

QGEP Participações S.A.

*Demonstrações Financeiras Individuais
e Consolidadas Referentes ao Exercício
Findo em 31 de Dezembro de 2014
e Relatório dos Auditores Independentes*

Deloitte ToucheTohmatsu Auditores Independentes

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Prezados acionistas,

A QGEP apresenta o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Consolidadas do exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2014.

Destaques de 2014

- O Campo de Manati manteve um nível alto de produção provendo um fluxo de caixa estável para financiar a operação e investimentos (CAPEX) e gerou receita líquida de R\$503 milhões no ano.
- A eficiência operacional em Atlanta possibilitou a assinatura de contratos de afretamento e operação para o FPSO de Petrojarl dando continuidade ao sistema de produção antecipada.
- Uma posição financeira forte coloca a QGEP em posição firme para fazer investimentos, obter recursos e tirar proveito de oportunidades que possam surgir.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Tivemos em 2014 importantes avanços em todas as nossas principais áreas de atuação, gerando valor de longo prazo e estabelecendo as bases para nosso crescimento futuro. Nosso compromisso de longa data com a manutenção de um portfólio diversificado e equilibrado, aliado a uma gestão de risco diligente, mais uma vez representou um diferencial para a QGEP, proporcionando grande capacidade de adaptação à variação das condições do setor no decorrer do ano e nos colocando em uma posição confortável em 2015 e nos anos seguintes.

Foram destaques no ano:

- A **produção** de gás natural do Campo de Manati, com média diária de 5,9 milhões de m³ em 2014, superou as estimativas divulgadas no início do ano em função do trabalho eficiente da equipe operacional, o que nos permitiu atender à demanda das usinas termelétricas, elevada durante todo o ano. A produção total de gás foi de 2,2 bilhões de m³ no ano de 2014, similar ao patamar de 2013. Assim, a receita permaneceu estável em relação a 2013. Para 2015, estimamos produção inferior à de 2014, atingindo a produção média diária de 5,5 milhões de m³ no ano, considerando uma parada planejada da produção de 20 dias, necessária para a interligação da estação de compressão no sistema. Entretanto, esperamos que a capacidade média diária de produção de 6,0 milhões de m³ seja retomada nos cinco últimos meses de 2015, e mantida neste nível nos dois anos seguintes. Com base nessas estimativas, a geração de receita e caixa operacional de Manati deverá continuar elevada em 2015 e 2016, permanecendo uma fonte de recursos importante para os projetos de desenvolvimento e exploração de médio e longo prazo.

- O **desenvolvimento** do Campo de Atlanta em 2014, em um ambiente com grandes desafios técnicos, reforça a eficiência da QGEP como operadora já que no 1S14 concluímos a perfuração de dois poços horizontais de produção, assim como a realização de seus testes de formação. Isso possibilitou que atingíssemos um marco significativo ao final de 2014, com a assinatura dos contratos de afretamento e operação da unidade de produção (FPSO - unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência) Petrojarl I para desenvolver o Campo por meio de um Sistema de Produção Antecipada. O navio será adaptado de acordo com nossas especificações, com previsão de entrega no Campo no primeiro semestre de 2016 e início de produção em meados de 2016. Com base nos resultados obtidos nos testes de produção nos dois primeiros poços, a capacidade de produção média estimada é de 25 mil barris/dia durante a primeira fase de desenvolvimento. Estamos também avaliando a perfuração de um terceiro poço, o que poderia elevar esse número para 30 mil barris/dia. A certificação independente das reservas do Campo de Atlanta, pela Gaffney, Cline & Associates, foi divulgada ao mercado no 2T14 e indicou reservas 1P de 147 milhões de barris, 2P de 191 milhões de barris e 3P de 269 milhões de barris de óleo. Estes números foram elaborados com base nos resultados da perfuração e do teste do primeiro poço de produção perfurado no Campo.

