

QGEP Participações S.A.

Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas Referentes ao Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2013 e Relatório dos Auditores Independentes

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas:

Apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Consolidadas referentes ao exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2013.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O ano de 2013 foi, mais uma vez, um período de realizações importantes para a QGEP. Atingimos sólidos resultados financeiros, avançamos em vários projetos desafiadores e abrimos caminho para a próxima fase de crescimento da Companhia no curto e médio prazos. Em conjunto com as conquistas alcançadas no decorrer do ano que passou, vieram também algumas alterações nos cronogramas dos projetos relacionadas às mudanças nos prazos de perfuração exploratória. Entretanto, conseguimos mais do que compensar esses atrasos ao atingirmos importantes marcos em nossas atividades de produção, desenvolvimento e exploração que sustentam nossa estratégia de crescimento futuro.

- ✓ **Produção:** A produção média do Campo de Manati foi de 6,0MMm3 por dia em 2013, alcançando o limite superior do guidance que divulgamos no início do ano. A forte demanda das usinas termelétricas brasileiras no decorrer do ano de 2013, bem como a eficiente infraestrutura de Manati, que permite a produção de gás a baixo custo, foram responsáveis por este resultado. Com base no desempenho do Campo até o momento, aumentamos nossa estimativa para a capacidade de produção média em 2014 para aproximadamente 5,5MMm3 por dia. Considerando esses níveis, continuaremos a gerar receita e fluxo de caixa operacional significativos, e assim que a estação de compressão estiver em operação, a capacidade média de produção retornará aos 6,0MMm3 por dia.
- ✓ **Desenvolvimento:** O trabalho de desenvolvimento do Campo de Atlanta, no Bloco BS-4, avançou de acordo com o cronograma. Temos satisfação em anunciar a perfuração e completação bem sucedidas do nosso primeiro poço horizontal do Sistema de Produção Antecipada (SPA). Os resultados do teste ficaram no limite superior das nossas expectativas em termos de taxas médias de produtividade e confirmaram as características do reservatório e do óleo. Contratamos uma empresa de consultoria externa para certificar as reservas do Campo de Atlanta e esperamos anunciar os resultados no segundo trimestre deste ano. Em 2013, obtivemos um financiamento de R\$266 milhões da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), concedido em reconhecimento às inovações e soluções tecnológicas da QGEP no desenvolvimento do projeto, bem como devido à importância estratégica do Campo. Atualmente, estamos perfurando um segundo poço horizontal e lançamos um processo de licitação para um FPSO.
- ✓ **Exploração:** Prosseguimos com as atividades exploratórias em nosso portfólio de ativos, o qual inclui descobertas e perspectivas promissoras que conferem à QGEP grande potencial de crescimento. Um dos nossos mais importantes ativos é a descoberta de Carcará no Bloco BM-S-8, onde deveremos ter os resultados da perfuração e do teste do primeiro poço de extensão até meados de 2015. Cientes da alteração de cronograma decorrente da necessidade de priorizar a eficiência operacional e a segurança, que são primordiais nesse tipo de perfuração em reservatórios profundos do pré-sal, continuamos buscando alternativas junto ao Operador para

otimizar a programação de perfuração no Bloco. Além disso, quando consideramos o potencial dessa descoberta, baseado nos dados obtidos durante a perfuração do poço descobridor e a experiência do operador nesta área, avaliamos ser este um pequeno atraso no curto prazo para algo que resultará em uma criação de valor de longo prazo.

Em 2013, expandimos e diversificamos significativamente nosso portfólio exploratório com os oito blocos adquiridos na 11a Rodada de Licitações da ANP, ampliando nossas parcerias tanto com majors como com empresas petroleiras independentes. Estamos atualmente em processo de contratação da aquisição de dados sísmicos 3D, conforme compromisso assumido com a ANP. Também estamos otimistas em relação aos resultados obtidos no poço 1-QG-5A-BAS, que perfuramos no Prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1), na Bacia de Jequitinhonha, em que somos o operador com 100% de participação. Após o protocolo de uma Notificação de Descoberta em agosto de 2013, submetemos à ANP um Plano de Avaliação de Descoberta em dezembro de 2013, o qual estamos aguardando aprovação.

Além de possuir um portfólio de ativos bem equilibrado, a QGEP se diferencia por uma sólida situação financeira, que reflete sua política diligente na gestão de gastos e rigidez no gerenciamento de riscos. Este desempenho financeiro consistente nos permite conduzir nosso negócio com vistas à criação de valor e nos proporciona flexibilidade para investir em projetos de alto potencial que apresentem risco/retorno adequados. Considerando a posição financeira privilegiada da Companhia e o resultado obtido no Campo de Manati ao longo de 2013, o Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos de R\$40 milhões, o que corresponde a R\$0,15 por ação. Os dividendos serão submetidos à aprovação em Assembleia a ser realizada no dia 16 de abril de 2014. Essa distribuição está pautada na crença da Companhia que os nossos projetos irão gerar maior valor no médio prazo aos nossos acionistas e no reconhecimento do suporte que temos recebido de nossos investidores. Assim, apesar de os atrasos no curto prazo serem motivo de desapontamentos tanto para a administração quanto para os investidores, continuamos focados em obter o melhor aproveitamento de nossas competências, trabalhando com total transparência e gerando valor a todos os nossos públicos de interesse.

Em suma, estamos satisfeitos com os resultados financeiros de 2013 e orgulhosos de nosso sucesso na combinação da competência técnica e do know-how para sermos um operador de primeira linha, ao mesmo tempo em que abrimos caminho para o crescimento futuro da empresa. Agradecemos a todo o nosso pessoal, parceiros e investidores por seu apoio e estamos ansiosos em continuar reportando nosso progresso em 2014.

PANORAMA ECONÔMICO E SETORIAL

2013 foi um ano de aceleração do crescimento real do PIB do Brasil que, segundo o Índice de Atividade Econômica do Banco Central (IBC-Br), divulgado em fevereiro de 2014, apresentou expansão de 2,5%, um aumento quando comparado ao crescimento de 0,9% em 2012 e em linha com o esperado para a América Latina e Caribe em 2013, de 2,6%, de acordo com o relatório publicado pelo Fundo Monetário Internacional (FMI). O crescimento brasileiro ficou abaixo da expectativa de crescimento mundial em 2013, de 3,0%, de acordo com a mesma publicação do FMI.

A inflação, medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), se manteve em linha com a média observada nos últimos três anos, encerrando 2013 em 5,9% ao ano. O valor registrado está situado dentro do intervalo da meta de inflação estipulada pelo Banco Central de 2,5% a 6,5%. Como forma de conter a pressão inflacionária e mantê-la dentro da meta, o Banco Central iniciou um ciclo de

aumento da taxa de juros básica da economia brasileira, Selic, que fechou 2013 em 10,0% a.a., após alta de 2,75 pontos percentuais.

O Brasil foi também impactado por movimentos cambiais globais parcialmente decorrentes da redução gradual do programa de compra de ativos do Banco Central Norte Americano (Federal Reserve). Como consequência, o Real iniciou 2013 cotado a R\$2,05/US\$ e sofreu desvalorização ao longo do ano, encerrando 2013 cotado a R\$2,36/US\$. Com o objetivo de conter a valorização abrupta da moeda norte-americana, o Banco Central criou um programa de leilões diários de *swaps* de dólar em 2013, estendido até o primeiro semestre de 2014, bem como interveio diretamente no mercado de câmbio.

No que concerne o mercado de trabalho, o Brasil registrou média anual mínima histórica de 5,4% na taxa de desemprego em 2013, praticamente caracterizando pleno emprego.

A demanda de óleo mundial alcançou cerca de 91 milhões de barris por dia, em linha com a demanda registrada em 2012, de acordo com o Energy Information Administration (EIA), mesmo com um cenário de baixo crescimento. Em relação ao preço do óleo, o Brent encerrou o ano em US\$110,80/barril, em comparação a US\$111,11/barril no final de 2012. Ao longo do ano, a cotação teve uma baixa volatilidade, tendo preço mínimo de US\$97,69/barril e máximo de US\$118,90/barril.

O ano de 2014 deverá trazer uma melhora para a economia global, com previsão de crescimento mundial de 3,7%, de acordo com projeções do FMI, sustentado pela recuperação das economias avançadas e pela aceleração do crescimento das economias emergentes e em desenvolvimento. Para a América Latina e Caribe, a instituição prevê um crescimento menor para 2014, de 2,6%, motivado pela desaceleração do comércio mundial e mercados menos favoráveis para os produtos primários, bem como maiores dificuldades financeiras. No que tange a economia brasileira, o Relatório de Mercado Focus, publicado pelo Banco Central em 21 de fevereiro de 2014, divulgou uma previsão dos analistas de taxa de crescimento de 1,7% para o PIB brasileiro em 2014.

No cenário internacional, o risco de elevação das taxas de juros de longo prazo nos Estados Unidos leva a um aumento da incerteza e da volatilidade nos mercados, o que poderá acarretar em saída de capitais do mercado doméstico e uma potencial pressão sobre o câmbio. Diante destas expectativas, espera-se que o Banco Central continue a política macroeconômica vigente, através da elevação da taxa Selic visando manter a inflação sob controle, bem como o prosseguimento de sua atuação no mercado cambial com o objetivo de suavizar o movimento do dólar.

Para a QGEP, o contexto macroeconômico brasileiro tem impacto pontual. A indústria de óleo e gás apresenta historicamente ciclos de médio/longo prazos, sendo mais afetada pelo cenário mundial. O mercado continua sinalizando um crescimento no consumo energético e a manutenção dos preços de referência do óleo para 2014.

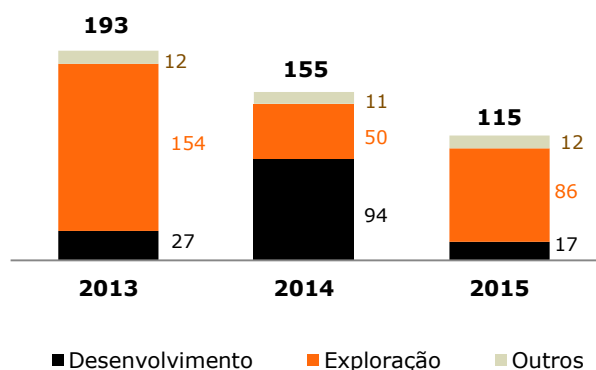
CAPEX

Em 2013, a QGEP incorreu em gastos exploratórios em um montante total de US\$193 milhões, dos quais US\$154 milhões foram gastos associados às atividades de exploração, US\$27 milhões com atividades de desenvolvimento e US\$12 milhões se referem a outros gastos.

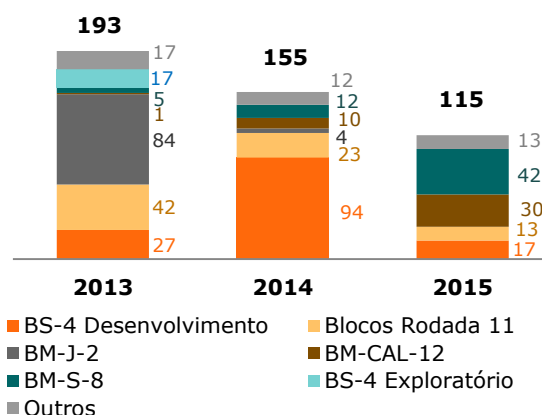
Para o ano de 2014, projetamos um CAPEX de US\$155 milhões e para o ano de 2015, estimamos um CAPEX de US\$115 milhões.

A composição do CAPEX, com o detalhamento por ativos, está demonstrada abaixo:

CAPEX líquido QGEP (US\$ milhões)



CAPEX líquido QGEP (US\$ milhões)



DESEMPENHO FINANCEIRO

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o ano findo em 31 de dezembro de 2013.

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

Abaixo estão os principais destaques financeiros do quarto trimestre e ano de 2013:

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	4T13	4T12	Δ%	2013	2012	Δ%
Lucro líquido	21,2	47,3	-55,3%	192,2	82,5	133,1%
Amortização e depreciação	31,4	20,7	51,5%	97,3	82,9	17,3%
Receita (Despesa) financeira líquida	(18,0)	(16,0)	-12,3%	(62,1)	(82,5)	24,8%
Imposto de renda e contribuição social	(14,7)	9,2	-259,4%	(4,6)	40,0	-111,4%
EBITDA⁽¹⁾	19,9	61,2	-67,5%	222,9	122,9	81,3%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços sub-comerciais e secos ⁽²⁾	45,6	(1,6)	N/A	48,5	162,1	-70,1%
EBITDAX⁽³⁾	65,6	59,6	10,0%	271,4	285,1	-4,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	15,8%	52,8%	-70,0%	45,9%	26,6%	72,5%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	52,1%	51,4%	1,4%	55,8%	61,7%	-9,4%
Dívida líquida ⁽⁶⁾	(837,8)	(952,3)	12,0%	(837,8)	(952,3)	12,0%
Dívida líquida/EBITDAX	(3,1)	(3,3)	7,6%	(3,1)	(3,3)	7,6%

⁽¹⁾ O cálculo do EBITDA considera o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro líquido e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS). Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente.

da utilizada na QGEP. Além disso, o EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia em razão de não considerar determinados custos inerentes ao negócio que poderiam afetar, de maneira significativa, os resultados líquidos, tais como receita financeira líquida, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

(2) Despesas de Exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou com volumes não comerciais.

(3) EBITDAX= é uma medida usada no setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida.

(6) A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo, e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) ou o US GAAP, ou ainda quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente.

