento pela OGX Netherlands B.V foi quitado e até o presente momento não há valores vencidos em aberto.

(ii) Garantias e fianças com partes relacionadas

A Companhia outorgou garantia de performance, em favor da ANP, quanto a todas as obrigações contratuais assumidas pela QGEP nos Contratos de Concessões firmados no âmbito da 11ª Rodada de Licitação.

A Companhia possui outorga de fiança para garantir o financiamento contratado junto ao BNB (Banco do Nordeste do Brasil), conforme mencionado na nota explicativa 14.

A QGEPP garante através de aval corporativo os empréstimos contratados pela QGEP da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e do BNB, conforme mencionado na nota explicativa 14.

A Companhia é garantidora da AFBV junto à Teekay no contrato de afretamento do FPSO Petrojarl 1, conforme mencionado na nota explicativa 21 c).

(iii) Remuneração dos Administradores

Inclui a remuneração fixa (salários e honorários, férias, 13º salário e previdência privada e demais benefícios previstos no acordo coletivo), os respectivos encargos sociais (contribuições para a seguridade social - INSS, FGTS, dentre outros), a remuneração variável e plano de opção de ações do pessoal-chave da Administração conforme apresentada no quadro abaixo:

	Controladora	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Benefícios de curto prazo	917	835

	Consolidado	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Benefícios de curto prazo	2.091	1.951
Plano de opção de ações	730	902

Não são oferecidos pela Companhia benefícios pós-emprego, outros benefícios de longo prazo e/ou benefícios de rescisão de contrato de trabalho, exceto pelo plano de benefícios de aposentadoria descrito na nota explicativa 27.

9. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	31/03/2016	31/12/2015
Aplicação financeira - Garantidoras (a)	17.528	17.009
Fundo de abandono (b)	<u>83.046</u>	<u>69.778</u>
Total caixa restrito	<u>100.574</u>	<u>86.787</u>

(a) Garantia para empréstimos e financiamentos, conforme nota explicativa 14.

(b) O “fundo de abandono” é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono do Campo de Manati, as quais são administradas pela Petrobras (fundo de abandono - vide nota explicativa 16) e geridas pelo Bradesco Asset Management. A rentabilidade do fundo foi de -0,38% para o período findo em 31 de março de 2016 (22,94% no exercício findo em 31 de dezembro de 2015).

10. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

10.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
IRRF sobre aplicação financeira (a)	<u>21</u>	<u>85</u>
Total	<u>21</u>	<u>85</u>
Circulante	<u>21</u>	<u>85</u>
	Consolidado	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Antecipação IR e CS	859	28.040
IRRF sobre aplicação financeira (a)	1.134	40.195
Impostos a recuperar (b)	61.456	5.239
Crédito PIS/COFINS (c)	5.146	5.388
ICMS sobre aquisições de ativo Imobilizado	<u>341</u>	<u>398</u>
Total	<u>68.936</u>	<u>79.260</u>
Circulante	<u>64.005</u>	<u>74.335</u>
Não circulante	<u>4.931</u>	<u>4.925</u>

- (a) Refere-se basicamente a IRRF incluindo os créditos referentes ao sistema de cobrança semestral do imposto de renda sobre a rentabilidade das carteiras, denominado "come-cotas".
- (b) Refere-se basicamente ao saldo negativo de IR e CSLL do ano anterior.
- (c) Refere-se a crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado.

10.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
ICMS (a)	-	-	5.575	4.915
Contribuição social	-	-	943	-
PIS/COFINS (a)	1	2	13.890	13.786
IRRF (b)	58	56	3.795	1.295
Royalties (c)	-	-	3.810	3.230
Participação especial (c)	-	-	2.439	2.906
Outros (d)	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>278</u>	<u>1.446</u>
Total	<u>60</u>	<u>59</u>	<u>30.730</u>	<u>27.578</u>
Circulante	<u>60</u>	<u>59</u>	<u>30.730</u>	<u>27.578</u>

- (a) Débitos referentes basicamente aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati. Quanto ao ICMS, o mesmo encontra-se líquido dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 17.
- (b) Em 31 de dezembro de 2015 foi apurado saldo negativo de IRPJ e CSLL.

- (c) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati, conforme descrito na nota explicativa 21.
- (d) Os débitos referem-se a ISS, tributos retidos sobre serviços prestados por terceiros (ISS, INSS, PIS, COFINS e CSLL) e CIDE sobre importação de serviços.

10.3. Conciliação da despesa de imposto de renda e contribuição social no resultado:

	<u>Controladora</u>	
	<u>01/01/2016</u> <u>a 31/03/2016</u>	<u>01/01/2015</u> <u>a 31/03/2015</u>
Lucro antes do IR e CSLL	46.481	95.191
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(15.803)	(32.365)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Equivalência patrimonial	16.132	32.761
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(324)	(398)
Despesas indedutíveis/receita não tributável:		
Temporais	(5)	2
Imposto de renda/contribuição social correntes	-	-
Imposto de renda/contribuição social diferidos	-	-

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 31 de março de 2016 a QGEPP possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 73.345 e R\$ 73.346, respectivamente, (R\$ 74.298 para Prejuízo Fiscal e R\$ 74.299 para Base Negativa em 31 de dezembro de 2015), sendo que a QGEPP não registra ativos diferidos de imposto de renda e de contribuição social decorrentes de prejuízos fiscais de imposto de renda ou bases negativas de contribuição social, por não haver histórico de lucratividade fiscal até a corrente data e pela Companhia ser uma empresa de participação.

	<u>Consolidado</u>	
	<u>01/01/2016</u> <u>a 31/03/2016</u>	<u>01/01/2015</u> <u>a 31/03/2015</u>
Lucro antes do IR e CSLL	51.632	131.795
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(17.555)	(44.810)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Incentivos fiscais (a)	12.711	12.020
Despesas indedutíveis/receita não tributável, líquidas:		
Permanentes (b)	74	(537)
Temporais (d)	(5)	(2.737)
Prejuízos fiscais não ativados (c)	<u>(376)</u>	<u>(539)</u>
Imposto de renda e contribuição social	<u>(5.151)</u>	<u>(36.603)</u>
Imposto de renda/contribuição social correntes	(4.631)	(21.702)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	(520)	(14.902)

- (a) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações do Campo de Manati - nota explicativa 2.17.1.
- (b) A principal adição refere-se ao efeito da equivalência patrimonial da AFBV.
- (c) A adição refere-se à parcela de despesas indedutíveis com fornecedores da empresa QGEPP, cujo valor não foi constituído IRPJ e CSLL diferidos.
- (d) Refere-se basicamente a prejuízos fiscais e base negativa da empresa QGEPP.