- O avanço das atividades de **exploração** em todo nosso portfólio de ativos, que inclui uma descoberta promissora e prospectos que incrementam o grande potencial de crescimento da QGEP. É importante ressaltar que continuamos avaliando a totalidade do portfólio, visando manter o nível adequado da relação risco/retorno com base no equilíbrio entre os desafios técnicos e o aspecto econômico de cada ativo individualmente.
 - A descoberta de Carcará, no Bloco BM-S-8, continua sendo o projeto de exploração mais importante da QGEP. Em novembro de 2014, finalizamos a perfuração da primeira fase do poço de extensão, localizado a 5 km do poço pioneiro, estendendo-se até a base da camada de sal. O início da segunda fase de perfuração, para atingir o reservatório, está previsto para o 3T15, com um Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) a ser realizado posteriormente. Em janeiro de 2015, foi iniciada a perfuração de um segundo poço de extensão em Carcará, que deverá ser realizada em uma única fase, com conclusão prevista para meados de 2015, sendo seguida por um TFR. Os resultados do teste estão previstos para o segundo semestre. Os dados permitirão conhecer as dimensões da acumulação e a produtividade do poço, além de fornecer subsídios para o planejamento do sistema de produção do Campo. A perfuração no prospecto de Guanxuma terá início no final de 2015.
 - No 4T14, recebemos a aprovação da ANP para o Plano de Avaliação da nossa descoberta no prospecto Alto de Canavieiras, no Bloco BM-J-2. Entre os compromissos assumidos no Plano está o reprocessamento e a reinterpretação dos dados sísmicos do Bloco em 2015. Após a conclusão dessas atividades e das avaliações técnicas e econômicas, vamos decidir se avançaremos para as próximas etapas.

- Anunciamos, no início de 2015, a decisão de não renovar o acordo de *farm-in* da Concessão BM-C-27. Esta decisão foi tomada após revisão técnica e econômica do ativo e não implicou em custos adicionais, ou qualquer tipo de ônus para a QGEP. Também foi anunciada a devolução do Bloco CAL-M-312, na Bacia de Camamu-Almada. No entanto, daremos prosseguimento às atividades de exploração do Bloco CAL-M-372, inclusive com a perfuração de um poço pioneiro. O Bloco BM-CAL-5, localizado na Bacia de Camamu-Almada, também está sendo devolvido à ANP devido à falta de atratividade econômica do projeto, aliada à complexidade de obtenção da licença ambiental.
- Demos prosseguimento aos trabalhos de aquisição sísmica nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, onde somos o operador de 5 dos 8 blocos. Os levantamentos sísmicos 3D das Bacias da Foz do Amazonas e do Espírito Santo foram concluídos. Nas Bacias do Pará-Maranhão e do Ceará, o início das aquisições sísmicas está programado para o segundo semestre de 2015. A QGEP iniciou os estudos ambientais relacionados às atividades de perfuração nas Bacias da Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão, as quais deverão começar até o final de 2017.

Em 2014, nossas conquistas operacionais caminharam em conjunto com o bom desempenho financeiro da Companhia. Entre os destaques, estão:

- Crescimento de 3,5% da receita líquida, atingindo R\$503 milhões, resultado da produção estável do Campo de Manati;
- EBITDA de R\$215 milhões e EBITDAX de R\$285 milhões, o que representa boas margens para um período de despesas de exploração nos patamares normais;
- Lucro líquido de R\$166 milhões ou R\$0,64 por ação;
- Fluxo de caixa operacional de R\$348 milhões; e
- Saldo de caixa de R\$1,1 bilhão no encerramento de 2014.

Assim, a QGEP encerrou 2014 com uma posição financeira bastante sólida, com caixa líquido de R\$878 milhões. O baixo endividamento, de R\$251 milhões, que consta em nosso balanço patrimonial ao final do exercício se refere a recursos acessados pelo financiamento da FINEP, destinado ao desenvolvimento do Campo de Atlanta.

Embora o setor esteja se ajustando à queda acentuada nos preços do petróleo em todo o mundo, que se intensificou no final de 2014 e perdurou no início de 2015, os resultados da Companhia no quarto trimestre e no acumulado do ano de 2014 não foram afetados por essa volatilidade e derrocada dos preços. Isso é consequência das receitas e do fluxo de caixa operacional da QGEP não dependerem dos preços de óleo e esse cenário não deve influenciar os resultados pelo menos até meados de 2016, com base nos cronogramas de desenvolvimento da produção. É certo que um período prolongado de preços excessivamente baixos não seria benéfico para a indústria ou qualquer uma das empresas do setor. No curto prazo, essa situação deve auxiliar a Companhia a negociar contratos mais vantajosos com prestadores de serviços à medida que avança o desenvolvimento do Campo de Atlanta.