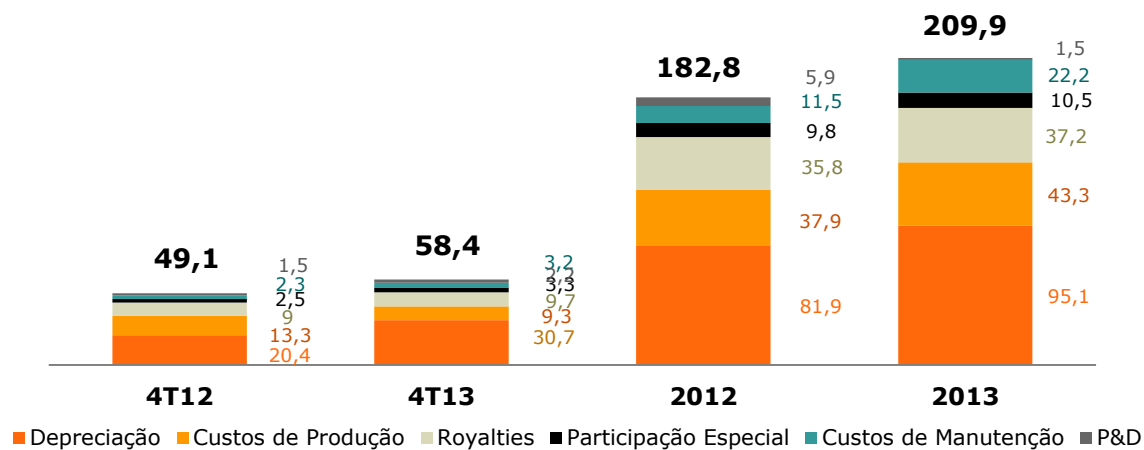
RESULTADO OPERACIONAL

A receita líquida do 4T13 atingiu R\$125,7 milhões, um aumento de 8,4% comparado com o 4T12, principalmente devido ao reajuste contratual do preço do gás natural. Em 2013, a receita líquida totalizou R\$486,1 milhões, 5,1% acima do apurado em 2012.

Os custos operacionais no 4T13 totalizaram R\$58,4 milhões, 18,9% superiores aos registrados no 4T12, principalmente devido aos maiores custos de amortização relacionados ao aumento da provisão de abandono de Manati, após o abandono do poço pioneiro do Campo. Os custos operacionais do trimestre referem-se a R\$9,3 milhões em custos de produção, R\$30,7 milhões em depreciação e amortização, R\$9,7 milhões em royalties, R\$3,3 milhões em participação especial, R\$3,2 milhões em custos de manutenção, e R\$2,2 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Em 2013, os custos operacionais aumentaram 14,8% comparados com 2012. Isso ocorreu principalmente em razão dos custos de manutenção incorridos no 2T13 relacionados à manutenção programada realizada no Campo de Manati.

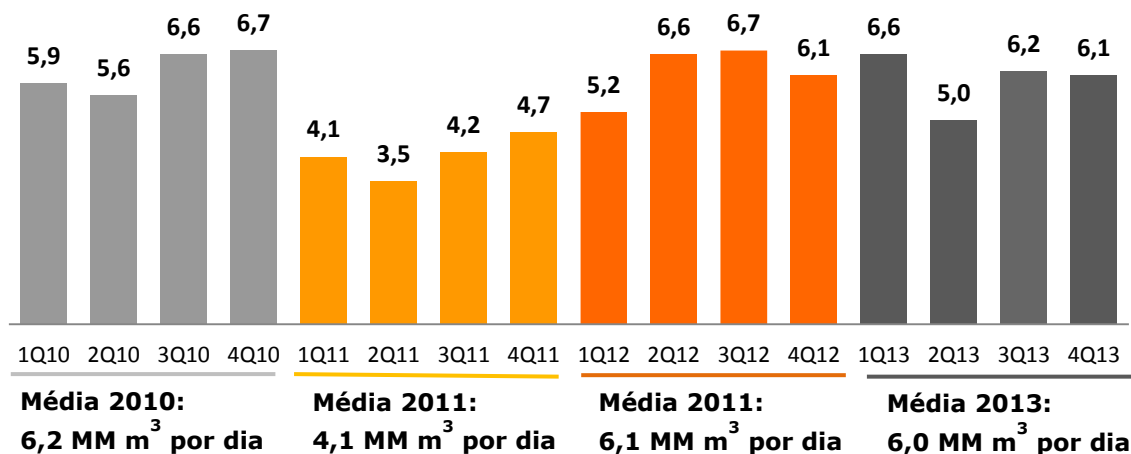
Custos Operacionais (R\$ milhões)



O campo de Manati manteve sua produção média diária em 6,1MMm³ no 4T13 e 6,0MMm³ no ano, no limite superior do intervalo estimado no início de 2013. Em janeiro deste ano, a produção média totalizou 6,1MMm³ por dia, e a QGEP aumentou sua estimativa para o ano de 2014 para uma produção média de 5,5MMm³ por dia.

Em 2013, o Campo de Manati foi o maior campo produtor de gás no Brasil, responsável por aproximadamente 8% da produção de gás total no Brasil e 32% da produção de gás no Nordeste. Abaixo, apresentamos a curva de produção do campo:

Produção Média Diária de Gás (MM m³ por dia)



DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

As despesas gerais e administrativas do 4T13 foram de R\$23,6 milhões, 28,2% maior que o 4T12. R\$9,9 milhões do total das despesas são relacionados aos custos com participação no resultado (PLR). Adicionalmente, ao final do trimestre, a Companhia contava com 116 funcionários, número 49% acima do registrado na mesma data do ano anterior, devido ao aumento de escopo decorrente da posição como operador e do aumento do portfólio exploratório.

No ano, as despesas gerais e administrativas somaram R\$68,6 milhões, 8,4% a mais do que os R\$63,3 milhões apurados em 2012. Parte das despesas administrativas são repassadas aos parceiros já que a QGEP é o operador do Bloco BS-4 e retém 30% do montante. Os 70% remanescentes são relacionados aos parceiros do bloco que reembolsam as despesas ao operador. O montante total repassado em 2013 foi de R\$23,0 milhões comparado a R\$12,8 milhões em 2012.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totais no 4T13 foram de R\$55,1 milhões, superior aos R\$8,0 milhões registrados no 4T12. Esse aumento ocorreu principalmente devido à despesa de R\$42,3 milhões, líquida para a QGEP, relacionada à devolução do Bloco BM-S-12 à ANP, bem como R\$3,0 milhões da baixa referente ao poço de extensão da descoberta de Carcará iniciado em Dezembro de 2013 que foi posteriormente interrompido devido a questões operacionais nos primeiros estágios da perfuração.

Os gastos exploratórios de 2013 totalizaram R\$81,5 milhões, comparados a R\$177,0 milhões em 2012, quando os gastos foram impactados pela baixa do poço Ilha do Macuco e a devolução da descoberta de Jequitibá.

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

Em 4T13, a QGEP registrou resultado financeiro líquido de R\$18,0 milhões, 12,3% a mais do que no mesmo trimestre do ano anterior, principalmente como consequência das variações cambiais que tiveram um efeito não caixa no saldo da provisão de abandono do Campo de Manati e do Campo de

Atlanta. O resultado financeiro líquido do exercício fiscal de 2013 foi de R\$62,1 milhões, 24,8% abaixo do ano de 2012, quando tivemos o resultado de uma receita financeira de R\$22,8 milhões relacionadas à variação cambial sobre o saldo a pagar de 30% de participação do Bloco BS-4 em 2012.

LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido do 4T13 foi de R\$21,2 milhões, 55,3% inferior aos R\$47,3 milhões registrados no 4T12, refletindo os maiores gastos exploratórios e custos operacionais.

No ano, a QGEP gerou lucro líquido de R\$192,2 milhões, comparados a R\$82,5 milhões em 2012, quando a Companhia incorreu em maiores custos relacionados às atividades exploratórias.

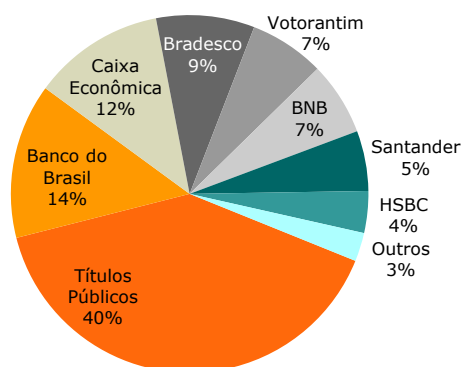
DESTAQUES DO BALANÇO / FLUXO DE CAIXA

CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)

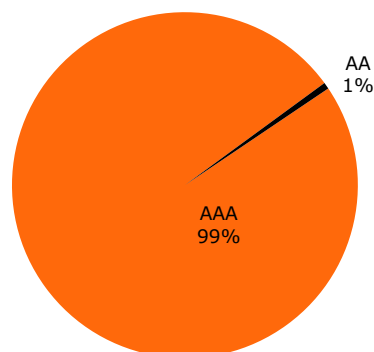
No encerramento de 2013, a Companhia registrava um saldo de caixa de R\$1,0 bilhão, já incluindo o caixa proveniente dos créditos da FINEP, no valor de R\$169,3 milhões. A QGEP detinha 17% de seus investimentos financeiros aplicados em fundos cambiais, enquanto o restante continuava em moeda nacional.

O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 31 de dezembro de 2013 foi de 102,3% do CDI e aproximadamente 99% dos fundos investidos contam com liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

Investimentos



Ratings*



*Não inclui títulos da dívida pública

CONTAS A RECEBER/PAGAR

No encerramento do 4T13, a Companhia apresentava saldo de Contas a Receber de R\$99,4 milhões, comparado com R\$97,7 milhões ao final do 3T13. O contas a pagar totalizavam R\$160,2 milhões no final do 4T13, resultado similar aos R\$ 156,3 milhões registrados no 3T13.

CRÉDITO COM PARCEIROS

No final do 4T13, o saldo de crédito com parceiros totalizou R\$116,2 milhões e corresponde às chamadas de capital já emitidas aos parceiros, bem como as despesas incorridas pelo operador até 31 de dezembro de 2013 e que ainda serão emitidas como chamadas de capital no início de 2014.

Como já divulgado, o montante total que o consorciado OGX Petróleo e Gás S.A. ("OGX") deixou de aportar em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$73 milhões. Dos valores suportados pelos consorciados adimplentes, a OGX já ressarciu seus sócios em aproximadamente R\$73 milhões (valor principal) em 2014. A OGX deixou de aportar a chamada de capital subsequente referente à fevereiro de 2014, em valor principal de aproximadamente R\$25,8 milhões. Este valor foi suportado pelos consorciados adimplentes na proporção de 50% cada.

ENDIVIDAMENTO

O endividamento total ao final do 4T13 era de R\$167,9 milhões, que inclui R\$169,3 milhões em principal, R\$0,6 milhões em juros (sendo R\$0,4 já amortizados), e ainda uma taxa bancária de R\$1,7 milhões. O endividamento se refere a recursos tomados do financiamento total de R\$266,1 milhões obtidos da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) para dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta. O financiamento aprovado pela FINEP é composto por duas linhas de crédito, uma à taxa fixa e outra à taxa flutuante. Atualmente, ambas têm taxa de juros equivalente a 3,5% a.a., com período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos.

A FINEP é um fundo governamental ligado ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação e tem como objetivo conceder financiamento para o setor público e privado, com ênfase em inovação tecnológica, visando promover o desenvolvimento sustentável do Brasil.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

No 4T13, a Companhia registrou fluxo de caixa operacional de R\$11,8 milhões, comparado com R\$69,2 milhões no 4T12. No exercício de 2013, o fluxo de caixa operacional foi de R\$376,4 milhões, um aumento de 48,0% em relação a R\$254,3 milhões em 2012.

MERCADO DE CAPITAIS

A QGEP encerrou o ano de 2013 com um valor de mercado de R\$2,6 bilhões, enquanto a ação da QGEP (Ticker: QGEP3) fechou o ano cotada a R\$9,78, uma desvalorização de 25,5% em relação à cotação de 31 de dezembro de 2012. Em linha com o observado na maioria dos mercados emergentes, o mercado de ações brasileiro sofreu uma queda ao longo de 2013, tendo o Ibovespa apresentado retorno negativo de 17,7% no ano. Especificamente no setor de Óleo e Gás, as cotações das ações foram impactadas (i) pelas dificuldades de geração de caixa da Petrobras em função da contenção dos preços dos combustíveis; (ii) pelos problemas financeiros enfrentados por algumas companhias brasileiras da indústria; e (iii) pela redução do interesse de alguns investidores pelo setor.

O volume financeiro médio diário negociado da QGEP3 foi de R\$7,5 milhões em 2013, sendo que o preço médio da ação foi de R\$11,67. Houve mudanças na composição da base acionária da Companhia ao longo do ano, destacando-se o aumento da participação de investidores brasileiros que representavam em 31 de dezembro de 2013 aproximadamente 55%.

Durante o ano, a cobertura das ações da Companhia foi reforçada pela adição de mais quatro analistas de investimentos de bancos e corretoras nacionais e estrangeiros, totalizando 20 analistas cobrindo a QGEP. Ao final de 2013, 17 desses analistas recomendavam a COMPRA e apenas 3 recomendavam a MANUTENÇÃO do papel, com preço alvo médio para as ações da QGEP de R\$16,70.