10.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado da controlada QGEP, as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em períodos lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
<u>Composição ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	39.642	37.163
Provisão fornecedores indedutíveis	2.488	159
Participação nos lucros	72	4.388
Provisão royalties e participação especial	2.125	2.086
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	5.195	5.339
Provisões diversas	<u>1.435</u>	<u>1.484</u>
Total composição do ativo diferido	<u>50.957</u>	<u>50.619</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2015	50.619
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Reversão provisão participação nos lucros	(4.316)
Amortização da provisão para baixa de poços	2.479
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(145)
Provisões diversas - Adições e reversões	<u>2.320</u>
Saldo em 31 de março de 2016	<u>50.957</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>Passivo fiscal diferido</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(5.081)
Exclusões temporais	<u>(858)</u>
Saldo em 31 de março de 2016	<u>(5.939)</u>

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 31 de março de 2016, o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2015 aprovadas pela Diretoria. O estudo de viabilidade demonstra a recuperação.

Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 31 de março de 2016:

<u>Ativo diferido</u>	
2016	7.920
2017	1.960
2021 a 2023	<u>41.077</u>
Total	<u>50.957</u>

<u>Passivo diferido</u>	
2016	535
2017	1.604
2018	1.366
2019	1.722
A partir de 2020	<u>712</u>
Total	<u>5.939</u>

11. INVESTIMENTOS

11.1. Composição

A seguir, são apresentados os detalhes das controladas da Companhia no encerramento do trimestre:

<u>Participação</u>	<u>Nome da controlada</u>	<u>Local de constituição e operação</u>	<u>Participação e capital votante e total detidos - %</u>
Direta	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	Brasil	100%
Direta	QGEP International GmbH	Áustria	100%
Indireta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Holanda	30%

11.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Abaixo, dados dos investimentos e as demonstrações financeiras para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas (em R\$):

	<u>31/03/2016</u>			
	<u>QGEP</u>			
	<u>QGEP</u>	<u>International</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1	1.000	3.000
Percentual de participação	100%	100%	100%	30%
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	109	2	20
Patrimônio líquido	2.718.048	200	150.189	424.812
Resultado do exercício	47.392	55	182	1.249
Ativo total	3.415.529	216	150.401	435.672
Passivo total	697.479	17	212	10.860
Receita líquida	143.759	-	-	1.848

	31/12/2015			
	<u>QGEP</u>	<u>QGEP International</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1	1.000	3.000
Percentual de participação	100%	100%	100%	30%
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	109	2	20
Patrimônio líquido	2.685.960	167	164.578	417.059
Resultado do exercício	98.392	(760)	(1.586)	(3.925)
Ativo total	3.443.785	378	164.993	437.746
Passivo total	757.823	210	415	20.688
Receita líquida	496.192	-	-	4.946

(*) Valores apresentados referem-se ao total da AFBV.

A movimentação dos investimentos da QGEP apresentada nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas é como segue:

	31/03/2016			
	<u>Controladora</u>			<u>Consolidado</u>
	<u>QGEP</u>	<u>International</u>	<u>Total</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2015	2.685.960	168	2.686.128	125.118
Aumento de capital	-	-	-	47.991
Plano de opção de ações	1.095	-	1.095	-
Pagamento de dividendos	(1.828)	-	(1.828)	-
Ajustes acumulados de conversão	(14.571)	(22)	(14.593)	(46.040)
Resultado de equivalência patrimonial (a)	<u>47.392</u>	<u>55</u>	<u>47.447</u>	<u>375</u>
Saldo em 31 de março de 2016	<u>2.718.048</u>	<u>200</u>	<u>2.718.248</u>	<u>127.444</u>

No dia 07 de março de 2016, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório no montante de R\$40.849. Esta proposta foi aprovada em Assembleia Geral dos Acionistas no dia 12 de abril de 2016 e os dividendos foram pagos em 27 de abril de 2016 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.

(a) Resultado apurado pelas investidas no período findo em 31 de março de 2016.

	31/12/2015			Consolidado
	Controladora			
	QGEP	QGEP International	Total	
Saldo em 31 de dezembro de 2014 (reapresentado)	2.583.920	28	2.583.948	22.843
Aumento de capital	-	925	925	78.824
Plano de opção de ações	6.267	-	6.267	-
Pagamento de dividendos (a)	(40.599)	-	(40.599)	-
Ajustes acumulados de conversão	37.983	(25)	37.958	24.629
Resultado de equivalência patrimonial (b)	<u>98.392</u>	<u>(760)</u>	<u>97.632</u>	<u>(1.178)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2015	<u>2.685.960</u>	<u>168</u>	<u>2.686.128</u>	<u>125.118</u>

(a) No dia 12 de março de 2015, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório no montante de R\$40.599. Esta proposta foi aprovada em Assembleia Geral dos Acionistas no dia 17 de abril de 2015 e os dividendos foram pagos em 5 de maio de 2015 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.

(b) Resultado apurado pelas investidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

12. IMOBILIZADO

	Taxa de depreciação e amortização %	Consolidado 31/03/2016		
		Custo	Depreciação e amortização	Líquido
Segmento corporativo				
Móveis e utensílios	10%	2.705	(773)	1.932
Veículos	20%	1.405	(524)	881
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(2.661)	1.446
Instalações	11%	1.556	(222)	1.334
Computadores - <i>Hardware</i>	20%	2.577	(1.636)	941
Imóveis	3%	6.363	(328)	6.035
Terrenos	-	<u>176</u>	-	<u>176</u>
Subtotal		<u>18.889</u>	<u>(6.144)</u>	<u>12.744</u>
Segmento de <i>upstream</i>				
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	204.724	-	204.724
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)		16.844	(12.487)	4.356
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv) e (v)		314.125	-	314.125
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	(iii)	<u>1.030.736</u>	(711.214)	<u>319.522</u>
Subtotal		<u>1.566.428</u>	<u>(723.701)</u>	<u>842.726</u>
Total		<u>1.585.317</u>	<u>(729.846)</u>	<u>855.470</u>

	Taxa de depreciação e amortização %	Consolidado		
		31/12/2015		
		Custo	Depreciação e amortização	Líquido
Segmento corporativo				
Móveis e utensílios	10%	2.705	(706)	1.999
Veículos	20%	1.404	(457)	947
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(2.422)	1.685
Instalações	11%	1.556	(271)	1.285
Computadores - <i>Hardware</i>	20%	2.533	(1.514)	1.019
Imóveis	3%	6.363	(176)	6.187
Terrenos	-	174	-	174
Subtotal		<u>18.842</u>	<u>(5.546)</u>	<u>13.296</u>
Segmento de upstream				
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	201.359	-	201.359
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)		16.844	(12.224)	4.620
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv) e (v)		305.060	-	305.060
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás (iii)		<u>1.052.301</u>	<u>(691.178)</u>	<u>361.123</u>
Subtotal		<u>1.575.564</u>	<u>(703.402)</u>	<u>872.162</u>
Total		<u>1.594.406</u>	<u>(708.948)</u>	<u>885.458</u>

- (i) Gastos com exploração em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando a conclusão do processo exploratório.
- (ii) Referente a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, os quais já estão em fase de produção.
- (iii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (nota explicativa 21(b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.
- (iv) Gastos com desenvolvimento em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando o início da produção.
- (v) Foram capitalizados ao imobilizado até o período findo em 31 de março de 2016 R\$21.174 de encargos financeiros (R\$18.123 em 31 de dezembro de 2015), referentes ao financiamento do FINEP. As taxas dos financiamentos relacionadas encontram-se descritas na nota explicativa 14.