Nossa sólida posição financeira nos permite manter uma perspectiva de longo prazo no processo decisório. Diante do ambiente de negócios atual, no entanto, mantemos também

uma postura defensiva, baseando todos os investimentos em análises econômicas abrangentes. Ao mesmo tempo, estamos preparados para aproveitar as oportunidades que sempre surgem em momentos de desafios do setor. No ambiente independente do setor brasileiro de óleo e gás, a QGEP destaca-se como uma empresa que conta com capacitação técnica e financeira para, em momento favorável, adquirir e desenvolver ativos, e com flexibilidade para agir com rapidez quando surge a oportunidade certa.

Em resumo, estamos satisfeitos com os resultados financeiros e operacionais de 2014 e acreditamos que os mesmos se manterão em 2015. Estamos comprometidos em dar prosseguimento a este diálogo com investidores e analistas, tanto do Brasil como de outros países, visando a reforçar os diferenciais da QGEP como opção de investimento, e conquistar ainda mais o reconhecimento da nossa posição singular. Agradecemos a todo o nosso pessoal, parceiros e investidores o apoio à QGEP e aguardamos, com prazer, a oportunidade de divulgar nossos avanços durante o ano.

CONTEXTO ECONÔMICO E SETORIAL

O ano de 2014 foi desafiador para economia brasileira e especificamente para o setor de óleo e gás. O PIB brasileiro, estimado em R\$2,2 trilhões em 2014, o maior da América Latina, permaneceu estável no ano conforme dados do International Monetary Fund's Economic Outlook (WEO) Update, divulgado em 20 de janeiro de 2015. Apesar disso, a taxa de inflação local foi de 6,4% a.a (IPCA) no fim do ano, comparada a 5,9% a.a. no final de 2013. O Banco Central aumentou a taxa de juros básica SELIC, para 11,75% em novembro, maior do que a taxa 10% no final de 2013, e já no início de 2015 sofreu novo aumento para 12,25%. A taxa de desemprego continuou baixa em 4,8%.

Em relação ao setor de óleo e gás, dois fatores se destacaram. Primeiramente, a acentuada queda de preços no final de 2014 e 2015 teve um impacto imediato nos produtores. O preço do petróleo Brent caiu 46% ao longo de 2014 e continuou a cair em janeiro de 2015. Em fevereiro o preço do Brent recuperou para US\$58/barril, um aumento de aproximadamente 25% em relação à baixa de janeiro e em conformidade com a tendência de recuperação de médio prazo.

Atualmente a QGEP não tem uma produção relevante atrelada ao preço do petróleo e somente terá com a entrada em operação do Campo de Atlanta, em meados de 2016.

O segundo fator, específico ao setor no Brasil, é a conjuntura envolvendo a Petrobras, a estatal brasileira e maior empresa de petróleo no país, e o impacto que poderá ter em seus planos de investimento. No momento a QGEP não espera que esta situação venha afetar diretamente o seu portfólio ou o programa de exploração de 2015.

Acreditamos que 2015 permanecerá desafiador para o Brasil e o setor. Existem muitas questões econômicas a serem endereçadas: reversão do déficit público, redução da inflação, rebalanceamento de preços administrados (gasolina, eletricidade e transporte público) e o aumento da competitividade do país. Adicionalmente, a região Sudeste do país enfrenta uma

disponibilidade de água reduzida para a produção de eletricidade e para consumo que poderá levar ao uso racionalizado desses recursos e resultar em menor crescimento econômico. As decisões de política econômica a serem tomadas, principalmente relacionadas ao câmbio e taxas poderão afetar o crescimento do setor.