DIVIDENDOS

O estatuto social da Companhia prevê as seguintes regras para a destinação do resultado:

- Do lucro líquido obtido no exercício social, 5% (cinco por cento) será deduzido para constituir a

reserva legal até que esta reserva atinja 20% (vinte por cento) do capital social;

- Aos acionistas é assegurado dividendo mínimo de 0,001% sobre os lucros auferidos, conforme disposto na Lei das Sociedades por Ações, após a constituição da reserva legal de 5% do lucro líquido do exercício, até que essa reserva atinja 20% do capital social; e
- O eventual saldo remanescente de lucro líquido do exercício será destinado de acordo com a deliberação de nossa Assembleia Geral Ordinária.

No dia 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos de R\$40 milhões, o que corresponde a R\$0,15 por ação. Esta proposta será submetida à aprovação em Assembleia no dia 16 de abril de 2014 e, se aprovada, os dividendos serão pago em 5 de maio de 2014 para os acionistas identificados na base acionária na data da Assembleia.

RECURSOS HUMANOS

A QGEP possui uma equipe qualificada de executivos e técnicos com vasta experiência no setor de petróleo e gás, tanto no Brasil como no exterior. Nossa equipe de funcionários vem crescendo e possui especialização em áreas diversas, como geologia, geofísica, engenharia de reservatório, perfuração e desenvolvimento e operação de produção. A maior parte ocupou posições seniores na Petrobras e desempenhou papéis essenciais nas principais descobertas nas bacias brasileiras, incluindo os Campos de Manati, Garoupa, Marlim, Albacora e Roncador. Todas as nossas operações são conduzidas segundo os mais altos padrões de desempenho e permanecemos comprometidos em assegurar a segurança e o bem-estar de nossos funcionários. As equipes administrativa e financeira completam o quadro de funcionários da QGEP, sendo que a sua maioria é composta por profissionais treinados pelo Grupo Queiroz Galvão e outras grandes companhias brasileiras. Ao final de 2013, a Companhia possuía 116 colaboradores, o que representa um aumento de 49% em relação a 2012.

Abaixo estão relacionadas informações sobre o time técnico da QGEP:



RESPONSABILIDADE SOCIAL

As atividades da QGEP são pautadas nos princípios da ética, das boas práticas de governança corporativa e do respeito ao meio ambiente. Nossa meta é figurar entre as companhias com os melhores resultados no segmento de E&P e entre as melhores empresas para trabalhar no Brasil. Praticamos iniciativas de responsabilidade social que visam a geração de empregos e uma operação comercial que seja referência em integração e excelência. A Companhia está comprometida a agir de forma responsável e segura para minimizar o impacto ambiental e beneficiar as comunidades no entorno de suas atividades.

No ano de 2013, retomamos nossas atividades exploratórias no Bloco BM-J-2, na região sul da Bahia. Assim, todos os nossos projetos socioambientais estiveram amplamente ativos e destacamos a finalização das entregas do Plano de Compensação da Atividade Pesqueira (PCAP). O projeto estabeleceu compensações por meio do diálogo franco com as comunidades tradicionais identificadas nos municípios da área de influência direta do Bloco BM-J-2. Após mais de um ano de atividades, o projeto foi considerado um caso de sucesso pelo próprio órgão licenciador.

Além dos programas ambientais, a QGEP deu continuidade aos projetos educacionais e de incentivo ao esporte, à educação e à cultura, como o Viva Vôlei, que manteve ao longo do ano dois núcleos de atividades, em Canavieiras e em Campinhos, ambos na Bahia, que ensinam a prática do vôlei e fornecem acompanhamento pedagógico desde 2010. A empresa firmou também a continuidade de sua parceria com o Projeto Portinari, apresentando o projeto “Portinari Para Todos” em oito municípios do estado do Rio de Janeiro.

Mantendo seu compromisso com a transparência e a gestão responsável, a Companhia publicou o seu segundo Relatório Anual de Sustentabilidade, referente ao ano fiscal de 2012, ampliando assim o diálogo com seus diversos públicos de interesse.

RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES

A política da Companhia com relação aos auditores independentes na prestação de serviços não relacionados à auditoria das demonstrações financeiras fundamenta-se em princípios que preservam a sua independência. Esses princípios baseiam-se no fato de que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais, advogar por seu cliente ou prestar quaisquer serviços que possam ser considerados restritos segundo as normas vigentes.

A Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes foi contratada pela QGEP Participações S.A. para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013. Nossos auditores independentes não prestaram outros serviços profissionais além dos serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras relacionados à Companhia e suas controladas no exercício findo em 31 de dezembro de 2013, conforme exigido pelas Normas Independentes de Contabilidade brasileira.

Rio de Janeiro, 31 de dezembro de 2013.

A Administração

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

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

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia QGEP Participações S.A. ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

"Deloitte" refere-se à sociedade limitada estabelecida no Reino Unido "Deloitte Touche Tohmatsu Limited" e sua rede de firmas-membro, cada qual constituindo uma pessoa jurídica independente. Acesse www.deloitte.com/about para uma descrição detalhada da estrutura jurídica da Deloitte Touche Tohmatsu Limited e de suas firmas-membro.

Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia QGEP Participações S.A. em 31 de dezembro de 2013, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia QGEP Participações S.A. em 31 de dezembro de 2013, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB* e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfases

Conforme descrito na Nota explicativa 2, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia QGEP Participações S.A. essas práticas diferem do IFRS, aplicável às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Conforme mencionado na Nota explicativa 1, até a presente data, a transferência do contrato de concessão de exploração de petróleo e gás natural da Companhia Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras”) referente aos blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146 (parte da concessão do BM-C-27) para a Companhia ainda depende da anuência da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”). Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

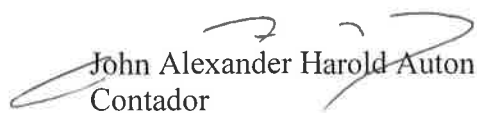
Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 24 de fevereiro de 2014


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011609/O-8


John Alexander Harold Auton
Contador
CRC 1RJ 078.183/O-2

QGEF PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
ATIVO					
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	268	665	357.765	871.322
Aplicações financeiras	4	-	-	647.954	80.947
Contas a receber	5	-	-	99.446	92.769
Estoques	7	-	-	47.769	9.403
Impostos e contribuições a recuperar	10.1	27	-	10.380	35.698
Dividendos a receber	11.2	4.310	2.428	-	-
Créditos com parceiros	6	-	-	116.185	9.453
Outros		3	107	4.724	471
Total do ativo circulante		4.608	3.200	1.284.223	1.100.063
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	9	-	-	4.167	24.231
Impostos e contribuições a recuperar	10.1	-	-	337	430
IR e CSLL diferidos	10.4	-	-	22.477	-
Investimentos	11.2	2.404.666	2.224.776	10.428	-
Imobilizado	12			1.083.459	773.188
Intangível	13	-	-	631.350	536.130
Outros ativos não circulantes		-	-	2.880	-
Total do ativo não circulante		2.404.666	2.224.776	1.755.098	1.333.979
TOTAL DO ATIVO		2.409.274	2.227.976	3.039.321	2.434.042
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		137	101	160.245	32.517
Empréstimos e financiamentos	14	-	-	238	-
Impostos e contribuição a recolher	10.2	42	37	30.059	23.795
Remuneração e obrigações sociais		38	41	19.367	11.712
Contas a pagar - partes relacionadas	8	-	-	8	85
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	8.577	9.020
Outras obrigações		-	-	15.210	12.654
Total passivo circulante		217	179	233.704	89.783
NÃO CIRCULANTE					
Provisão para abandono	16	-	-	228.894	116.462
Empréstimos e financiamentos	14	-	-	167.666	-
Total do passivo não circulante		-	-	396.560	116.462
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	24	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital		(39.873)	(26.702)	(39.873)	(26.702)
Reserva de lucros		368.623	176.383	368.623	176.383
Outros resultados abrangentes		2.191	-	2.191	-
Total do patrimônio líquido		2.409.057	2.227.797	2.409.057	2.227.797
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		2.409.274	2.227.976	3.039.321	2.434.042

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
		01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
RECEITA LÍQUIDA	17	-	-	486.088	462.306
CUSTOS	18.1	-	-	(209.899)	(182.801)
LUCRO BRUTO		-	-	276.189	279.505
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Gerais e administrativas	18.2	(3.314)	(2.839)	(68.594)	(63.285)
Equivalência patrimonial	11.2	195.469	85.179	(440)	-
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	19	-	-	(81.522)	(176.978)
Outras operacionais líquidas		-	-	-	779
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		192.155	82.340	125.633	40.021
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	20	87	128	62.050	82.477
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		192.242	82.468	187.683	122.498
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.4	-	-	22.477	(5.800)
Imposto de renda e contribuição social correntes	10.3	-	-	(17.918)	(34.230)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		192.242	82.468	192.242	82.468
RESULTADO LÍQUIDO DO PERÍODO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	24	0,74	0,31	0,74	0,31

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota explicativa	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Lucro líquido do exercício	192.242	82.468	192.242	82.468
Outros resultados abrangentes				
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	2.191	-	2.191	-
Resultado abrangente do exercício	<u>194.433</u>	<u>82.468</u>	<u>194.433</u>	<u>82.468</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Capital social integralizado	Reserva de capital		Reserva de lucros		Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
			Plano de opções de ações	Ações em tesouraria	Reserva legal	Reserva de Investimentos			
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011		2.078.116	3.731	-	6.387	87.529	-	-	2.175.763
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	82.468	82.468
Apropriação do lucro líquido do exercício:									
Reserva legal		-	-	-	4.123	-	-	(4.123)	-
Reserva para investimento		-	-	-	-	78.344	-	(78.344)	-
Ajuste acumulado de conversão		-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Ações ou cotas em tesouraria	25	-	-	(38.899)	-	-	-	-	(38.899)
Plano de opções de ações	24	-	8.466	-	-	-	-	-	8.466
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012		2.078.116	12.197	(38.899)	10.510	165.873	-	-	2.227.797
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	192.242	192.242
Apropriação do lucro líquido do exercício:									
Reserva legal		-	-	-	9.613	-	-	(9.613)	-
Reserva para investimento		-	-	-	-	182.627	-	(182.627)	-
Dividendos propostos		-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Ajuste acumulado de conversão		-	-	-	-	-	2.191	-	2.191
Ações ou cotas em tesouraria	25	-	-	(23.601)	-	-	-	-	(23.601)
Plano de opções de ações	24	-	10.430	-	-	-	-	-	10.430
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013		2.078.116	22.627	(62.500)	20.123	348.500	2.191	-	2.409.057

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEF PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota explicativa	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro líquido do exercício	192.242	82.468	192.242	82.468
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:				
Equivalência patrimonial	11.2	(195.469)	440	-
Amortização e depreciação	12/13	-	97.286	82.919
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.4	-	(22.477)	5.800
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos		-	684	2.648
Baixa de imobilizado / intangível	12/13	-	45.967	118.463
Despesa com plano de opção de ação	24	-	10.430	8.466
Provisão para imposto de renda e contribuição social	10.3	-	(17.918)	34.230
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	(443)	2.985
Instrumentos financeiros derivativos		-	19	-
Variação cambial sobre contas a pagar aquisição de bloco exploratório		-	-	(22.773)
Variação cambial e complemento sobre provisão para abandono		-	112.432	9.415
(Aumento) redução nos ativos operacionais:				
Contas a receber de clientes	5	-	(6.677)	(16.629)
Impostos a recuperar	10.1	(27)	25.411	(15.263)
Outros ativos		102	(149.371)	(10.438)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:				
Fornecedores		36	57.392	5.865
Impostos a recolher	11.2	5	32.395	2.653
Juros pagos	14	-	(412)	(3.075)
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	(8.213)	(37.526)
Partes relacionadas	8	-	(77)	(415)
Outros passivos		(4)	7.330	4.539
Caixa líquido gerado (aplicado) nas atividades operacionais		<u>(3.115)</u>	<u>376.440</u>	<u>254.332</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa restrito	9	-	20.064	36.737
Aplicações financeiras	4	-	(567.007)	49.532
Aumento de capital empresas no exterior		(109)	7.120	-
Pagamentos de investimento		2.428	(17.988)	-
Pagamentos de imobilizado	12	-	(380.812)	(104.702)
Pagamentos de intangível	13	-	(97.596)	(244.498)
Dividendos recebidos	10.2	<u>24.000</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		<u>26.319</u>	<u>(1.036.219)</u>	<u>(262.931)</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Liberação de empréstimo	14	-	167.632	-
Pagamento de financiamentos		-	-	(103.130)
Ações em tesouraria	24	(23.601)	(23.601)	(38.899)
Pagamento de dividendos		-	-	(1)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		<u>(23.601)</u>	<u>144.031</u>	<u>(142.030)</u>
Variação cambial sobre caixa e equivalente		-	2.191	-
Total da variação cambial sobre caixa e equivalente		-	2.191	-
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>(397)</u>	<u>(513.557)</u>	<u>(150.629)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		665	871.322	1.021.951
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período		<u>268</u>	<u>357.765</u>	<u>871.322</u>
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>(397)</u>	<u>(513.557)</u>	<u>(150.629)</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora (BRGAAP)		Consolidado (BRGAAP e IFRS)	
		01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
RECEITAS		-	-	994.197	691.534
Vendas de gás	17	-	-	612.804	586.053
Outras receitas		-	-	581	779
Receitas relativas à construção de ativos próprios	12	-	-	380.812	104.702
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		746	718	544.120	365.257
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	147.331	228.475
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		746	718	379.661	120.597
Outros		-	-	17.128	16.186
VALOR ADICIONADO BRUTO		(746)	(718)	450.077	326.277
DEPRECIAÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	12/13	-	-	97.286	82.919
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(746)	(718)	352.791	243.358
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		195.558	85.308	84.146	110.721
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos	11.2	195.469	85.179	(440)	-
Receitas financeiras	20	89	129	84.586	84.135
Outros		-	-	-	26.586
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		194.812	84.590	436.937	354.079
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		2.036	1.701	51.820	39.253
Benefícios		96	70	3.792	1.258
F.G.T.S		-	-	1.850	866
		2.132	1.771	57.462	41.377
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		409	340	57.934	99.654
Estaduais		-	-	54.539	55.134
Municipais		-	-	83	30
ANP (bônus + royalties)		-	-	48.768	45.649
		409	340	161.324	200.467
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		3	-	364	3.356
Aluguéis		-	-	3.224	1.074
Despesas bancárias		26	11	1.431	447
Variação monetária / cambial		-	-	20.890	24.890
		29	11	25.909	29.767
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do período		192.242	82.468	192.242	82.468
		192.242	82.468	192.242	82.468
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		194.812	84.590	436.937	354.079

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

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

1. CONTEXTO OPERACIONAL

Histórico Operacional

A QGEP Participações S.A. com sede na Avenida Almirante Barroso 52, sala 1301, Rio de Janeiro (“Companhia” ou “QGEPP”) foi constituída em 9 de março de 2010 com a razão social Latina Participações S.A., posteriormente alterada em 2 de setembro de 2010 para QGEP Participações S.A. e permaneceu sem atividades até esta data, quando a Queiroz Galvão Óleo e Gás (“QGOG”) aportou na QGEPP a totalidade de seu investimento na sociedade Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (“QGE”), passando esta última a ser sua subsidiária integral.