Custo	Consolidado					Total
	Gastos com imobilizados corporativos	Gastos com exploração de recursos naturais em andamento	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - em andamento	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	
Saldo em 31/12/2014	<u>18.146</u>	<u>421.989</u>	<u>16.844</u>	<u>268.735</u>	<u>1.041.718</u>	<u>1.767.432</u>
(+) Adições do exercício	978	111.856	(e) -	49.933	(f) 133.085	(g) <u>295.852</u>
(-) Baixas do exercício	(282)	(332.487)	(h) -	(13.606)	(122.502)	(i) <u>(468.877)</u>
Saldo em 31/12/2015	<u>18.842</u>	<u>201.358</u>	<u>16.844</u>	<u>305.060</u>	<u>1.052.301</u>	<u>1.594.406</u>
(+) Adições do exercício	131	3.336	(e) -	11.980	(f) 10.995	(g) 26.436
(-) Baixas do exercício	(86)	-	-	(2.915)	(32.562)	(i) <u>(35.753)</u>
Saldo em 31/03/2016	<u>18.889</u>	<u>204.714</u>	<u>16.844</u>	<u>314.125</u>	<u>1.030.736</u>	<u>1.585.317</u>

Em 31 de dezembro de 2015, as principais adições e baixas de imobilizado no exercício referem-se: (e) adições ao BM-S-8, (f) adições ao BS-4 e reversão da provisão de abandono do Campo de Atlanta, (g) adições no Campo de Manati (Estação de compressão – nota explicativa 1), incluindo provisão para abandono, (h) baixa do Bloco BM-J-2 e (i) reversão da provisão de abandono nos Campos de Camarão Norte, Manati e de Atlanta (nota explicativa 16).

Em 31 de março de 2016, as principais adições e baixas de imobilizado no exercício referem-se: (e) adições ao BM-S-8, (f) adições ao BS-4, (g) adições no Campo de Manati, e (i) variação cambial passiva sobre a provisão de abandono nos Campos de Camarão Norte, Manati e de Atlanta.

<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Depreciação imobilizado corporativo</u>	<u>Amortização gastos com exploração de recursos naturais</u>	<u>Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31/12/2014	(3.330)	(15.580)	(569.904)	(588.814)
(-) Adições do exercício	(2.384)	(1.339)	(116.579)	(120.302)
(+) Baixas do exercício	168	-	-	168
(+ -) Transferências do exercício	-	4.695	(4.695)	-
Saldo em 31/12/2015	(5.546)	(12.224)	(691.178)	(708.948)
(-) Adições do exercício	(604)	(266)	(20.035)	(20.905)
(+) Baixas do exercício	4	-	-	4
Saldo em 31/03/2016	(6.144)	(12.487)	(711.215)	(729.846)

13. INTANGÍVEL

	<u>Consolidado</u>			
	<u>Taxa de depreciação</u>	<u>Custo</u>	<u>Amortização</u>	<u>31/03/2016</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	529.399	-	529.399
Bônus de assinatura (ii)	-	195.472	-	195.472
Software	20%	7.773	(4.579)	3.194
Total		732.644	(4.579)	728.065

	<u>Consolidado</u>			
	<u>Taxa de depreciação</u>	<u>Custo</u>	<u>Amortização</u>	<u>31/12/2015</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	529.399	-	529.399
Bônus de assinatura (ii)	-	195.472	-	195.472
Software	20%	7.680	(4.194)	3.486
Total		732.551	(4.194)	728.357

	<u>Consolidado</u>			
<u>Custo e amortização</u>	<u>Aquisição de concessão exploratória</u>	<u>Bônus de assinatura</u>	<u>Software</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31/12/2014	529.399	96.324	4.747	630.470
(+) Adições (custo) (iv)	-	100.003	256	100.259
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(855)	-	(855)
(-) Adições (amortização)	-	-	(1.517)	(1.517)
Saldo em 31/12/2015	529.399	195.472	3.486	728.357
(+) Adições (custo)	-	-	94	94
(-) Adições (amortização)	-	-	(386)	(386)
Saldo em 31/03/2016	529.399	195.472	3.194	728.065

- (i) Refere-se aos direitos de participação de 10% no bloco BM-S-8, localizado no *offshore* da Bacia de Santos no valor de R\$278.692 e participação de 30% nos campos de Atlanta e Oliva (BS-4), localizado no *offshore* da Bacia de Santos no valor de R\$250.707. Não estão sendo amortizados, pois os campos ainda estão em fase de desenvolvimento.
- (ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP, os quais não estão sendo amortizados, pois se referem às áreas de concessão em fase exploratória (nota explicativa 21).
- (iii) Em 31 de dezembro de 2015, a baixa refere-se ao bônus de assinatura do Bloco BM-J-2, no montante de R\$855 e a decisão foi tomada em função da baixa atratividade indicada por estudos de viabilidade técnica e econômica da área.
- (iv) Refere-se ao bônus de assinatura dos blocos adquiridos na 13ª rodada da ANP.

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Destinam-se, principalmente, a investimentos em projetos de avaliação, exploração e desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural.

Moeda nacional	31/03/2016	31/12/2015	Consolidado		
			Encargos	Forma de pagamento – juros	Vencimento
BNB - Banco do Nordeste	117.943	117.943	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	124.159	124.159	Subcrédito A: 3,5% a.a	Mensal	Até Set/2023
Subcrédito B	<u>130.048</u>	<u>129.587</u>	Subcrédito B: TJLP + (5% a.a - 6,5% a.a) (a)	Mensal	Até Set/2023
	<u>254.207</u>	<u>253.746</u>			
Total	<u>372.150</u>	<u>371.689</u>	Em dezembro de 2015 a TJLP foi de 7% a.a. e em março de 2016 a TJLP foi de 7,5% a.a.		
Circulante	21.451	12.472			
Não circulante	<u>350.699</u>	<u>359.217</u>			
Total consolidado (b)	<u>372.150</u>	<u>371.689</u>			

- (a) Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito A incidirão juros compostos de 3,5% ao ano, *pro rata tempore*.
Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito B incidirão juros compostos de TJLP acrescidos de 5% ao ano a título de spread, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% ao ano.
- (b) Saldo não inclui o custo de captação do empréstimo no valor de R\$1.980 em 31 de março de 2016 (valor retido no momento da liberação do crédito).