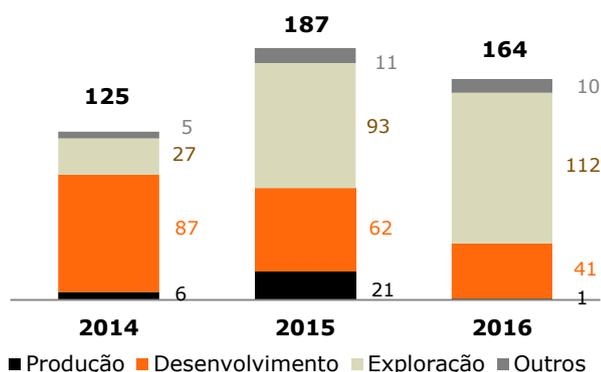
Sem a pretensão de achar que a Companhia estará imune às consequências desses desafios, a QGEP tem forças específicas que a colocam em situação favorável para enfrentar e até obter proveito de oportunidades que possam surgir, tal como ocorreu no ano passado com a firme demanda por energia termoeletrica. Como dito, a posição financeira da companhia é forte e a permite manter uma perspectiva de longo prazo para o negócio; a receita de Manati é estável e provê recursos para financiar a operação e parte dos investimentos; nosso comprometimento com um portfólio diversificado e gestão de risco prudente fundamenta decisões de negócio sólidas. Finalmente, porém não menos importante, conta com equipes técnicas e corporativas qualificadas cuja experiência comprovada dá conforto para afirmar que está à altura da tarefa adiante.

CAPEX

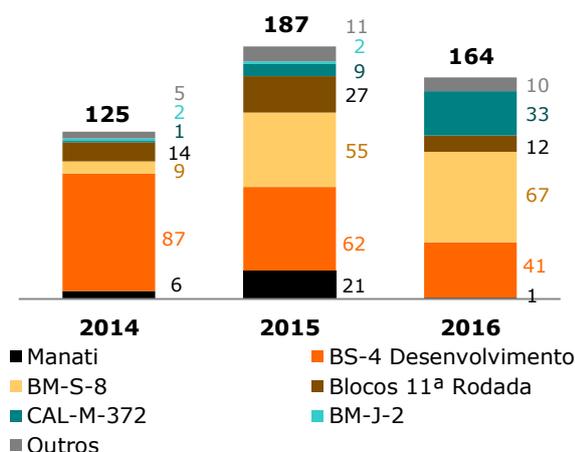
Em 2014, a QGEP investiu o total de US\$125 milhões. Destes, US\$27 milhões foram investidos em atividades de exploração, sendo a maior parte destinada à perfuração exploratória no Bloco BM-S-8 e à aquisição de dados sísmicos para os blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP. US\$87 milhões foram referentes a gastos de desenvolvimento do Campo de Atlanta, US\$6 milhões foram destinados à construção da estação de compressão de Manati e os US\$5 milhões restantes foram referentes a outros gastos.

Abaixo, está a composição do CAPEX projetado da Companhia para os próximos dois anos:

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



CAPEX líquido para a 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 2014.

Como detentora de participações em corporações dedicadas à exploração, produção e comercialização de produtos de petróleo e gás natural, os resultados da Companhia refletem basicamente aqueles da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A..

Abaixo estão os principais destaques econômicos e financeiros do quarto trimestre e ano de 2014:

Informações Econômicas e Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	4T14	4T13	Δ%	2014	2013	Δ%
Lucro líquido	44,9	21,2	111,8%	166,1	192,2	-13,6%
Amortização e depreciação	28,8	31,4	-8,2%	115,9	97,3	19,1%
(Receita financeira líquida)/despesa	(24,9)	(18,0)	-38,6%	(85,8)	(62,1)	-38,3%
Imposto de renda e contribuição social	(16,3)	(14,7)	-10,9%	18,6	(4,6)	N/A
EBITDA⁽¹⁾	32,5	19,9	63,1%	214,7	222,9	-3,7%
Gastos exploratórios com poços secos ou subcomerciais ⁽²⁾	38,6	45,6	-15,5%	70,4	48,5	45,0%
EBITDAX⁽³⁾	71,1	65,6	8,4%	285,1	271,5	5,0%
Margem EBITDA⁽⁴⁾	26,3%	15,8%	66,1%	42,7%	45,9%	-7,0%
Margem EBITDAX⁽⁵⁾	57,6%	52,1%	10,4%	56,7%	55,8%	1,4%
(Caixa líquido)⁽⁶⁾	(877,7)	(837,8)	-4,8%	(877,7)	(837,8)	-4,8%
(Caixa líquido)/EBITDAX	(3,1)	(3,1)	0,3%	(3,1)	(3,1)	0,3%

⁽¹⁾ O cálculo do EBITDA considera o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade ou o 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 despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

⁽²⁾ Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais.