A 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 02 de novembro de 2012, foi constituída pela QGEP a sociedade Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Holanda, tendo como objeto social a compra, venda e locação de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás.

A QGEPP detinha participação em uma sociedade controlada indireta Manati S.A. que, em 30 de novembro de 2012 foi incorporada pela controlada direta QGEP, sua controladora integral.

Em 31 de janeiro de 2013, foi constituída a QGEP Netherlands B.V. (“QGEP Netherlands”), 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.

Em 12 de fevereiro de 2013, a QGEP vendeu a totalidade de sua participação na AFBV para a QGEP Netherlands. Esse processo não gerou ágio, perda ou ganho.

Em 21 de fevereiro de 2013, a OGX Netherlands Holding B.V e a FR Barra 1 S.à r.l., em função da parceria com a QGEP na concessão do Bloco BS-4, ingressaram na estrutura da AFBV, passando a deter 40% e 30%, respectivamente, de participação na AFBV. A QGEP Netherlands B.V., nesta mesma data, passou a deter participação de 30% na AFBV.

Em 3 de outubro de 2013, foi constituída a QGEP Internacional GmbH (“QGEP International”), com sede na cidade de Viena, Áustria, subsidiária integral da QGEPP tendo 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.

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”.

Informações sobre as operações do Grupo

Em 31 de dezembro de 2013, o Grupo apresenta em seu portfólio a participação em dezessete concessões de E&P localizadas na porção offshore da Margem Continental Brasileira. Dessas, três estão situadas na Bacia de Camamu-Almada (BCAM-40, BM-CAL-5 e BM-CAL-12, esta última composta pelos Blocos CAL-M-312 e CAL-M-372); uma na Bacia de Jequitinhonha (BM-J-2), uma na Bacia de Campos (BM-C-27A, composta pelos Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146), quatro na Bacia de Santos (Coral- em processo de devolução, BM-S-12 - com grande potencial de devolução em 2014, BM-S-8 e BS-4), uma na Bacia da Foz do Amazonas (FZA-M-90), duas na Bacia no Pará-Maranhão (PAMA-M-265 e PAMA-M-337), uma na Bacia do Ceará (CE-M-661), duas na Bacia de Pernambuco (PEPB-M-894 e PEPB-M-896) e duas na Bacia do Espírito Santo (ES-M-598 e ES-M-673). Das concessões citadas, a QGEP é operadora dos blocos BM-J-2, BS-4, FZA-M-90, PAMA-M-265, PAMA-M-337, PEPB-M-894 e PEPB-M-896, a Total E&P do Brasil Ltda (“Total”) é operadora do Bloco CE-M-661, a Statoil Brasil óleo e gás Ltda (“Statoil”) é operadora dos Blocos ES-M-598 e ES-M-673 e os demais são operados pela Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras”).

As concessões BCAM-40 e BS-4 estão na fase de produção e desenvolvimento, respectivamente. No BCAM-40 estão situados os campos de Manati e Camarão Norte, e se encontram, respectivamente, nas fases de produção e desenvolvimento da produção. No BS-4 estão situados os campos de Atlanta e Oliva e se encontram em desenvolvimento da produção. Nas concessões BM-CAL-5, BM-S-8, e BM-C-27A, estão em andamento os planos de avaliação de descoberta, enquanto na concessão BM-J-2 foi proposto um plano de avaliação de descoberta, ainda em avaliação pela ANP. Todas as demais concessões estão em períodos exploratórios.

A Concessão BM-C-27A inclui os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, todos situados em águas rasas da Bacia de Campos, a aproximadamente 70 km da costa. Está previsto a perfuração de um poço com objetivos na seção pré-sal, que depende da aprovação da ANP para a prorrogação do período do PAD desses blocos, pois a perfuração desse poço necessita de equipamentos especiais que demandam em até 24 meses para serem disponibilizados. A QGEP aguarda aprovação da ANP e demais órgãos competentes para a transferência de 30% dos direitos desta concessão.

O Campo de Manati foi desenvolvido através da perfuração de seis poços completados com Árvores de Natal Molhadas (ANM). Eles produzem para uma plataforma fixa de produção (PMNT-1) que 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).

No terceiro trimestre de 2013, submetemos à ANP uma Notificação de Descoberta do poço 1-QG-5A-BAS, prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1), localizado na seção do pré-sal da Bacia de Jequitinhonha no BM-J-2, onde operamos e detemos 100% de participação. Foi confirmada a presença de hidrocarbonetos, no entanto serão necessários testes e análises adicionais para determinar a qualidade e os volumes potenciais dessa descoberta.

Em dezembro de 2013, a QGEP encaminhou à ANP um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) para o Bloco BM-J-2 e atualmente discute com a Agência os próximos passos para o Bloco. A Companhia espera receber a aprovação da proposta durante o primeiro semestre de 2014.

Em 21 de agosto de 2013, a Companhia recebeu a aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva. O Campo de Oliva é um campo de óleo do pós-sal, localizado no Bloco BS-4, a 17 km do Campo de Atlanta. O Plano de Desenvolvimento aprovado prevê a perfuração de um poço de Aquisição de Dados de Reservatório em 2016, seguido de um teste, de forma a comprovar a estimativa de reservas e suportar a curva de produção. Também está prevista a perfuração de cinco poços de produção e três poços de injeção, todos horizontais, que serão conectados às facilidades instaladas no Campo de Atlanta. O primeiro óleo de Oliva é esperado em 2021. O Bloco BS-4 engloba ainda o Campo de Atlanta, cujo desenvolvimento já está em andamento. A QGEP é o operador do Bloco e detém participação de 30%.

O plano de desenvolvimento do Campo de Atlanta, inclui um Sistema de Produção Antecipada (SPA) que prevê a perfuração de dois poços horizontais. Em outubro de 2013, iniciamos a perfuração do primeiro poço produtor horizontal, concluído no início de 2014, com a realização de um teste de produção. O CAPEX total estimado para o SPA é de USD 460 milhões, sendo USD138 milhões líquido para a QGEP, e o primeiro óleo esta previsto para 2015-2016.

Os resultados do teste ficaram no limite superior das nossas expectativas em termos de taxas médias de produtividade e confirmaram as características do reservatório e do óleo. Atualmente, estamos perfurando um segundo poço horizontal e lançamos um processo de licitação para um FPSO.

Em 28 de agosto de 2013, o Cade aprovou a operação de compra pela OGX Petróleo e Gás S.A. dos 40% de participação da Petrobras no Bloco BS-4, na Bacia de Santos. O Bloco BS-4 tem ainda como parceiro a Barra Energia do Brasil Petróleo e gás Ltda com participação de 30%.

O consórcio do Bloco BM-S-8 decidiu renunciar a parte da área do Plano de Avaliação de descoberta que inclui o Campo Bem-Te-Vi, devido à falta de potencial econômico. Atualmente, a área remanescente é de 1.207 km².

As concessões adquiridas na 11^a rodada de licitação da ANP, nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Ceará, Pernambuco-Paraíba e Espírito Santo, estão em fase de aquisição sísmica 3D. A programação para perfuração de poços, onde temos o compromisso no primeiro período, deverá ocorrer em 2017.

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

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem:

- As demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como “Consolidado (IFRS e BR GAAP”); e
- As demonstrações financeiras individuais da controladora preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, identificadas como Controladora – BR GAAP.

As práticas contábeis adotadas no Brasil 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 demonstrações financeiras individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas demonstrações financeiras individuais não são consideradas como estando em conformidade com as IFRSs, que exigem a avaliação desses investimentos nas demonstrações financeiras separadas da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

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 demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas. 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 exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição, alienação e incorporação, conforme aplicável.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações 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 demonstrações financeiras da Companhia, em 31 de dezembro de 2013, compreendem as demonstrações 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>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
QGEF	Brasil	Direto	100%	100%
QGEF Internacional	Áustria	Direto	100%	-
QGEF Netherlands	Holanda	Indireto	100%	-

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

Uma “joint venture” é um acordo contratual através 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 QGEF 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

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Tipo de negócio</u>	<u>Porcentagem de participação - %</u>	
				<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (Joint venture)	30%	100%

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 a Petrobras 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. Estoques

Representados por ativos adquiridos de terceiros, na forma de materiais e suprimentos a serem utilizados na campanha de perfuração exploratória e de desenvolvimento. Uma vez utilizados, esses materiais são reclassificados de estoque para imobilizado. Os estoques de materiais são registrados ao custo de aquisição e ajustados, quando aplicável, ao valor de realização. (Nota explicativa 7).

2.8. 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.

2.9. 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).
- Para transações de *farm-in* em que a Companhia tem efetuado contratos para suportar financeiramente gastos exploratórios do parceiro que procedeu a venda de participação nos blocos exploratórios (“*Farmor*”) e/ou “carrego”: esses gastos compromissados são refletidos nos registros contábeis quando do respectivo progresso dos futuros gastos exploratórios.

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 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 no momento.

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.

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.

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. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e as variações cambiais apuradas são alocadas diretamente no resultado do exercício.

2.10. 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 2.9, os bens do imobilizado, intangível e, quando aplicável, outros ativos não financeiros são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável.

Quando aplicável, quando houver perda, decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor líquido de venda do ativo, esta é reconhecida no resultado do período.

A Administração da Companhia não identificou mudanças de circunstâncias, bem como evidências de que seus ativos utilizados em suas operações não são recuperáveis perante seu desempenho operacional e financeiro, e concluiu que, para 31 de dezembro de 2013, não existia necessidade de registrar qualquer provisão para perda em seus ativos.

2.11. 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 do balanço.

2.12. 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).

2.13. Apuração do resultado

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

2.14. 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.

2.15. Incentivos fiscais

Como estava localizada na área de abrangência da SUDENE, a controlada indireta Manati, incorporada pela QGEP, detinha o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicionais calculados com base no lucro da exploração durante 10 anos, começando a mesma a usufruir deste benefício desde o exercício findo em 31 de dezembro de 2008. O valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido da controlada indireta Manati até a data de sua incorporação pela QGEP. A formalização da transferência do benefício, em função da incorporação foi homologada em abril 2013. Nos termos do Decreto nº 64.214/69, a QGEP é elegível ao benefício por sucessão em virtude da incorporação de sua controlada integral Manati.

2.16. 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 24 iii.

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. No final de cada exercício, a Companhia revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão 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”.

2.17. 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.

2.18. 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.

2.19. Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: (i) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, (ii) investimentos mantidos até o vencimento, (iii) ativos financeiros “disponíveis para venda” e (iv) 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.

2.19.1. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquirido 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's, debêntures compromissadas e fundo de investimento exclusivo) e aplicações financeiras classificadas nesta categoria.

2.19.2. 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 classificado nesta categoria.

2.19.3. 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, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento dos juros seria imaterial. O Grupo possui contas a receber, caixa e depósitos bancários (na rubrica de equivalentes de caixa) classificados nesta categoria.

2.19.4. 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 os ativos financeiros registrados ao valor de custo amortizado, o valor da redução ao valor recuperável registrado corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

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.

2.20. 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.

2.20.1. 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.

2.20.2. Baixa de passivos financeiros

O Grupo baixa passivos financeiros somente quando as obrigações são extintas e canceladas ou quando vencem.

2.21. 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. As controladas sediadas na Holanda e na Áustria e a controlada em conjunto, 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).

2.21.1. 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.

2.22. 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.

2.23. 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 (normalmente com vencimento inferior a três meses) sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

Os fluxos de caixa são classificados na Demonstração dos fluxos de caixa, dependendo da sua natureza, em (i) atividades operacionais; (ii) atividades de investimento; e (iii) atividades de financiamento. As atividades operacionais englobam essencialmente os recebimentos de clientes e partes relacionadas, e os pagamentos aos fornecedores, pessoal, tributos e encargos financeiros. Os fluxos de caixa abrangidos nas atividades de investimento incluem, principalmente, aquisições e alienações de investimentos, depósitos e resgates judiciais e pagamentos e recebimentos decorrentes da compra e venda de ativos fixos. Os fluxos de caixa abrangidos nas atividades de financiamento incluem, principalmente, os pagamentos e recebimentos referentes a empréstimos e financiamentos obtidos, instrumentos financeiros derivativos e pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio.