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo em 31/12/2014	253.225
(+) Liberação de principal	117.835
(+) Adições de juros	14.274
(-) Amortização de juros	(13.723)
(-) Outras taxas	78
Saldo final em 31/12/2015	<u>371.689</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	(2.046)
Saldo em 31/12/2015	<u>369.643</u>
(+) Adições de juros	6.332
(-) Amortização de juros	(3.903)
(-) Outras taxas	78
Saldo final em 31/03/2016	<u>372.150</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	(1.979)
Saldo final em 31/03/2016	<u>370.171</u>

	Consolidado	
	<u>31/03/2016</u>	<u>31/12/2015</u>
Circulante	<u>21.451</u>	<u>12.472</u>
Não circulante	<u>348.720</u>	<u>357.171</u>

Os vencimentos da parcela não circulante dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados como segue:

<u>Vencimentos</u>	<u>31/03/2016</u>
2016	11.942
2017	35.825
2018	35.825
2019 a 2026	<u>288.558</u>
Total	<u>372.150</u>

De acordo com os termos do contrato da FINEP, o principal da dívida deve ser pago em 85 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorrerá em 15/09/2016 e as demais em igual dia dos meses subsequentes ocorrendo a última em 15/09/2023. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela controladora QGEPP.

De acordo com os termos do contrato do BNB, o principal da dívida deve ser pago em 84 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorrerá em 20/10/2019 e as demais em meses subsequentes ocorrendo a última em 29/09/2026. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. Durante todo tempo do contrato a Companhia manterá pelo menos 3 prestações mensais desta operação, compreendendo principal e encargos, tomada como referência mínima a maior prestação devida, em conta reserva (nota explicativa 9). Caso os três projetos envolvidos na dívida BNB sejam descontinuados e devolvidos à ANP, o contrato prevê a aceleração da amortização desta dívida em, no mínimo 24 parcelas mensais, sendo que a última parcela não poderá ultrapassar setembro de 2022.

15. PROCESSOS JUDICIAIS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos e/ou nos termos dos contratos de consórcio relevantes, com base na opinião do Operador do Bloco respectivo (este como responsável por acompanhamento da demanda judicial), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas. Consequentemente nenhuma provisão foi constituída nas demonstrações financeiras referentes a 31 de dezembro de 2015 e 31 de março de 2016.

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas demonstrações financeiras são:

IMA

A Execução Fiscal nº 0087249-25.2010.805.0001, decorrente da multa aplicada no Auto de Infração nº 2006-007365/TEC/AIMU-0343, lavrado em 22/11/2006. A infração refere-se ao descumprimento de condicionante determinada pelo Instituto do Meio Ambiente (IMA), resultando no assoreamento de córregos e erosão, quando da instalação do gasoduto entre os municípios de Guaibin e São Francisco do Conde, cuja multa, atualizada, é de R\$886.

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF, Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE incidentes sobre remessas ao exterior para pagamentos de afretamentos realizados em 2008 e 2009, e não recolhimento de IRRF e CIDE incidentes sobre remessas ao exterior para pagamentos de afretamento realizado em 2010 e não recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF, Contribuições para o PIS e a COFINS e Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE incidentes sobre remessas ao exterior para pagamentos de afretamentos realizados em 2011. A questão envolve processos em fase administrativa e judicial, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador Petrobras. No tocante à participação da QGEP, os valores em discussão referentes aos afretamentos realizados em 2008 e 2009, montam aproximadamente a R\$35.840, os valores em discussão referentes ao afretamento realizado em 2010 montam aproximadamente R\$197 e em 2011 montam aproximadamente a R\$28.718.

Contratos com a QGOG

Por meio de um contrato celebrado em 28 de outubro de 2010, a Companhia tem acordado que indenizará a Queiroz Galvão Óleo e Gás (“QGOG”) por qualquer contingência relacionada às atividades de E&P que venha a ser imputada àquela Companhia. Em contrapartida, em 18 de janeiro de 2011, foi celebrado um contrato com a QGOG e a Constellation Overseas, Ltd. (“Constellation”), pelo qual as referidas companhias ficaram obrigadas a indenizar por prejuízos havidos em relação a todo o passivo existente e contingente não relacionado às atividades de E&P que venha a ser imputado a Companhia. Consubstanciada na opinião dos assessores legais externos, a Companhia concluiu que não existem processos prováveis de perda relacionados a estes contratos com a QGOG, e consequentemente nenhuma provisão foi constituída no exercício apresentado nas demonstrações financeiras.

16. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono, informadas pelo operador, foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, conforme notas explicativas 2.8 e 3.2.5. Em 31 de dezembro de 2015, esta provisão reflete a revisão das estimativas dos gastos a serem incorridos, incluindo e não limitados, a: (i) tamponamento dos poços; e (ii) remoção das linhas e dos equipamentos de produção, e (iii) outros custos inerentes.

Os custos com abandono foram projetados com base em uma inflação média da indústria de 2,8% ao ano (em dólares norte-americanos) até a data esperado do efetivo abandono, e foram trazidos a valor presente por uma taxa livre de risco em dólares norte-americanos, para ativos brasileiros, de 5,4% ao ano.

Movimentação da provisão para abandono no exercício findo em 31 de março de 2016:

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	281.099
Reversão de provisão (a)	(137.358)
Variação cambial e outros, líquidos	<u>82.219</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2015	<u>225.960</u>
Variação cambial e outros, líquidos	<u>(23.999)</u>
Saldo em 31 de março de 2016	<u>201.961</u>

- (a) A Companhia, juntamente aos seus parceiros, reavaliou a provisão de abandono referente aos Campos de Camarão Norte, Campo de Atlanta e Campo de Manati, efetuando a reversão durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2015. A reversão reflete a revisão prospectiva dos principais gastos de abandono à luz das novas tecnologias existentes e do novo patamar de custos dos prestadores de serviço para indústria de óleo e gás.

17. RECEITA LÍQUIDA

	<u>Consolidado</u>	
	<u>01/01/2016</u>	<u>01/01/2015</u>
	<u>a 31/03/2016</u>	<u>a 31/03/2015</u>
Receita bruta	<u>180.372</u>	<u>156.866</u>
PIS	(2.878)	(2.222)
COFINS	(13.258)	(10.236)
ICMS	(20.511)	(17.692)
Crédito presumido ICMS (*)	4.102	3.538
ISS	(98)	-
Descontos - reduções contratuais	<u>(3.970)</u>	<u>(4.270)</u>
Total de deduções	<u>(36.613)</u>	<u>(30.882)</u>
Receita líquida	<u>143.759</u>	<u>125.984</u>

(*) Benefício fiscal de ICMS, conforme nota explicativa 2.17.2 - Reserva de incentivos fiscais.

18. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

18.1. Custos

	Consolidado	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Custos de extração	(25.717)	(16.511)
Royalties e participação especial	(12.952)	(11.385)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.483)	(1.286)
Amortização e depreciação	<u>(20.301)</u>	<u>(32.864)</u>
Total	<u>(60.453)</u>	<u>(62.046)</u>

18.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Pessoal	(897)	(842)
Serviços contratados de terceiros	(101)	(95)
Impostos e taxas	(47)	(22)
Anúncios e publicações		(260)
Outras despesas	<u>(10)</u>	<u>(17)</u>
Total	<u>(1.055)</u>	<u>(1.236)</u>

	Consolidado	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Pessoal	(15.484)	(15.036)
Serviços contratados de terceiros	(2.653)	(3.569)
Seguros	(416)	(206)
Impostos e taxas	(431)	(2.187)
Anúncios e publicações	(216)	(263)
Patrocínio	(14)	-
Serviços compartilhados	(25)	(23)
Amortização e depreciação	(965)	(956)
Manutenção	(334)	(740)
Locação	(868)	(691)
Outras despesas	(409)	(150)
Alocação de projetos E&P (a)	<u>11.230</u>	<u>9.103</u>
Total	<u>(10.585)</u>	<u>(14.718)</u>

(a) Saldo referente ao rateio de despesas relacionadas aos blocos operados pela QGEP, relacionado aos seus parceiros não operadores.

19. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Aquisição / processamento de sísmica	(4.168)	(4.270)
Gastos com geologia e geofísica	(976)	(958)
Despesas gerais e administrativas	(1.112)	(1.231)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(141)	(606)
Interpretação geológica	(939)	(247)
Estudos diversos	(559)	(622)
Licenciamento ambiental	(251)	-
Provisão de notas fiscais	-	(1.132)
Outros	<u>(713)</u>	<u>(1.142)</u>
Total	<u>(8.859)</u>	<u>(10.208)</u>

20. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Controladora	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Rendimento das aplicações financeiras (*)	89	73
Outras receitas e despesas financeiras	-	(3)
Total	<u>89</u>	<u>70</u>

	Consolidado	
	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
Rendimento das aplicações financeiras (*)	<u>(19.030)</u>	<u>80.581</u>
Fundo cambial	(38.154)	59.533
Aplicação Renda Fixa/DI	19.124	21.048
Outras receitas e despesas financeiras	<u>6.407</u>	<u>12.070</u>
Total	<u>(12.623)</u>	<u>92.651</u>

(*) Refletem receitas financeiras tais como remuneração da taxa CDI para títulos privados, remuneração da variação SELIC para títulos públicos e variação da moeda corrente norte-americana para fundo cambial (nota explicativa 4).

21. INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

a) Direitos e compromissos com a ANP

O Grupo possui a concessão de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural nos seguintes blocos:

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
Produção e desenvolvimento	Camamu - Almada	Manatí Camarão Norte (BCAM-40)	06/08/1998	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção Geopark Brasoil	35 45 10 10
	Santos	Atlanta e Oliva (BS-4)	06/08/1998	OGX Barra Energia Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	40 30 30
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção OP Energia	60 20 20
	Santos	BM-S-8	15/09/2000	Petrobras (operador) Petrogal Barra Energia Queiroz Galvão Exploração e Produção	66 14 10 10
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Premier Oil Pacific Brasil	35 35 30
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil	30 70
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil	50 50
	Ceará	CE-M-661	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Total (operador) Premier	25 45 30
	Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-894	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-896	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-351	23/12/2015	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-428	23/12/2015	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100

Os prazos de concessão dos direitos nestes blocos são de 27 anos a partir da data de aprovação do plano de desenvolvimento. Na fase exploratória, que antecede o plano de desenvolvimento, os prazos são definidos no respectivo Contrato de Concessão.

O quadro a seguir demonstra os compromissos assumidos pelo Grupo em função de seu atual portfólio de participações em projetos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do Grupo:

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% QGEP) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km ²	Royalties	Taxa de retenção de área por km ² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Camarão Norte	-	2000	-	16,470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
CAL-M-372	6,3	2004	562	745,031	10%	239,00	478,00	2.390,00
PEPB-M-896	7,2	2013	637	722,400	10%	93,75	187,50	937,50
PEPB-M-894	3,6	2013	239	721,200	10%	93,75	187,50	937,50
FZA-M-90	48,9	2013	18.945	768,500	10%	644,80	1.289,60	6.448,00
PAMA-M-265	9,1	2013	3.020	766,300	10%	62,50	125,00	625,00
PAMA-M-337	68,6	2013	35.206	769,300	10%	214,93	429,86	2.149,30
ES-M-598	27,8	2013	14.182	769,300	10%	214,93	429,86	2.149,30
ES-M-673	9,0	2013	12.562	507,2	10%	95,49	190,98	954,9
CE-M-661	33,9	2013	10.116	760,900	10%	31,25	62,50	312,50
SEAL-M-351	18,3	2015	63.860	756,86	10%	875,73	1.741,76	8.757,30
SEAL-M-428	18,3	2015	36.143	746,24	10%	875,73	1.741,76	8.757,30
BM-S-8	-	2000	-	392,000	10%	396,02	792,04	3.960,20
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	2000	-	199,6	7,8%	200,00	400,00	2.000,00
Total	<u>251</u>		<u>195.472</u>					

Em 31 de março de 2016, o compromisso remanescente relativo a Programas exploratórios mínimos (“PEM”) das concessões mencionadas na tabela acima, anteriores à Rodada 11 de licitação da ANP (nota explicativa 1), compreende a perfuração de 1 poço pioneiro, no BM-CAL-12 (Bloco CAL-M-372), prevista para ser iniciada em 2017/2018.

Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, CE-M-661, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas a partir de 2018.

Nos blocos adquiridos na Rodada 13 não há o compromisso de perfuração de poço nos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428.

Os compromissos com avaliação de descoberta do Bloco BM-S-8 compreendem: (i) perfuração de um poço (Guanxuma) e (ii) a realização de um teste de formação e de um teste de longa duração no poço Carcará NW. O teste de longa duração (TLD) previsto foi substituído pela perfuração e testes do poço Carcará N.

A controlada QGEP detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de abandono de suas instalações.

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a QGEP:

- **Royalties** - Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. No período findo em 31 de março de 2016 foram provisionados R\$10.893 (R\$9.430 em 31 de março de 2015) de royalties referentes à produção do campo Manati, dos quais R\$3.810 (R\$3.230 em 31 de dezembro de 2015) permanecem no passivo a pagar naquela data. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos.