⁽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.

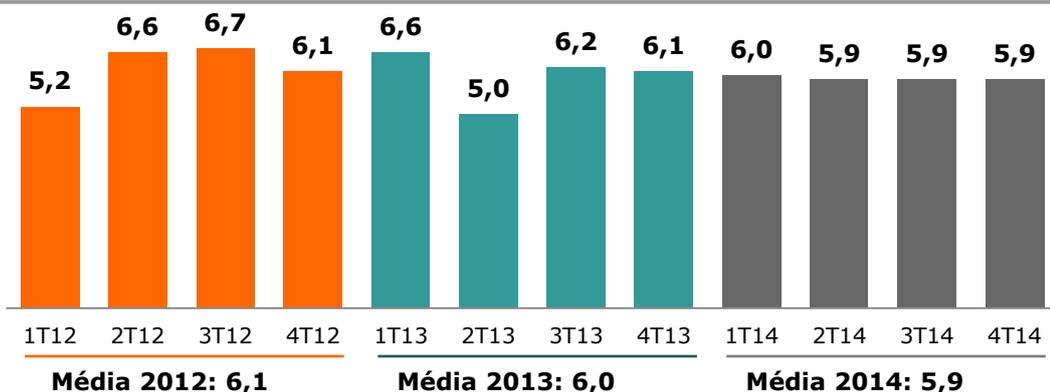
⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ O caixa líquido corresponde à soma de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras, excluindo a dívida total, que inclui empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo. O caixa líquido não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) ou o US GAAP, ou ainda quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular o caixa líquido de maneira diferente da utilizada na QGEP.

RESULTADO OPERACIONAL

Em 2014, o Campo de Manati foi responsável por aproximadamente 7% do total do gás produzido no Brasil e 30% da produção de gás do Nordeste, de acordo com dados disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Abaixo, apresentamos a curva de produção do campo:

Produção de Gás Média Diária (MM m³ por dia)



A receita líquida de 2014 atingiu R\$503,2 milhões, o que representa aumento de 3,5% comparado com 2013. O desempenho se deve ao reajuste no preço do gás natural de Manati, uma vez que a produção total de gás, líquido para a QGEP, foi de 973 milhões de m³ em 2014, similar aos níveis de 2013.

Os custos operacionais totalizaram R\$235,4 milhões em 2014, com crescimento de 12,1% ante o exercício anterior, principalmente devido ao aumento permanente nos custos de depreciação relativos à provisão para abandono do Campo de Manati. Também contribuíram para esse desempenho os maiores custos de manutenção registrados em 2014, quando foi realizado o reparo nas linhas hidráulicas submarinas e inspeção de todos os controles e dutos submarinos, em um montante total de R\$13,6 milhões. Em 2013, essa linha do custo incluiu a parada programada realizada naquele ano para manutenção da planta.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	2014	2013	Δ%
Depreciação	113,6	95,1	19,5%
Custos de produção	40,7	43,3	-5,9%
Royalties	38,9	37,2	4,6%
Custos de manutenção	25,6	22,2	14,6%
Participação especial	11,2	10,5	6,7%
P&D	5,5	1,5	266,7%
TOTAL	235,4	209,8	12,2%

DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

As despesas gerais e administrativas em 2014 foram de R\$58,5 milhões, ante R\$68,6 milhões em 2013. A queda reflete o aumento de 78,7% no montante alocado aos projetos dos blocos operados pela QGEP.

GASTOS EXPLORATÓRIOS

Os gastos exploratórios totais em 2014 foram de R\$110,3 milhões, comparados a R\$81,5 milhões registrados 2013. O aumento registrado em 2014 ocorreu principalmente devido às baixas com as devoluções do Bloco BM-CAL-5 (total de R\$34,3 milhões) e de Biguá (R\$28,9 milhões) à ANP, assim como a gastos exploratórios relativos à aquisição de dados sísmicos para os blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP. No entanto, houve a reversão de uma provisão relativa ao Bloco BM-C-27, que reduziu a conta de gastos exploratórios no montante de R\$6,2 milhões, sem impacto no caixa.