2.24. Resultado líquido por ação

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

2.25. Novas normas, alterações e interpretações

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

A Companhia 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 exercícios sociais a serem iniciados em ou após</u>
IFRS 9 / CPC 14	Instrumentos Financeiros - Mensuração e Classificação	1º de janeiro de 2015
IAS 32 / CPC 39	Instrumentos Financeiros - Apresentação	1º de janeiro de 2014
IAS 36 / CPC01 (R1)	Redução do valor recuperável de ativos	1º de janeiro de 2014
IAS 39 / CPC 38	Instrumentos Financeiros - reconhecimento e mensuração	1º de janeiro de 2014
IFRIC 21	Taxas governamentais	1º de janeiro de 2014

- b) Normas, alterações e interpretações de normas existentes com adoção inicial a partir de 1º de janeiro de 2013.

As normas a seguir relacionadas, referentes às informações da Companhia, foram publicadas e são obrigatórias para os períodos contábeis iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013 ou em períodos subsequentes.

<u>Pronunciamento ou interpretação</u>	<u>Descrição</u>	<u>Aplicação para os exercícios sociais a serem iniciados em ou após</u>
IFRS 1 / CPC 37 (R1)	Adoção inicial das IFRSs	1º de janeiro de 2013
IFRS 7 / CPC 40 (R1)	Instrumentos Financeiros - Divulgação	1º de janeiro de 2013
IFRS 10 / CPC 36 (R3)	Demonstrações Financeiras Consolidadas	1º de janeiro de 2013
IFRS 11 / CPC19 (R2)	Negócios em Conjunto	1º de janeiro de 2013
IFRS 12 / CPC 45	Divulgação de Participação em Outras Entidades	1º de janeiro de 2013
IFRS 13 / CPC 46	Mensuração do Valor Justo	1º de janeiro de 2013
IAS 1 / CPC 26 (R1)	Apresentação das demonstrações contábeis	1º de janeiro de 2013
IAS 16 / CPC 27	Imobilizado	1º de janeiro de 2013
IAS 19 / CPC 33 (R1)	Benefícios a Empregados	1º de janeiro de 2013
IAS 27 / CPC 35 (R2)	Demonstrações Financeiras Consolidadas e Separadas	1º de janeiro de 2013
IAS 28 / CPC 18 (R2)	Investimentos em Coligadas e Controladas	1º de janeiro de 2013
IAS 34 / CPC 21 (R1)	Demonstrações Financeiras Intermediárias	1º de janeiro de 2013
IFRIC 20	Custos na fase de produção	1º de janeiro de 2013

Com relação ao CPC 36 (R3), CPC 19 (R2) e CPC 45, conforme descrito nas notas explicativas 2.3 e 2.4, o critério contábil seguido para controladas em conjunto foi adotado pela Administração a partir de 1º de janeiro de 2013, sem efeitos retroativos, considerando as datas de constituição dessas controladas.

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, a avaliação de instrumentos financeiros e determinação do valor justo dos instrumentos financeiros derivativos, entre eles os ativos financeiros mantidos até o vencimento.

As estimativas e premissas são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às 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 vencimento. O valor contábil dos ativos financeiros mantidos até o vencimento em 31 de dezembro de 2013 é de R\$4.167. 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. A Nota explicativa 23 oferece 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.

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 anualmente, ao encerramento de cada período. 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 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 Administração. Estas projeções e previsões preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas as taxas de câmbio, o volume de produção, gastos exploratórios e compromissos 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

As provisões para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são registradas e/ou divulgadas, a menos que a possibilidade de perda seja considerada remota por nossos consultores jurídicos. As contingências encontram-se dispostas em nota explicativa das demonstrações financeiras (Nota explicativa 15).

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das demonstrações financeiras é feita quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado. 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 exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

3.2.5. Amortização do ativo imobilizado e intangível e provisão para abandono e desmantelamento de áreas

As estimativas de reservas provadas e de reservas prováveis são periodicamente 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 a Companhia assuma posições sobre condições futuras que são incertas, incluindo preços futuros 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 registradas.

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 do ativo imobilizado e das análises de *impairment*.

A metodologia de cálculo dessa provisão de abandono consiste em estimar na data base de apresentação quanto a Companhia 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 de variação cambial alocadas diretamente no resultado (Nota explicativa 16).

Os gastos de exploração (gastos com perfurações bem sucedidos ou em avaliação) e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na Nota explicativa 2.9. 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 no lucro e resultado paga aos colaboradores (incluindo pessoal chave) é baseado 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.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

a) Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Caixa e depósitos bancários	31	7	36.654	3.562
CDB's e debêntures	237	658	75.283	150.732
Fundo de investimento exclusivo	-	-	245.828	717.028
Total	<u>268</u>	<u>665</u>	<u>357.765</u>	<u>871.322</u>

O caixa e equivalente de caixa estão concentrados em certificados de depósitos bancários pós-fixados (CDB), operações compromissadas (lastro em debêntures), investimentos em fundo exclusivo e *time deposit* de curto prazo, atreladas ao dólar-americano (na investida QGEP B.V.). Com exceção dos *times deposit*, a rentabilidade está indexada à variação da taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI) possuindo alta liquidez, sem risco de variação significativa do principal e rendimentos quando do resgate.

Composição do fundo:

<u>Produto</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Compromissada (debêntures)	40.991	210.604
CDB/ CDI (pós-fixado)	<u>204.837</u>	<u>506.424</u>
Títulos classificados em equivalentes de caixa	<u>245.828</u>	<u>717.028</u>

b) Aplicações financeiras

	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Fundo de investimento exclusivo	<u>647.954</u>	<u>80.947</u>
Total	<u>647.954</u>	<u>80.947</u>

A Companhia possui um fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de aplicação, que aplica em cotas de fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados a Selic, e privados indexados à variação da taxa do CDI, e um fundo cambial com o objetivo de atender a política de proteção da empresa. As carteiras dos fundos de investimentos exclusivos são compostas pelos títulos e saldos demonstrados abaixo:

Composição do fundo:

<u>Produto</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
CDB/CDI (pós-fixado)	58.493	-
Títulos públicos (LFT / NTN)	247.186	29.611
Títulos públicos (LFT - Fundo cambial)	159.449	-
Letras Financeiras (Alfa, Banco do Brasil, Banrisul, Bradesco, CEF, HSBC, Itaú, Santander e Votorantim)	<u>182.826</u>	<u>51.336</u>
Títulos classificados em aplicações financeiras	<u>647.954</u>	<u>80.947</u>

c) Rentabilidade média

A rentabilidade média dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente a 102,32% do CDI Selic no acumulado do exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

A variação do fundo cambial em relação à PTAX desde a data da aplicação, em agosto de 2013, foi de 0,36 pontos percentuais no acumulado do exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

5. CONTAS A RECEBER

A QGEP tem um contrato de longo prazo a partir de 2007 (vencimento até julho/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.

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

6. CRÉDITOS COM PARCEIROS

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

Do montante de R\$116.185 registrados em 31 de dezembro de 2013 (R\$9.453 em 31 de dezembro de 2012), R\$83.145 referem-se a parcela do consorciado OGX e o restante de outros consorciados e consórcios (R\$33.040). Até 20 de dezembro de 2013 foram cobrados do parceiro OGX através de “cash calls” o montante de R\$73.125, os quais encontravam-se vencidos em 31 de dezembro de 2013, e foram suportados pelos 2 consorciados adimplentes em 50% cada. Em janeiro de 2014, estes valores foram ressarcidos pela OGX e integralmente quitados.

Em 26 de dezembro de 2013 foi emitido um novo “cash call” no montante de R\$26.200 referentes a parcela da OGX em gastos incorridos e a incorrer pelo consórcio BS-4 cujo vencimento era 11 de janeiro de 2014. Este foi liquidado pela OGX em 21 de fevereiro de 2014 com incidência de juros.

Considerando a atual situação do parceiro OGX, a qual se encontra em recuperação judicial, a QGEP e a consorciada Barra Energia notificaram tanto a OGX como o órgão regulador ANP sobre a situação de inadimplência daquele parceiro no consórcio BS-4 durante 2013, conforme representações emitidas em novembro e dezembro de 2013, respectivamente.

Em 18 de dezembro de 2013, a diretoria da ANP solicitou que a OGX até início de março de 2014 apresente defesa comprovando sua condição adimplente no consórcio BS-4, bem como sua capacidade financeira para fazer frente às obrigações contraídas nos contratos de concessão firmados com a ANP, sob pena de cessão compulsória de seus direitos de participação.

Em paralelo as notificações apresentadas e descritas acima, as consorciadas vêm discutindo alternativas para o ressarcimento dos gastos efetuados em suporte a OGX, em bases mensais bem como, pela continuidade dos investimentos esperados pelas partes para a manutenção do projeto (Nota explicativa 1).

Quanto ao montante de R\$33.040 remanescentes totalizando R\$116.185 registrados como créditos com parceiros, os mesmos não possuem inadimplências ou atrasos.

7. ESTOQUES

	Consolidado	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Materiais	47.769	9.403

A variação refere-se basicamente a compra de materiais necessários à execução da campanha de perfuração exploratória e em desenvolvimento do BS-4.

8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas, 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>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
<u>Ativo - não circulante</u>		
Contas a receber - AFBV. (a)	479	-

	Consolidado	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
<u>Passivo - circulante</u>		
Contas a pagar - QGOG (b)	8	85

	Consolidado	
	<u>01/01/2013</u>	<u>01/01/2012</u>
	<u>a 31/12/2013</u>	<u>a 31/12/2012</u>
<u>Resultado</u>		
Despesas gerais e administrativas (b)	631	962
Despesas financeiras (c)	-	194

- (a) Refere-se a serviços prestados pela QGEF para AFBV com relação a consultoria técnica para aquisição pela controlada no exterior de equipamentos *subsea* (árvore de natal molhada e VSD).
- (b) Decorrente de prestação de serviços administrativos que a QGOG prestou à Manati, até a sua incorporação, e presta à QGEF. 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% a.m..
- (c) Refere-se aos encargos financeiros sobre as fianças dos empréstimos junto ao BNB/BNDES obtidas com a Queiroz Galvão S.A., cujos financiamentos foram liquidados em 15 de maio de 2012.

8.1. Remuneração dos Administradores

Inclui a remuneração fixa (salários e honorários, férias, 13º salário e previdência privada), 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	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Benefícios de curto prazo	2.551	2.074
	Consolidado	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Benefícios de curto prazo	9.144	14.362
Plano de opção de ações	5.876	5.012

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	
	31/12/2013	31/12/2012
Fundo da provisão de abandono (a)	<u>4.167</u>	<u>24.231</u>
Total caixa restrito	<u>4.167</u>	<u>24.231</u>

- (a) O fundo de abandono é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o pagamento da provisão para abandono do Campo de Manati (fundo de abandono - vide nota explicativa 16) e são integralmente aplicadas no Banco Bradesco. A rentabilidade média do fundo foi equivalente a 10,17% no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 (9,19% no exercício findo em 31 de dezembro de 2012).

Em 2013 a Companhia resgatou parte do investimento devido ao abandono do poço descobridor 1 BAS-128, conforme descrito na Nota explicativa 16.

10. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

10.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Consolidado	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Antecipação IR e CS	-	5.168
IRRF sobre aplicação financeira (*)	9.676	13.258
Imposto a recuperar	426	16.581
Outros	<u>615</u>	<u>1.121</u>
Total	<u>10.717</u>	<u>36.128</u>
Circulante	<u>10.380</u>	<u>35.698</u>
Não circulante	<u>337</u>	<u>430</u>

(*) Refere-se basicamente a créditos referentes ao sistema de cobrança semestral do imposto de renda sobre a rentabilidade das carteiras, denominado “come cotas”. A retenção desse imposto é calculada tomando como base a menor alíquota de cada tipo de fundo (alíquota de 20% para os fundos de curto prazo e de 15% para os fundos de longo prazo).

10.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
ICMS (a)	-	-	5.170	4.468
Contribuição social	-	-	1.534	-
IRRF	42	37	1.233	644
PIS/COFINS (a)	-	-	13.788	12.709
Royalties (b)	-	-	3.309	3.130
Participação especial (b)	-	-	2.946	2.581
Outros	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.079</u>	<u>263</u>
Total circulante	<u>42</u>	<u>37</u>	<u>30.059</u>	<u>23.795</u>

- (a) Débitos referentes basicamente aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati.
- (b) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati, conforme descrito na Nota explicativa 21.

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

	Controladora	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Resultado antes do IR e CSLL	192.242	82.468
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(65.362)	(28.039)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Equivalência patrimonial	<u>66.459</u>	<u>28.961</u>
Prejuízos fiscais não ativados (a)	<u>(1.094)</u>	<u>(922)</u>
Despesas indedutíveis /receita não tributável		
Permanentes	-	-
Temporárias	(3)	-
Imposto de renda /contribuição social diferidos	<u>-</u>	<u>-</u>
Imposto de renda /contribuição social correntes	<u>-</u>	<u>-</u>

- (a) Referente a 100% dos prejuízos fiscais e base negativa da QGEPP. Em 31 de dezembro de 2013 a QGEPP possuía prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$66.523 (R\$63.307 em 31 de dezembro de 2012), sendo que a QGEPP não registra ativos diferidos de imposto de renda e 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.