- Participação especial - A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997 constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 2705/98, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. No período findo em 31 de março de 2016 foram registrados R\$1.969 (R\$1.955 em 31 de março de 2015) de participação especial na demonstração do resultado como custos, dos quais R\$2.439 (R\$2.906 em 31 de dezembro de 2015) permanecem no passivo a pagar naquela data.
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi desembolsado o montante de R\$148 para o período findo em 31 de março de 2016 registrados na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$152 em 31 de março de 2015).

b) Informações sobre as reservas

As reservas de gás provadas líquidas da controlada QGEP para o Campo de Manati foram apresentadas de acordo com os conceitos definidos pelo *FASB - Accounting Standards Codification*, de acordo com ASC 932 - Atividades Extrativas de Óleo e Gás.

Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

A estimativa de reservas possui incertezas que são ressalvadas pelas próprias certificadoras, e, assim sendo, alterações podem ocorrer à medida que se amplia o conhecimento, a partir da aquisição de novas informações.

A reserva de gás estimada comercializável está apresentada conforme abaixo:

	<u>Reserva total campo (MMm³)*</u>
Reserva Provada ao 100% da participação em 31/12/15 (conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA)	<u>9.690</u>
Produção no 1º trimestre de 2016	<u>(547)</u>
Volume remanescente em 31/03/2016 – não certificado pela GCA (**)	<u>9.143</u>

*(não revisado pelos auditores independentes)

(**) Montante estimado a partir da reserva certificada em dezembro de 2015 por peritos especialistas, deduzidas das produções mensais até 31/03/2016 e ajustada pelo aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati entre a QGEP e a Petrobras assinado em 16 de julho de 2015 (nota explicativa 5).

c) Garantias

Em 31 de março de 2016, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia, junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicomcombustíveis - ANP no total de R\$398.827. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$250.983, operação de desativação do sistema de produção antecipada no Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$63.828 e desenvolvimento do Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$84.017.

A QGEPP é garantidora de parceiro junto à Teekay no montante de USD14,400 (R\$51.264 ptax em 31 de março de 2016 e R\$56.229 ptax em 31 de dezembro 2015), referente a 10% das obrigações da AFBV no contrato de afretamento do FPSO Petrojarl 1.

22. COMPROMISSOS

Em 31 de março de 2016, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos, incluindo arrendamento de embarcações, bem como compromissos junto a prestadores de serviços de consultoria técnica, com vencimentos diversos, para a campanha exploratória e de desenvolvimento conforme o seguinte cronograma financeiro:

	Consolidado (*)		
	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u> <u>em diante</u>
Total de compromissos	<u>177.011</u>	<u>125.781</u>	<u>337.119</u>

(*) Este montante representa a participação da QGEP nos consórcios por ela operados.

23. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

Os instrumentos financeiros da Companhia são caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, caixa restrito, contas a receber, fornecedores, partes relacionadas e empréstimos e financiamentos.

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos com propósitos de especulação, reafirmando assim o seu compromisso com a política conservadora de gestão de caixa, seja em relação ao seu passivo financeiro, seja para com a sua posição de caixa e equivalentes de caixa.

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	31/03/2016			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito	-	-	100.574	100.574
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	84	84	31.470	31.470
Contas a receber (i)	-	-	113.649	113.649
Partes relacionadas	-	-	9.420	9.420
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (ii)	-	-	108.020	108.020
Aplicações financeiras (ii)	-	-	1.114.517	1.114.517
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	76	76	60.217	60.217
Partes relacionadas	-	-	736	736
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	370.171	282.598

	31/12/2015			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito	-	-	86.787	86.787
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	100	100	76.095	76.095
Contas a receber (i)	-	-	102.615	102.615
Partes relacionadas	-	-	6.975	6.975
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (ii)	-	-	104.577	104.577
Aplicações financeiras (ii)	-	-	1.099.274	1.099.274
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	71	71	71.663	71.663
Partes relacionadas	-	-	420	420
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	369.643	280.763

O CPC 46 / IFRS 13 define valor justo como o valor/preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor/preço a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas.

A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (“*non performance risk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 / IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de “*input*” significativo para sua mensuração. Abaixo está demonstrada uma descrição dos três níveis de hierarquia:

Nível 1 - Os “*inputs*” são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia deve ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pela Companhia.

Nível 2 - Os “*inputs*” são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os “*inputs*” do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou “*inputs*” que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo.

Nível 3 - Os “*inputs*” inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses “*inputs*” representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxos de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

Os valores de mercado (“valor justo”) estimados pela Administração foram determinados pelo nível 2 para estes instrumentos financeiros:

- (i) Os valores relacionados aos saldos de contas a receber e fornecedores não possuem diferenças significativas ao seu valor justo devido ao giro de recebimento/pagamento destes saldos não ultrapassar 60 dias.
- (ii) As mensurações de valor justo são obtidas por meio de variáveis observáveis diretamente (ou seja, como preços) ou indiretamente (derivados dos preços).

c) Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos e financiamentos que julgue adequados, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

A tabela a seguir demonstra em detalhes o vencimento dos passivos financeiros contratados:

	Controladora				
	Até 1 ano	Total			
Fornecedores	<u>76</u>	<u>76</u>			
Total	<u>76</u>	<u>76</u>			

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 10 anos	Total
Fornecedores	46.411	1.254	12.552	-	60.217
Partes relacionadas	-	-	736	-	736
Empréstimos e financiamentos	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>21.451</u>	<u>348.720</u>	<u>370.171</u>
Total	<u>46.411</u>	<u>1.254</u>	<u>34.739</u>	<u>348.720</u>	<u>431.124</u>

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente a Petrobras (99,4% em 31 de março de 2016 e 97,6% em 31 de dezembro de 2015). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, controlada pelo Governo Federal, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No período findo em 31 de março de 2016 não foi registrada perda com créditos junto ao cliente Petrobras.

O risco de crédito nas operações com os consorciados e consórcios encontra-se descrito na Nota explicativa 6.

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais e atividades de financiamento (empréstimos e financiamentos) para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. As aplicações financeiras são substancialmente atreladas à taxa de juros CDI pós-fixada, enquanto parcela dos empréstimos e financiamentos estão atrelados a TJLP.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/03/2016</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
CDI anual em 31 de março de 2016 (14,13%)	828.847				
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) – efetivo		Redução do CDI			
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2016			13,97%	10,48%	6,99%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras - estimado		Redução do CDI	944.637	911.645	878.654
Receita estimada em 31 de dezembro de 2016			115.790	82.798	49.807
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2016			-	(32.991)	(65.983)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016, de acordo com o relatório Focus em 22 de abril de 2016, emitido pelo Banco Central do Brasil.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/03/2016</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
CDI anual em 31 de março de 2016 (14,13%)	100.574				
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2016			13,97%	10,48%	6,99%
Caixa restrito – estimado em 31 de dezembro de 2016		Redução do CDI	114.624	110.621	106.618
Receita estimada em 31 de dezembro de 2016			14.050	10.047	6.044
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2016			-	(4.003)	(8.006)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016, de acordo com o relatório Focus em 22 de abril de 2016, emitido pelo Banco Central do Brasil.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/03/2016</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - deterioração de 50%</u>
TJLP em 31 de março de 2016 (7,5% a.a.) Empréstimos e financiamentos:					
FINEP	129.587(b)	Alta da TJLP			
Empréstimos e financiamentos:					
Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2015		Alta da TJLP	7,5%	9,38%	11,25%
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2016			9.719	12.331	14.993
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2016			139.309	141.918	144.530
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2016			-	2.612	5.224

(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES).