RESULTADO FINANCEIRO

Em 2014, a QGEP obteve resultado financeiro líquido positivo de R\$85,8 milhões, sendo composto principalmente por R\$119,5 milhões de receitas financeiras resultantes das aplicações financeiras da Companhia e R\$33,5 milhões em despesas relacionadas a variações cambiais no saldo da provisão de abandono. Em relação ao ano de 2013, houve um aumento de R\$34,9 milhões em receitas financeiras devido à apreciação da taxa de câmbio, com efeito positivo sobre os fundos cambiais.

LUCRO LÍQUIDO

A Companhia obteve lucro líquido de R\$166,1 milhões em 2014, resultado de uma combinação de receitas operacionais da venda de gás do Campo de Manati e de receitas financeiras provenientes do rendimento dos fundos de caixa da Companhia. Comparado ao lucro líquido de R\$192,2 milhões registrado em 2013, o montante de 2014 apresentou redução devido, principalmente, às devoluções do Bloco BM-CAL-5 e de Biguá.

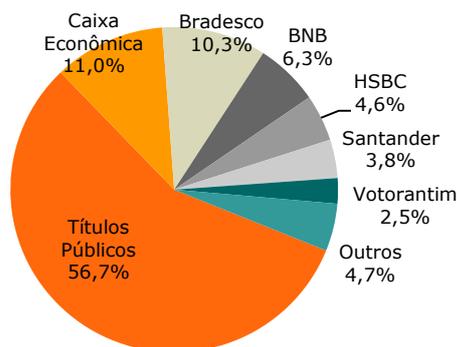
DESTAQUES DO BALANÇO E FLUXO DE CAIXA

CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)

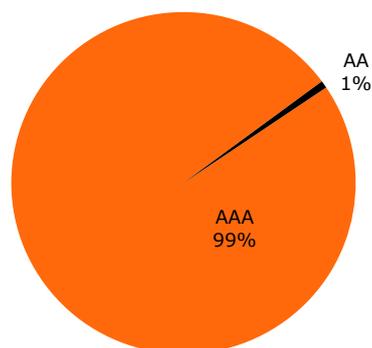
Ao final do exercício de 2014, a Companhia registrava saldo de caixa de R\$1,1 bilhão, com aumento de 12% em relação à posição de encerramento do ano anterior. O montante inclui fundos provenientes do pacote de financiamento da FINEP. Em 31 de dezembro de 2014, a QGEP detinha 25% de seu caixa investido em fundos cambiais, e o remanescente em reais, para suportar parte dos custos das atividades de desenvolvimento que são denominados em dólares.

O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 31 de dezembro de 2014 foi de 102,3% do CDI e aproximadamente 80% dos fundos investidos contam com liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

Aplicações Financeiras



Ratings*



*Não inclui títulos da dívida pública.

IMOBILIZADO

No encerramento de 2014, os ativos imobilizados totalizavam R\$1,1 bilhão, com aumento de 4% em relação ao final de 2013, devido às atividades de exploração e desenvolvimento exercidas durante o ano. A Companhia não adquiriu novos blocos em 2014.

INTANGÍVEL

Os ativos intangíveis ao final de 2014 totalizavam R\$630,5 milhões, comparados com R\$631,4 milhões registrados no encerramento do exercício de 2013. O saldo é composto principalmente pelos gastos com aquisição de concessões exploratórias e bônus de assinatura.

CONTAS A PAGAR

O saldo de contas a pagar da QGEP em 31 de dezembro de 2014 era de R\$35,2 milhões, comparado com R\$160,2 milhões ao final do exercício anterior. A redução registrada entre os períodos se deve ao pagamento de fornecedores após o fim da perfuração e completação de dois poços produtores do Campo de Atlanta, assim como à redução da provisão de contas a pagar relativas a esse Campo.

ENDIVIDAMENTO

O endividamento total ao final do exercício de 2014 era de R\$250,9 milhões, apresentando alta em relação aos R\$167,9 milhões registrados no encerramento de 2013. O endividamento se refere a recursos tomados do financiamento obtido da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) para dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta. O financiamento é composto por duas linhas de crédito, uma atrelada a uma taxa fixa e outra a uma taxa flutuante. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos, com linha de crédito inicial de R\$266 milhões.