	Consolidado	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Lucro antes do IR e CSLL	187.683	122.498
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(63.812)	(41.650)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Incentivos fiscais (a)	42.771	43.720
Despesas indedutíveis /receita não tributável:		
Permanentes (c)	(4.553)	(29.214)
Temporais (d)	5.239	3.741
Prejuízos fiscais não ativados (b)	23.411	(16.627)
Prejuízos fiscais ativados (e)	<u>1.503</u>	<u>-</u>
Imposto de renda e contribuição social	4.559	(40.030)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	22.477	(5.800)
Imposto de renda/contribuição social correntes	(17.918)	(34.230)

- (a) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações do Campo de Manati (Nota explicativa 2.15).

- (b) Em 31 de dezembro de 2013 a controlada QGEP utilizou, em sua totalidade, seus prejuízos fiscais no montante de R\$ 71.211. Com relação à base negativa da contribuição social, o valor da base negativa em 31 de dezembro é de R\$ 16.698 (R\$ 91.169 em 31 de dezembro de 2012).
- (c) Em 31 de dezembro de 2013, a principal adição refere-se ao stock option.
- (d) Em 31 de dezembro de 2013, as principais adições referem-se a amortização e atualização da provisão de abandono, realização do abandono do poço 1-BAS-128 localizado no Campo de Manati e reversão de participação especial.
- (e) A investida QGEP registrou em dezembro de 2013 créditos fiscais de contribuição social decorrente de bases negativas de contribuição social existentes, por apresentar histórico de lucratividade futura, bem como constituiu ativos diferidos de imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro líquido sobre as adições temporárias.

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 exercícios futuros para cálculo dos impostos, bem como calculamos a contribuição social diferida sobre o saldo de base negativa acumulada de exercícios anteriores.

	<u>Consolidado</u>
<u>ATIVO</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2012	-
Diferenças temporárias geradas por provisões:	
Provisão para Baixa do poço	15.408
Participação nos lucros e resultados	5.238
Base negativa CSLL	1.503
Provisões a pagar fornecedores	<u>328</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>22.477</u>

A Companhia estima que o ativo fiscal diferido será realizado nos próximos 12 meses na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos em projeções efetuadas, pela Administração.

10.5. Medida Provisória 627/2013

A Administração efetuou uma avaliação preliminar das disposições contidas na Medida Provisória 627, de 11 de novembro de 2013 (“MP 627”) e Instrução Normativa 1397, de 16 de setembro de 2013, alterada pela IN 1422 de 19 de dezembro de 2013 (“IN 1397”). Embora a MP 627 entre em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015, há a possibilidade de opção (de forma irretratável) pela sua aplicação a partir de 1º de janeiro de 2014.

Tendo em vista as diversas discussões e incertezas ainda existentes no mercado acerca da interpretação das disposições supracitadas, a Administração ainda não concluiu se irá ou não efetuar a opção pela adoção antecipada em 2014. Baseada na avaliação preliminar realizada e no atual entendimento do mercado, a Administração entende que não haverá efeitos materiais nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

11. INVESTIMENTOS

11.1. Composição

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

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

11.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Os dados dos investimentos e as informações financeiras para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas são (em R\$):

	<u>QGEPP</u>	<u>QGEPP GmbH</u>	<u>QGEPP B.V.</u>	<u>AFBV</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1	1.000	3.000
Percentual de participação direta	100%	100%	100%	30%
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	109	2	23
Patrimônio líquido	2.404.567	99	24.592	35.998
Resultado do exercício	195.482	(13)	(725)	(1.458)
Ativo	3.038.716	107	24.801	39.586
Passivo	634.150	9	209	4.678
Receita líquida	486.088	-	-	-

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

A movimentação dos investimentos da QGEPP apresentados nas demonstrações financeiras individuais e consolidado, é como segue:

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>
	<u>QGEPP</u> <u>R\$</u>	<u>QGEPP</u> <u>International</u> <u>R\$</u>	<u>QGEPP B.V e</u> <u>AFBV</u> <u>R\$</u>
Patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2012	2.224.776	-	-
Aumento de capital	-	109	7.120
Plano de opção de ações	10.430	-	-
Pagamento de dividendos intermediários (a)	(24.000)	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios	(4.310)	-	-
Ajustes acumulados de conversão	2.189	3	3.748
Resultado de equivalência patrimonial (b)	<u>195.482</u>	<u>(13)</u>	<u>(440)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>2.404.567</u>	<u>99</u>	<u>10.428</u>

- (a) A controlada QGEP distribuiu dividendos intermediários do saldo da reserva de investimentos de 31 de dezembro de 2012, conforme aprovação em AGE, citada abaixo, com finalidade da QGEPP custear a recompra de ações para manutenção em tesouraria e posteriormente atender o Plano de Outorga de opção de compra de ações (Notas explicativas 24 iii):

	<u>Data da aprovação</u>	<u>Valor aprovado</u>
Assembléia Geral Extraordinária	25/06/2013	<u>24.000</u>
Total		<u>24.000</u>

- (b) Resultado apurado pelas investidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

11.3. Informações sobre as controladas e negócios em conjunto

- Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.

Foi constituída em 16 de outubro de 2009 com a razão social Chania Participações S.A., posteriormente alterada em 14 de maio de 2010 para Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. e permaneceu sem atividades até 2 de julho de 2010 quando a QGOG) aportou na QGEP ativos líquidos referentes as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

A QGEP tem como 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, participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins relacionadas com óleo e gás, seja como sócia ou acionista ou ainda por meio de outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

- QGEP Netherlands B.V.

Controlada integral da QGEP, com sede na cidade de Roterdã, na Holanda. e tem como objeto social incorporar, gerenciar e supervisionar empresas; realizar todos os tipos de atividades industriais e comercial; bem como todas e quaisquer coisas que estejam relacionadas às atividades descritas.

- Atlanta Field B.V.

Controlada indireta da QGEP e direta da QGEP Netherlands com os sócios OGX Netherlands Holding B.V. e FR Barra 1 S.À R.L., é uma companhia holandesa de e 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.

- QGEP International GmbH

Controlada direta da QGEPP, é uma companhia austríaca e 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.

12. IMOBILIZADO

		Consolidado			
	Taxa de depreciação e amortização %	31/12/2013			31/12/2012
		Custo	Depreciação e amortização	Líquido	Líquido
<u>Segmento corporativo</u>					
Móveis e utensílios	10%	1.943	(224)	1.719	552
Veículos	20%	1.034	(368)	666	634
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	7.226	(1.237)	5.989	933
Computadores – <i>Hardware</i>	20%	2.062	(591)	1.471	784
Terrenos	-	120	-	120	-
Adiantamento para aquisição imobilizado	-	-	-	-	635
Subtotal		<u>12.385</u>	<u>(2.420)</u>	<u>9.965</u>	<u>3.538</u>
<u>Segmento de <i>upstream</i></u>					
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	456.509	-	456.509	296.920
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)	(iii)	16.844	(13.826)	3.018	4.723
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv)	-	103.112	-	103.112	14.097
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	(iii)	<u>956.001</u>	<u>(445.146)</u>	<u>510.855</u>	<u>453.910</u>
Subtotal		<u>1.532.466</u>	<u>(458.972)</u>	<u>1.073.494</u>	<u>769.650</u>
Total		<u>1.544.851</u>	<u>(461.392)</u>	<u>1.083.459</u>	<u>773.188</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, o qual já está em fase de produção.
- (iii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (Nota 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.

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 31/12/2012	4.545	296.920	16.844	14.097	805.667	1.138.073
(+) Adições do exercício	7.889	203.637 (a)	-	89.290 (b)	150.334 (c)	451.150
(-) Baixas do exercício	(49)	(44.048) (d)	-	(275)	-	(44.372)
Saldo em 31/12/2013	<u>12.385</u>	<u>456.509</u>	<u>16.844</u>	<u>103.112</u>	<u>956.001</u>	<u>1.544.851</u>

Principais adições e baixas referem-se: (a) BM-J-2 no montante de R\$197.699, (b) BS-4 no montante de R\$89.290, que incluem gastos com serviços de perfuração, (c) parada programada no Campo de Manati no montante de R\$6.492 e revisão das estimativas utilizadas na constituição da provisão de abandono no montante de R\$138.317 e (d) Baixa do poço SCS-13 localizado no Bloco BM-S-12 no montante de R\$40.684 e dos poços Bem te vi e do poço de extensão de Carcará, ambos localizados no Bloco BM-S-8, nos montantes de R\$325 e R\$3.039, respectivamente.

<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 31/12/2012	(1.007)	(12.121)	(351.757)	(364.885)
(-) Adições do exercício	(1.429)	(1.705)	(93.389)	(96.523)
(+) Baixas do exercício	<u>16</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16</u>
Saldo em 31/12/2013	<u>(2.420)</u>	<u>(13.826)</u>	<u>(445.146)</u>	<u>(461.392)</u>

13. INTANGÍVEL

	<u>Consolidado</u>			
	<u>Custo</u>	<u>Amortização</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	529.399	-	529.399	529.399
Bônus de assinatura (ii)	97.675	-	97.675	4.364
Software	<u>5.584</u>	<u>(1.308)</u>	<u>4.276</u>	<u>2.367</u>
Total	<u>632.658</u>	<u>(1.308)</u>	<u>631.350</u>	<u>536.130</u>

- (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 (US\$175.000) 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 (US\$157.500).
- (ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP os quais não estão sendo amortizados, pois se referem as áreas de concessão em fase exploratória (Nota Explicativa 21).

	<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 31/12/2012	529.399	4.364	2.367	536.130
(+) Adições (custo)	-	94.907 (a)	2.688	97.595
(-) Baixas (custo)	-	(1.596) (b)	-	(1.596)
(-) Adições (amortização)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(779)</u>	<u>(779)</u>
Saldo em 31/12/2013	<u>529.399</u>	<u>97.675</u>	<u>4.276</u>	<u>631.350</u>

- a) Principais adições referem-se ao bônus de assinatura dos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitação da ANP ocorrida em 14 de maio de 2013.
- b) Baixa do bônus de assinatura do Bloco BM-S-12.

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

O empréstimo destina-se, principalmente, a investimentos em projetos de avaliação e/ou desenvolvimento de reservas de petróleo e gás natural e dispêndio de capital normal para a perfuração e outros serviços relacionados às atividades fins da Companhia.

	Consolidado				
	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>Encargos</u>	<u>Forma de pagamento</u>	<u>Vencimento</u>
<u>Moeda nacional</u>					
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos					
	<u>169.563</u>	=	Subcrédito A: 3,5% a.a Subcrédito B: 5% a.a	Mensal	Set/2023
Total	<u>169.563</u>	=	- 6,5% a.a. +TJLP	Mensal	Set/2023
Circulante	238	-			
Não circulante	<u>169.325</u>	=			
Total consolidado	<u>169.563</u>	=			

Descrição Dez-13

TJLP anual 5,00%

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo em 31/12/2012	-
(+) Captações	169.325
(+) Adições de juros	650
(-) Amortização de juros	(412)
Total antes do custo do empréstimo	169.563
(-) Custo do empréstimo	(1.659)
Saldo final em 31/12/2013	<u>167.904</u>
Circulante	<u>238</u>
Não circulante	<u>167.666</u>

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

<u>Vencimentos</u>	<u>31/12/2013</u>
2016	7.968
2017	23.905
2018	23.905
2019 à 2023	<u>113.547</u>
Total	<u>169.325</u>

De acordo com os termos do contrato, o principal da dívida deve ser pago a FINEP 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 à 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.

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), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas, consequentemente nenhuma provisão foi constituída no exercício apresentado nas demonstrações financeiras.

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\$581. A Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (“QGEP”) sucessora por incorporação da Manati S.A. pode ser responsável por 45% de uma eventual contingência, na proporção de sua participação em cada contrato de concessão, podendo envolver de reparação de danos e a responsabilidade ambiental.

IRRF e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de Imposto de renda retido na fonte - IRRF e contribuições de intervenção no domínio econômico - CIDE sobre remessas para pagamentos de afretamentos de plataformas. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. Os valores em discussão montam a quantia de R\$31.888 referente a participação da QGEP.

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, 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 a findar em 31 de dezembro de 2013, e aprovadas pelos consorciados, conforme notas explicativas 2.9 e 3.2.5. Em 31 de dezembro de 2013, esta provisão reflete a revisão das estimativas dos gastos a serem incorridos, incluindo e não limitados, com: (i) tamponamento dos poços; e (ii) remoção das linhas e dos equipamentos de produção.

Movimentação da Provisão para Abandono no exercício findo em 31 de dezembro de 2013:

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	116.462
Adições de provisão (a)	148.599
Baixa abandono de poço (b)	(57.753)
Variação cambial/outros	<u>21.586</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2013	<u>228.894</u>

(a) Complemento de provisão em função da revisão das estimativas - Campo de Manati e constituição em dezembro de 2013 da provisão de abandono do Campo de Atlanta, localizado no Bloco BS-4, tendo em vista o início da fase de desenvolvimento.

(b) Refere-se ao abandono do poço descobridor 1-BAS-128, localizado no Campo de Manati.

A contrapartida do complemento de provisão de abandono foi efetuada na rubrica de imobilizado no grupo “gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás”, sendo o efeito da variação cambial registrado como resultado financeiro líquido.