(b) Valor refere-se somente a parcela do Subcrédito B do empréstimo da FINEP.

f) Risco de taxa de câmbio

Esse risco é basicamente proveniente da redução da taxa de câmbio sobre as transações em moeda estrangeira.

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

A tabela de sensibilidade abaixo diz respeito a uma desvalorização do dólar norte-americano em relação ao Real e o impacto sobre transações indexadas em dólar norte-americano contratadas pela Companhia.

		Consolidado			
		31/03/2016			
		Cenário provável (a)		Cenário	
	Risco	Saldo em USD	Saldo em R\$	Possível (25%)	Remoto (50%)
Dólar efetivo em 31 de março de 2016 (R\$3,56)					
<u>Operação</u>					
Fundo cambial – ativo	Redução do US\$	110.621	393.690	393.690	393.690
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2016			3,68	2,76	1,84
Fundo cambial - estimado em 31 de dezembro de 2016			396.461	297.346	198.231
Efeito no resultado e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2016			13.047	(86.069)	(185.184)
Efeito da redução na receita financeira em 31 de dezembro de 2016			-	(99.115)	(198.231)
(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2016, de acordo com o relatório Focus em 22 de abril de 2016, emitido pelo Banco Central do Brasil.					

24. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 é de R\$2.078.116, dividido em 265.806.905 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, líquido do montante de R\$57.380 dos custos com emissão de ações. A composição do capital social realizado em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações Ordinárias	% de Participação
Queiroz Galvão S.A.	167.459.291	63,0
FIP Quantum	18.606.588	7,0
Ações em circulação	71.575.162	26,9
Ações em tesouraria	7.954.632	3,0
Administradores	211.232	0,1
Total	<u>265.806.905</u>	<u>100</u>

ii. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de todas as ações em circulação no exercício. O cálculo do lucro por ação diluído é computado incluindo-se, quando aplicável, as opções de compra de ações de executivos e funcionários chaves usando-se o método de ações em tesouraria quando o efeito é dilutivo.

Os instrumentos de participação que serão ou poderão ser liquidados em ações da Companhia são incluídos no cálculo apenas quando sua liquidação tem um impacto de diluição sobre o lucro por ação.

	01/01/2016 a 31/03/2016	01/01/2015 a 31/03/2015
<u>Resultado básico e diluído por ação</u>		
Numerador:	46.481	95.191
Lucro líquido do período		
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada de número de ações ordinárias	<u>257.852</u>	<u>259.325</u>
Resultado básico e diluído por ação ordinária	<u>0,17</u>	<u>0,37</u>

O resultado básico e diluído por ação ordinária é o mesmo uma vez que em 31 de março de 2016 e 31 de março de 2015 as opções de ações não impactam o cálculo do resultado diluído por ação.

iii. Plano de outorga de opções de compra de ações

O Conselho de Administração, no âmbito de suas funções e em conformidade com o Plano de Opção de Compra de Ações da Companhia, aprovou a outorga de opções de ações preferenciais para administradores e executivos da Companhia. Para as outorgas de 2011 a 2016, as opções se tornarão exercíveis 20% a partir do primeiro ano, 30% adicionais a partir do segundo e 50% remanescentes a partir do terceiro ano. As opções segundo estes Planos de 2011 a 2016 poderão ser exercidas em até 7 anos após a data da concessão.

O valor justo das opções de compra de ações foi estimado na data de concessão das opções utilizando o modelo binomial de precificação no montante de R\$1,14 para o Plano de 2016, R\$1,96 para o Plano de 2015, R\$2,65 para o Plano de 2014, R\$4,11 para o Plano de 2013, R\$5,31 e R\$3,87 para os dois Planos de 2012 e R\$9,87 para o Plano de 2011.

As reuniões do Conselho de Administração e as premissas utilizadas no modelo de precificação estão relacionadas a seguir:

	Planos de opções de compra de ações 23/02/2016	Planos de opções de compra de ações 12/03/2015	Planos de opções de compra de ações 24/02/2014	Planos de opções de compra de ações 14/03/2013	Planos de opções de compra de ações 29/05/2012	Planos de opções de compra de ações 26/03/2012	Planos de opções de compra de ações 29/04/2011
Data da reunião do Conselho de Administração	23/02/2016	12/03/2015	24/02/2014	11/03/2013	28/05/2012	23/03/2012	29/04/2011
Total de opções concedidas e outorgadas	2.334.915	2.334.915	2.296.500	2.120.319	550.000	1.941.517	1.097.439
Preço de exercício da opção	R\$4,88	R\$6,36	R\$8,98	R\$12,83	R\$12,81	R\$14,17	R\$19,00
Valor justo da opção na data da concessão	R\$1,14	R\$1,96	R\$2,65	R\$4,11	R\$3,87	R\$5,31	R\$9,87
Volatilidade estimada do preço da ação	33,86%	36,96%	43,36%	43,92%	49,88%	53,24%	59,24%
Dividendo esperado	3,59%	2,47%	3,84%	1,89%	1,93%	1,93%	2,35%
Taxa de retorno livre de risco	7,25%	6,39%	6,20%	3,81%	4,06%	4,69%	6,36%
Duração da opção (em anos)	7	7	7	7	7	7	7

A movimentação das opções de ações existentes em 31 de março de 2016 está apresentada a seguir:

	Opções de ações	Preço de Exercício médio ponderado
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2013	<u>5.709.275</u>	<u>14,70</u>
Concedidas no período - 24/02/2014	<u>2.296.500</u>	<u>8,98</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2014	<u>8.005.775</u>	<u>13,56</u>
Concedidas no período - 12/03/2015	<u>2.334.915</u>	<u>6,36</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2015	<u>10.340.690</u>	<u>12,36</u>
Concedidas no período - 23/02/2016	<u>2.334.915</u>	<u>4,88</u>
Opções em circulação em 31 de março de 2016	<u>12.675.605</u>	<u>11,29</u>

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no período findo em 31 de março de 2016 estão sumariadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em mar/2016	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em mar/2016	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	2.334.915	7	4,88	-	4,88
Plano 2015	2.334.915	7	6,36	-	6,99
Plano 2014	2.296.500	7	8,98	1.977.775	10,74
Plano 2013	2.120.319	7	12,83	1.766.933	16,15
Plano 2012 - 2ª outorga	550.000	7	12,81	550.000	15,81
Plano 2012 - 1ª outorga	1.941.517	7	14,17	1.941.517	19,12
Plano 2011	1.097.439	7	19,00	1.097.439	24,48

(*) Atualizado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (“INPC”).