17. RECEITA LÍQUIDA

	<u>Consolidado</u>	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Receita bruta	<u>612.804</u>	<u>586.053</u>
PIS	(9.829)	(9.402)
COFINS	(45.273)	(43.312)
ICMS	(54.510)	(54.870)
Descontos - reduções contratuais	<u>(17.104)</u>	<u>(16.163)</u>
Total de deduções	<u>(126.716)</u>	<u>(123.747)</u>
Receita líquida	<u>486.088</u>	<u>462.306</u>

18. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

18.1. Custos

	Consolidado	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Custos de extração (i)	(65.518)	(49.437)
<i>Royalties</i> e participação especial	(47.746)	(45.649)
Pesquisa e desenvolvimento	(1.542)	(5.859)
Amortização e depreciação	<u>(95.093)</u>	<u>(81.856)</u>
Total	<u>(209.899)</u>	<u>(182.801)</u>

(i) Inclui o valor de R\$14.834 referente ao custo de manutenção no Campo de Manati.

18.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Pessoal	(2.542)	(2.111)
Serviços contratados de terceiros	(369)	(336)
Seguros	-	(35)
Impostos e taxas	(25)	(10)
Anúncios e publicações	(234)	(198)
Manutenção	(5)	(13)
Outras despesas	<u>(139)</u>	<u>(136)</u>
Total	<u>(3.314)</u>	<u>(2.839)</u>

	Consolidado	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Pessoal (a)	(66.724)	(54.860)
Serviços contratados de terceiros	(10.452)	(8.167)
Seguros	(951)	(832)
Impostos e taxas (b)	(2.050)	(930)
Anúncios e publicações	(1.240)	(1.167)
Patrocínio	(760)	(1.709)
Serviços compartilhados	(631)	(1.224)
Depreciação	(2.210)	(1.063)
Manutenção	(1.083)	(1.072)
Outras despesas	(5.504)	(5.086)
Alocação de projetos E&P (c)	<u>23.011</u>	<u>12.825</u>
Total	<u>(68.594)</u>	<u>(63.285)</u>

(a) Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foi registrado R\$15.407 referente ao pagamento de participação nos lucros.

(b) Em 2013, o valor de R\$1.022 refere-se à taxa de participação na 11ª rodada de licitação da ANP.

(c) Saldo referente ao rateio de despesas relacionadas ao Bloco BS-4, o qual a Companhia é operadora com 30% de participação, sendo o remanescente relacionado aos seus parceiros.

19. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Referem-se a custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais, entre outros. Do montante de R\$81.522 em 31 de dezembro de 2013, R\$42.280 e 3.039 referem-se, respectivamente, aos gastos exploratórios do poço SCS-13 localizado no Bloco BM-S-12 que não apresentou zona potencialmente produtora e o poço de extensão de Carcará, localizado no Bloco BM-S-8, e R\$18.704 refere-se a sísmica referente as novas aquisições. Do saldo de R\$176.978 em 31 de dezembro de 2012, R\$162.133 refere-se aos gastos exploratórios do poço seco Ilha do Macuco (R\$81.513 baixados do imobilizado e R\$38.593 contabilizados diretamente no resultado) e do prospecto Jequitibá (R\$36.557 baixados do imobilizado e R\$619 contabilizados diretamente no resultado), localizados nos blocos BM-S-12 e BM-CAL-5, respectivamente, por não terem apresentado zonas potencialmente produtoras.

20. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Consolidado	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Juros de aplicações financeiras	89	129
Despesas financeiras	<u>(2)</u>	<u>(1)</u>
Total	<u>87</u>	<u>128</u>

	Consolidado	
	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
Juros de aplicações financeiras	84.586	84.135
Juros de empréstimos e financiamentos e despesas financeiras (a)	(1.646)	(3.356)
Variações cambiais, líquidas:		
Derivativos (b)	748	(11.490)
Provisão para abandono (nota explicativa 16)	(21.586)	(9.415)
Contas a pagar - Atlanta e Oliva (BS-4) (c)	-	22.773
Outros	<u>(52)</u>	<u>(170)</u>
Total	<u>62.050</u>	<u>82.477</u>

- (a) O saldo em 31 de dezembro de 2012 está líquido de R\$244 de bônus de adimplência conforme previsto nos contratos de empréstimos e financiamentos.
- (b) Em 2012 a Companhia contratou instrumentos derivativos, NDF's (Non Deliverable Fowards) no valor nominal total de US\$70.000, com o objetivo de reduzir a exposição às oscilações do dólar, referente a aquisição de 30% do bloco BS-4. Em 2 de março de 2012 a Companhia efetuou o pagamento complementar de 90% do preço de aquisição e com isso, liquidou os instrumentos derivativos (NDFs).

Em 2013, a Companhia contratou instrumentos derivativos, call option no valor nominal total de US\$1.080 e NDF's (Non Deliverable Fowards) no valor nominal total de US\$3.510, com o objetivo de reduzir a exposição às oscilações do dólar em relação ao valor a pagar em reais, referente à contratação da sonda para perfuração do poço 1-QG-5A localizado no Bloco BM-J-2. Em setembro e outubro de 2013, a Companhia efetuou a liquidação das NDF's e do call option, respectivamente, apurando um resultado financeiro de R\$748.

- (c) Reflete o efeito de variação cambial sobre o passivo decorrente da aquisição da participação no BS-4 em 2012.

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	%
Desativado	Santos	Coral	15/09/2000	Petrobras (operador)	35
				Queiroz Galvão Exploração e Produção	15
				Panoro Energy	35
				Brasoil	15
Desenvolvimento e Produção	Camamu BCAM-40	Manati Camarão Norte	06/08/1998	Petrobras (operador)	35
				Queiroz Galvão Exploração e Produção	45
				Panoro Energy	10
				Brasoil	10
Exploração	Santos	Atlanta e Oliva (BS-4)	06/08/1998	OGX	40
				Barra Energia	30
				Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	30
	Camamu- Almada	BM-CAL-5	28/09/2001	Petrobras (operador)	72,5
				Queiroz Galvão Exploração e Produção	27,5
	Camamu - Almada	CAL-M-312 CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador)	60
				Queiroz Galvão Exploração e Produção EP Energy(ii)	20 20
	Campos	BM-C-27 A (i)	26/11/2003	Petrobras (operador)	70
				Queiroz Galvão Exploração e Produção	30
	Santos	BM-S-12	29/08/2001	Petrobras (operador)	70
				Queiroz Galvão Exploração e Produção	30
	Santos	BM-S-8	15/09/2000	Petrobras (operador)	66
				Petrogal	14
				Barra Energia	10
				Queiroz Galvão Exploração e Produção	10
	Jequitinhonha	BM-J-2	02/09/2002	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
				Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	35
	Foz do Amazonas	FZA-M-90 (iii)	30/08/2013	Premier Oil	35
				Pacific Brasil	30
	Espírito Santo	ES-M-598 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção	20
				Statoil Brasil (operador)	40
	Espírito Santo	ES-M-673 (iii)	30/08/2013	Petrobras	40
				Queiroz Galvão Exploração e Produção	20
	Pará- Maranhão	PAMA-M-265 (iii)	30/08/2013	Statoil Brasil (operador)	40
				Petrobras	40
	Pará- Maranhão	PAMA-M-337 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	30
				Pacific Brasil	70
	Ceará	CE-M-661 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	50
				Pacific Brasil	50
	Ceará	CE-M-661 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção	25
				Total (operador)	40

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
				OGX	35
	Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-894 (iii)	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-896 (iii)	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70

- (i) A QGEF aguarda aprovação da ANP e demais órgãos competentes para a transferência de 30% dos direitos desta concessão.
- (ii) Em processo de transferência pela ANP para Petrobras.
- (iii) Em 14 de maio de 2013, a controlada Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. adquiriu participação em 8 blocos na 11ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A QGEF desembolsou R\$94,9 milhões em bônus de assinatura pela participação em 8 blocos exploratórios, sendo o operador em 5 concessões. O investimento em aquisição de dados sísmicos líquido para a QGEF está estimado em aproximadamente US\$30-40 milhões nos próximos dois anos. Adicionalmente, estão previstos pelo menos quatro poços exploratórios, que devem ser perfurados a partir de 2017. Os blocos adquiridos pela QGEF estão distribuídos ao longo de cinco diferentes bacias e possuem área total de 5.785km².

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 (% QGEF) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km²	Royalties	Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	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
Coral	-	2000	-	43,915	8,5%	200,00	400,00	2.000,00
BM-CAL-5	-	2001	1.146	341,700	10%	152,43	304,86	1.524,30
BM-J-2	18,7	2002	855	742,051	10%	174,43	348,86	1.744,30
CAL-M-312	2,2	2004	205	745,851	10%	239,00	478,00	2.390,00
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	49,0	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	507,200	10%	31,25	62,50	312,50
CE-M-661	33,9	2013	10.116	760,900	10%	31,25	62,50	312,50
BM-S-8	-	2000	-	2.089,000	10%	396,02	792,04	3.960,20
BM-C-27 A	-	2003	-	257,888	10%	610,61	1.221,22	6.106,10
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	2000	-	199,6	7,8%	200,00	400,00	2.000,00
Total	<u>235,4</u>		<u>97.675</u>					

Em 31 de dezembro de 2013, os compromissos remanescentes relativos a Programas exploratórios mínimos, (“PEM”) das concessões mencionadas na tabela acima, compreendem a perfuração de 1 poço pioneiro, no BM-CAL-12 (Bloco CAL-M-372), previstos para iniciar em 2014. Nos blocos adquiridos na 11ª rodada de licitação da ANP, 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 2017.

Os compromissos com avaliação de descoberta compreendem: (i) a perfuração de um poço no BM-CAL-5, previsto para o final de 2015, (ii) perfuração de dois poços (Carcará e Guanxuma), a realização de um teste de formação e de um teste de longa duração no BM-S-8, e (iii) perfuração de um poço no BM-C-27 A, previsto para 2015.

A controlada QGEP detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de desmantelamento de suas instalações. Em 31 de dezembro de 2013, o montante da provisão de abandono é de R\$228.894 (Nota explicativa 16).

Os seguintes pagamentos de participações governamentais e de terceiros estão previstos para a QGEP (empresa que incorporou a Manati):

- Royalties - Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. No exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foram provisionados R\$37.292 de royalties referentes à produção do campo Manati dos quais R\$3.309 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, 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 exercício findo em 31 de dezembro de 2013 foram registrados R\$10.454 de participação especial, esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos, dos quais R\$2.946 permanecem no passivo a pagar naquela data.
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foram desembolsados os montantes de R\$1.634 para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 registrados na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios.

b) Informações sobre as reservas (não auditadas)

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

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

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

A reserva de gás estimada está apresentada conforme abaixo:

Reserva
total campo
(MMm³)
(não auditado)

Reserva provada estimada em 31/12/2013 (*)

9.690

(*) Baseado em estimativas dos engenheiros de petróleo da Companhia. A reserva provada foi estimada a partir da reserva certificada em 2012 por peritos especialistas e deduzidas das produções mensais até o referido período.

c) Garantias

Em 31 de dezembro de 2013, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia, junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e B combustíveis - ANP no total de R\$299.140. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$235.312, e operação de desativação do sistema de produção antecipada no Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$63.828.

22. COMPROMISSOS

Em 31 de dezembro de 2013 o Grupo, possuía contratado junto aos fornecedores que envolvem prestação de serviços de consultoria técnica, fornecimento de materiais e fornecimento e operação de equipamentos com vencimentos diversos para campanha exploratória e desenvolvimento em um montante aproximado de R\$191.027 (*) que serão desembolsados até o final do exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

(*) Este montante representa a participação da QGEP nos consórcios constituídos.

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

	31/12/2013			
	Controladora		Consolidado	
	Valor <u>contábil</u>	Valor <u>justo</u>	Valor <u>contábil</u>	Valor <u>justo</u>
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito (i)	-	-	4.167	4.167
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	268	268	36.654	36.654
Contas a receber (ii)	-	-	99.446	99.446
Partes relacionadas	-	-	479	479
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (iii)	-	-	321.111	321.111
Aplicações financeiras (iii)	-	-	647.954	647.954
<u>Passivos financeiros</u>				
Fornecedores (ii)	137	137	160.245	160.245
Partes relacionadas	-	-	8	8
Empréstimos e financiamentos	-	-	167.904	162.355

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 (“*nonperformance 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, fluxo 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:

- (i) Saldo mensurado ao custo amortizado, conforme Nota explicativa 2.19.
 - (ii) 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.
 - (iii) 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, através 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	
	<u>Até 1 ano</u>	<u>Total</u>
Fornecedores	<u>137</u>	<u>137</u>
Total	<u>137</u>	<u>137</u>

	Consolidado		
	<u>Até 1 ano</u>	<u>Até 10 anos</u>	<u>Total</u>
Fornecedores	160.245	-	160.245
Partes relacionadas	8	-	8
Empréstimos e financiamentos	<u>238</u>	<u>167.666</u>	<u>167.904</u>
Total	<u>160.491</u>	<u>167.666</u>	<u>328.157</u>

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente a Petrobras (95,3% em 31 de dezembro de 2013 e 95,4% em 31 de dezembro de 2012). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, representa um risco de crédito insignificante tendo em vista que a Petrobras é avaliada pelas agências de *rating* como *Investment Grade*, é controlada pelo Governo Federal e historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2012 não foi registrada perda com créditos junto ao cliente Petrobras, nem no exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

O risco de crédito nas operações com os consorciados e consórcios encontram-se descritos 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 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.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2013</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2013			9,77%	9,77%	9,77%
Equivalente de caixa e aplicações financeiras efetivo	969.064	Redução do CDI	969.064	969.064	969.064
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2014			10,97%	8,23%	5,49%
Equivalente de caixa e aplicações financeiras - estimado		Redução do CDI	1.075.370	1.045.878	1.016.386
Receita estimada para o período de 12 meses subsequentes			106.306	76.814	47.322
Efeito estimado na receita de aplicações financeiras para o período de 12 meses subsequentes (redução)			-	(29.492)	(58.984)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2014, de acordo com o relatório Focus em 14 de fevereiro de 2014, emitido pelo Banco Central do Brasil.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2013</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - deterioração de 50%</u>
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2013			9,77%	9,77%	9,77%
Caixa restrito:					
Fundo da provisão de abandono	4.167	Redução do CDI	4.167	4.167	4.167
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2014			10,97%	8,23%	5,49%
Caixa restrito:					
Fundo da provisão de abandono - estimado	4.167	Redução do CDI	4.624	4.497	4.370
Receita estimada para o período de 12 meses subsequentes			457	330	203
Efeito estimado na receita de aplicações financeiras para o período de 12 meses subsequentes (redução):			-	(127)	(254)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2014, de acordo com o relatório Focus em 14 de fevereiro de 2014, emitido pelo Banco Central do Brasil.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2013</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - deterioração de 50%</u>
Taxa efetiva em 31 de dezembro de 2013			5,00%	5,00%	5,00%
Empréstimos e financiamentos:					
FINEP	169.563	Alta da TJLP	169.563	169.563	169.563
Empréstimos e financiamentos:					
Taxa estimada da TJLP para 31 de março de 2014		Alta da TJLP	5,00%	6,25%	7,50%
Despesa estimada para o período de 12 meses subsequentes			178.041	180.267	182.492
Empréstimos e financiamentos- estimado			8.478	10.704	12.929
Efeito estimado nas despesas de empréstimos e financiamentos para o período de 12 meses subsequentes:			-	2.226	4.451

(a) Conforme site do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDES), cenário provável da TJLP para os próximos 3 meses do exercício de 2014 (sem previsão para o período até 31 de dezembro de 2014).

f) Risco de taxa de câmbio

Esses riscos são basicamente provenientes do aumento das taxas de câmbio sobre as transações indicadas em moeda estrangeira.

Análise de sensibilidade para a taxa de câmbio

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

		Consolidado			
		31/12/2013			
		Cenário provável (a)		Cenário	
	Risco	Saldo em USD	Saldo em R\$	Possível (25%)	Remoto (50%)
Dólar efetivo em 31 de dezembro de 2013			2,3426	2,3426	2,3426
<u>Operação</u>					
Fundo cambial – ativo	Baixa do US\$	68.065	159.449	159.449	159.449
Provisão para abandono - passivo	Alta do US\$	97.709	228.894	228.894	228.894
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2014			2,45	3,06	3,68
Efeito líquido, passivo	Alta do US\$	29.644	72.629	90.786	108.943
Efeito no resultado e patrimônio líquido de cada incremento na valorização do USD em relação ao real (efeito líquido sobre saldos ativos e passivos):					
Resultado líquido estimado para o período de 12 meses subsequentes			(3.184)	(21.341)	(39.498)
Efeito líquido estimado no resultado financeiro para o período de 12 meses subsequentes			-	(18.157)	(36.314)

(a) Cenário provável da taxa de câmbio (US\$) para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2014, de acordo com o relatório Focus em 14 de fevereiro de 2014, emitido pelo Banco Central do Brasil.

24. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2013 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 dezembro de 2013 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	73.679.519	27,7
Ações em tesouraria	5.709.275	2,2
Administradores	352.232	0,1
Total	265.806.905	100

ii. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico é computado pela divisão do lucro líquido pela média ponderada de todas as classes de ação 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.

	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2012 a 31/12/2012
<u>Resultado básico e diluído por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do exercício	192.242	82.468
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada de número de ações ordinárias	261.110	264.551
Resultado básico e diluído por ação ordinária	0,74	0,31

O resultado básico e diluído por ação ordinária é o mesmo uma vez que em 31 de dezembro de 2013 as opções de ações estão *out of money*, e, portanto, 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 2013, 2012 e 2011, 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 2013, 2012 e de 2011 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\$4,11 para o Plano de 2013, R\$5,31 e R\$3,87 para os 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 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	11/03/2013	28/05/2012	23/03/2012	29/04/2011
Total de opções concedidas	2.120.319	550.000	1.941.517	1.097.439
Preço de exercício da opção	R\$12,83	R\$12,81	R\$14,17	R\$19,00
Valor justo da opção na data da concessão	R\$4,11	R\$3,87	R\$5,31	R\$9,87
Volatilidade estimada do preço da ação	43,92%	49,88%	53,24%	59,24%
Dividendo esperado	1,89%	1,93%	1,93%	2,35%
Taxa de retorno livre de risco	3,81%	4,06%	4,69%	6,36%
Duração da opção (em anos)	7	7	7	7

A movimentação das opções de ações existentes em 31 de dezembro de 2013 está apresentada a seguir:

	Opções de ações	Preço de exercício médio ponderado
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2010	-	-
Concedidas no período - 29/04/2011	<u>1.097.439</u>	<u>19,00</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2011	<u>1.097.439</u>	<u>19,00</u>
Concedidas no período - 26/03/2012	1.941.517	14,17
Concedidas no período - 28/05/2012	<u>550.000</u>	<u>12,81</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2012	<u>3.588.956</u>	<u>15,33</u>
Concedidas no período - 11/03/2013	<u>2.120.319</u>	<u>12,83</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2013	<u>5.709.275</u>	<u>14,70</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 em 31 de dezembro de 2013 estão sumariadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em dez/2013	Maturidade remanescente media em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em dez/2013	Preço de exercício médio (*)
Plano 2013	2.120.319	7	12,83	-	12,83
Plano 2012 - 2ª outorga	550.000	7	12,81	110.000	13,70
Plano 2012 - 1ª outorga	1.941.517	7	14,17	388.303	15,19
Plano 2011	1.097.439	7	19,00	548.720	21,36

(*) Atualizado anualmente pelo Índice Nacional de preços ao Consumidor ("INPC").

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R\$10.430, sendo R\$2.230 do plano de 2011, R\$3.752 da 1ª outorga do plano de 2012, R\$851 da 2ª outorga do plano de 2012, e R\$3.597 da outorga do plano de 2013, sendo a contrapartida na demonstração de resultado como custo de pessoal.

iv. Destinação do lucro do exercício

O estatuto social da Companhia prevê o pagamento de dividendos mínimos de 0,001% calculado sobre o lucro líquido do exercício ajustado na forma da Lei das Sociedades por Ações.

	<u>31/12/2013</u>
Lucro líquido do exercício	192.242
Constituição da reserva legal (5%)	(9.613)
Dividendos mínimos obrigatórios	(2)
Reserva de investimento	(182.627)

A reserva de lucros para investimento é constituída com base nos lucros remanescentes após as destinações para reserva legal e dividendos mínimos obrigatórios, à qual será submetido à aprovação na Assembléia de Acionistas.

Adicionalmente, conforme descrito na Nota explicativa 30 – eventos subsequentes, o Conselho de Administração está propondo dividendos adicionais do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2013 no montante de R\$40.000.

25. AÇÕES EM TESOURARIA

Em abril de 2012, a Companhia autorizou o programa de recompra de até 1.097.439 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 em 2012. O prazo máximo do programa de recompra é de 365 dias a contar do dia 24 de abril de 2012, data de aprovação do Plano de Recompra de Ações pelo Conselho de Administração da Companhia.

Em julho de 2012, a Companhia autorizou novo programa de recompra de até 2.699.826 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 em 2011. O prazo máximo do programa de recompra é de 365 dias a contar do dia 09 de julho de 2012, data de aprovação do Plano de Recompra de Ações pelo Conselho de Administração da Companhia.

Em maio de 2013, a Companhia autorizou novo programa de recompra de até 2.307.096 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 em 2013. O prazo máximo do programa de recompra é de 365 dias a contar do dia 06 de maio de 2013, data de aprovação do Plano de Recompra de Ações pelo Conselho de Administração da Companhia.

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>

(*) Quantidade de ações

Custo histórico na aquisição das ações em tesouraria (R\$ por ação)	<u>31/12/2013</u>
Mínimo	7,88
Médio	11,21
Máximo	13,39

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações em tesouraria na data de encerramento do exercício era o seguinte:

	<u>31/12/2013</u> <u>Ordinárias</u>
Quantidade de ações em tesouraria	5.709.275
Cotação por ação na BM&FBOVESPA (R\$)	<u>9,78</u>
Valor de mercado (R\$ mil)	<u>55.837</u>

A quantidade de ações em tesouraria representa 2,2% do total de ações ordinárias em poder da Companhia em 31 de dezembro de 2013.

26. SEGUROS

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

<u>Modalidade</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Importâncias seguradas Dez-13</u>
Responsabilidade civil geral	09/09/2014	343.049
Riscos de petróleo e operacionais	21/01/2014	<u>1.308.010</u>
Total		<u>1.651.059</u>

Os seguros foram renovados em 2013, com o vencimento das novas apólices para 09 de setembro de 2014.

27. PLANO DE BENEFÍCIOS 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, progressivo e regressivo. Quando os empregados deixam o plano antes do término do pagamento das contribuições, as contribuições a serem pagas são reduzidas ao valor já pago pela Companhia. A única obrigação da Companhia em relação ao plano de aposentadoria é fazer as contribuições específicas.

A despesa total de R\$1.017 em 31 de dezembro de 2013 (R\$432 em 31 de dezembro de 2012), 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>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Fornecedores e imobilizado	70.336	-
Dividendos a receber – declarados e não recebidos	4.310	2.428
Plano de opções de ações	<u>10.430</u>	<u>8.466</u>
Total	<u>85.076</u>	<u>10.894</u>

29. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas para arquivamento junto a CVM pelo Conselho de Administração em 24 de fevereiro de 2014.

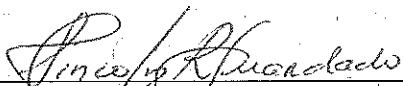
30. EVENTOS SUBSEQUENTES

- (i) Em 24 de janeiro de 2014 foi emitido o “cash call” 01/2014 referente às operações do Bloco BS-4 no montante total de R\$64.464 com vencimento em 8 de fevereiro de 2014. Deste montante, o valor de R\$25.786 refere-se ao parceiro OGX. Até a data da aprovação destas demonstrações financeiras (nota explicativa 29) não identificamos o recebimento deste crédito referente a janeiro de 2014, que é suportado pelos consorciados adimplentes em 50% cada.
- (ii) No dia 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações – 2014, outorgando um total de 2.373.330 ações ao preço de exercício de R\$9,06 por ação, que correspondem a 0,89% das ações da Companhia. Este programa tem como objetivo reter talentos na QGEP.
- (iii) No dia 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração autorizou o quarto programa de recompra de ações de emissão da própria Companhia, em um total de 2.245.357 ações a serem adquiridas em um prazo máximo de 365 dias a contar da data de aprovação deste Plano pelo Conselho, o qual tem como objetivo manter as ações em tesouraria com vistas à implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações – 2014. Uma vez que essas ações forem recompradas, a Companhia terá um total de 7,9 milhões de ações em tesouraria, próximo ao limite de 10% das ações em circulação estabelecido pela CVM.
- (iv) No dia 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório (nota explicativa 24.iv) no montante de R\$40 milhões, o que corresponde a R\$0,15 por ação. Esta proposta será submetida à aprovação em Assembleia Geral dos Acionistas no dia 16 de abril de 2014 e, se aprovada, os dividendos serão pagos em 5 de maio de 2014 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.

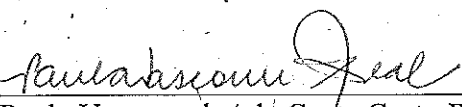
DECLARAÇÃO**PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO V DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09.**

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 nº 480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes) referentes às demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2013 e 31 de dezembro de 2013.

Rio de Janeiro, 24 de fevereiro de 2014.

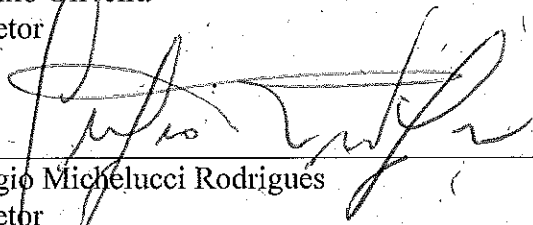


Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente



Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Danilo Oliveira
Diretor

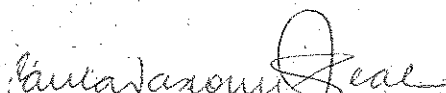

Sérgio Michelucci Rodrigues
Diretor

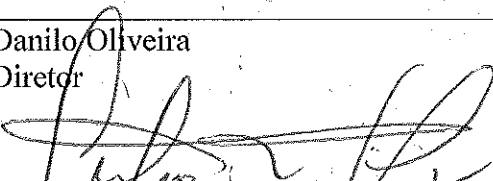
DECLARAÇÃO**PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO VI DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09**

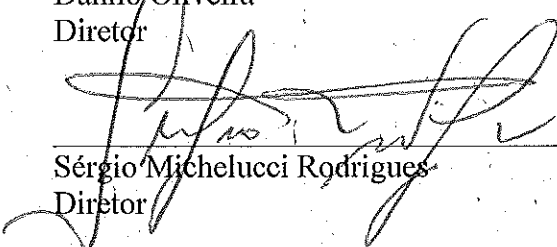
Declaramos, na qualidade de diretores da QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 ("Companhia"), nos termos do inciso VI do parágrafo 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 2013 e 31 de dezembro de 2013.

Rio de Janeiro, 24 de fevereiro de 2014.



Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente

Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Danilo Oliveira
Diretor

Sérgio Michelucci Rodrigues
Diretor