Para o período findo em 31 de março de 2016, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R\$1.095, sendo R\$293 da outorga do plano de 2013, R\$330 da outorga do plano de 2014, R\$515 da outorga do plano de 2015 e R\$100 da outorga do plano de 2016, sendo a contrapartida na demonstração de resultado como custo de pessoal.

A redução do saldo em 31 de março de 2016 quando comparado com os reflexos de 2015 deve-se à revisão das premissas referentes a “service conditions” dos respectivos planos de outorgas dos exercícios anteriores, bem como o não reconhecimento de despesa do Plano referente a 2011 e os 2 Planos de 2012 (duração da opção por 3 anos).

25. AÇÕES EM TESOURARIA

A Companhia autorizou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, para manutenção em tesouraria e posterior cancelamento ou alienação com vistas à implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações dos anos 2011 a 2014.

<u>Plano</u>	<u>Data de autorização de recompra</u>	<u>Volume recomprado</u>
Plano 2011	24/04/2012	1.097.439
Plano 2012	9/07/2012	2.491.517
Plano 2013	6/05/2013	2.120.319
Plano 2014	24/02/2014	2.245.357

A posição das ações em tesouraria é como segue abaixo:

	<u>Ações ordinárias (*)</u>	<u>Valor - R\$mil</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2011	-	-
Movimentação do período		
Outorga de opção de compra de ações 2011	1.097.439	9.107
Outorga de opção de compra de ações 2012	<u>2.491.517</u>	<u>29.792</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>3.588.956</u>	<u>38.899</u>
Outorga de opção de compra de ações 2013	<u>2.120.319</u>	<u>23.601</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>5.709.275</u>	<u>62.500</u>
Outorga de opção de compra de ações 2014	<u>2.245.357</u>	<u>18.507</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014, 2015 e 31 de março de 2016	<u>7.954.632</u>	<u>81.007</u>

(*) Quantidade de ações

Custo histórico na aquisição das ações em tesouraria (R\$ por ação)

Mínimo	7,88
Médio	10,60
Máximo	13,39

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações ordinárias em tesouraria em 31 de março de 2016:

Quantidade de ações em tesouraria	7.954.632
Cotação por ação na BM&FBOVESPA (R\$)	<u>4,10</u>
Valor de mercado (R\$mil)	<u>32.614</u>

A quantidade de ações em tesouraria em 31 de março de 2016 representa 3,0% do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

26. SEGUROS

Os principais ativos ou interesses cobertos por seguros e os respectivos montantes são demonstrados a seguir:

<u>Modalidade</u>	<u>Data de vigência</u>		<u>Importâncias</u> <u>seguradas</u>
	<u>Início</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Mar-16</u>
Responsabilidade civil geral	05/07/2015	21/02/2017	483.770
Riscos de petróleo e operacionais	05/07/2015	21/02/2017	<u>702.511</u>
Total			<u>1.186.281</u>

27. PLANO DE BENEFICIOS DE APOSENTADORIA

A QGEP, controlada direta, possui um plano de previdência privada, por adesão, sendo elegíveis todos os funcionários e administradores. Trata-se de um plano com contribuição definida, com valor até 12% do salário mensal por parte do funcionário, e contrapartida de até 6,5% por parte da empresa, conforme nível hierárquico. O plano é administrado pela Bradesco Vida e Previdência com dois tipos de regime de tributação, progressivo e regressivo. Quando os empregados deixam o plano antes do período de carência o valor já pago pela Companhia é depositado em um fundo inominado que poderá ser utilizado para quitação de faturamentos futuros. A única obrigação da Companhia em relação ao plano de aposentadoria é fazer as contribuições específicas.

A despesa total de R\$321 em 31 de março de 2016 (R\$293 em 31 de março de 2015), reconhecida na demonstração do resultado consolidada, refere-se a contribuições pagas conforme alíquotas especificadas pelas regras desse plano.

28. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

As movimentações patrimoniais que não afetaram os fluxos de caixa da Companhia, são como segue:

	<u>31/03/2016</u>	<u>31/03/2015</u>
Fornecedores de imobilizado	16.277	7.693
Variação cambial sobre provisão de abandono	25.360	57.479
Encargos financeiros capitalizados	21.174	10.177

29. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As informações financeiras trimestrais foram aprovadas e autorizadas para arquivamento junto a CVM pelo Conselho de Administração em 9 de maio de 2016.

30. SAZONALIDADE

A atividade de exploração e produção da Companhia não sofre efeitos de sazonalidade ao longo do período, exceto em áreas exploratórias que apresentam restrições ambientais em determinados períodos do exercício.

31. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

Antonio Augusto de Queiroz Galvão
Mauricio de Queiroz Galvão
Ricardo de Queiroz Galvão
José Augusto Fernandes Filho
Leduvy de Pina Gouvêa
Luiz Carlos de Lemos Costamilan
José Luiz Alqueres

Diretoria

Lincoln Rumenos Guardado
Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Sergio Rodrigues Michelucci
Danilo Oliveira

Conselho Fiscal

Sergio Tuffy Sayeg
José Ribamar de Lemos de Souza
Axel Erhard Brod

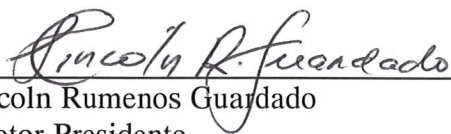
Controller e Contadora responsável

Ana Glória Nogueira de Oliveira Nogueira
Fernanda Amaral Britto

DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO VI DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2016 e 31 de março de 2016.

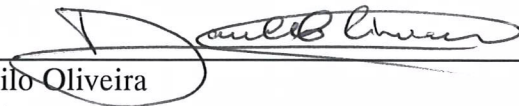
Rio de Janeiro, 9 de maio de 2016.



Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente



Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



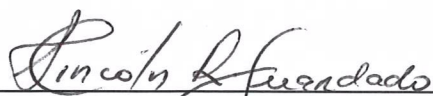
Danilo Oliveira
Diretor

Sérgio Michelucci Rodrigues
Diretor

DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO V DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso V do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (KPMG Auditores Independentes) referentes às demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2016 e 31 de março de 2016.

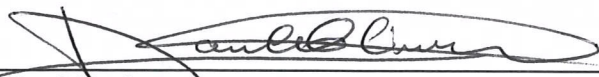
Rio de Janeiro, 9 de maio de 2016.



Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente



Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores



Daniilo Oliveira
Diretor

Sérgio Michelucci Rodrigues
Diretor