Em setembro de 2014, a QGEP assinou contrato de financiamento de R\$232 milhões com o Banco do Nordeste do Brasil, destinado à exploração dos Blocos da Companhia na região

Nordeste. No início de março de 2015, a QGEP acessou o primeiro reembolso desta linha de financiamento, associado ao Bloco BM-J-2, no montante de R\$117,8 milhões.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional no ano de 2014 foi de R\$348,5 milhões, valor 7,4% inferior aos R\$376,4 milhões registrados em 2013. Esta variação ocorreu, principalmente, devido à redução de R\$26,2 milhões no lucro líquido da Companhia na comparação anual.

MERCADO DE CAPITAIS

Representando valor de mercado de R\$1,9 bilhão, a ação da QGEP (Ticker: QGEP3) fechou o ano de 2014 cotada a R\$7,20, o que indica desvalorização de 26% em relação à cotação de encerramento de 2013. O desempenho reflete a preocupação dos investidores com a economia brasileira e com o setor de óleo e gás, seguindo a forte queda do preço do petróleo no segundo semestre, além do impacto da desvalorização do real. O valor médio diário negociado em 2014 foi de R\$5,7 milhões. Em janeiro de 2015, a ação da QGEP passou a compor o índice IBRX, que inclui as 100 companhias com maior liquidez na BM&FBOVESPA.

Ao final de 2014, a Companhia contava com 17 coberturas de analistas de investimento, representando bancos e corretoras nacionais e estrangeiros. Desses analistas, 14 recomendavam COMPRA e três recomendavam MANUTENÇÃO. O preço-alvo mais alto para as ações da Companhia era de R\$19,20, e o mais baixo, de R\$9,90, com preço alvo médio de R\$14,90 por ação, o que representa potencial de valorização de 107% em relação ao preço de fechamento da ação da QGEP no encerramento de 2014.

DIVIDENDOS

Em 12 de março de 2015, o Conselho de Administração da QGEP aprovou a adoção de uma política de pagamento de dividendos complementares, superiores ao dividendo mínimo obrigatório estabelecido no Estatuto Social.

De acordo com a deliberação, válida a partir de 2015, inclusive, a proposta de distribuição de resultados a ser anualmente submetida pelo Conselho de Administração à Assembleia Geral Ordinária contempla o pagamento de um dividendo no valor equivalente a R\$0,15 por ação. Esse valor inclui o valor do dividendo mínimo obrigatório.

O pagamento do dividendo complementar fica condicionado à existência de lucros ou de reservas de lucros. Ademais, as propostas de destinação do lucro líquido da Companhia ficam sujeitas, em cada caso, à aprovação em Assembleia Geral Ordinária, e podem ser a qualquer tempo revistas, pelo próprio Conselho de Administração, com base nos planos e necessidades da Companhia, considerados à ocasião, tais como, entre outros, aquisições e investimentos relevantes, cláusulas restritivas em contratos junto a credores, e atendimento a exigências regulatórias.

Tendo em vista a deliberação do Conselho de Administração acima referida, bem como os dispositivos constantes da Lei nº. 6.404/76, conforme alterada, da Regulamentação da Comissão de Valores Mobiliários, e do Estatuto Social da Companhia, a Companhia adota as seguintes regras e práticas com relação à distribuição de dividendos:

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício segue a seguinte distribuição:

(i) 5% do lucro líquido do exercício serão aplicados para constituir a reserva legal até que esta reserva atinja 20% do capital social, podendo a sua constituição ser dispensada no exercício em que o saldo da mesma, acrescido do montante das reservas de capital, exceder a 30% do capital social;

(ii) após a constituição da reserva legal, o saldo remanescente do lucro líquido do exercício serão prioritariamente destinados ao pagamento de um dividendo complementar no valor equivalente a R\$0,15 por ação. Neste valor já está compreendido o dividendo obrigatório, de 0,001% do lucro líquido, conforme o Estatuto da Companhia. Caso em determinado exercício o lucro líquido ajustado não seja suficiente para o pagamento do dividendo complementar, a administração pode propor a reversão de parte ou da totalidade das reservas de lucro estatutárias de modo a viabilizar o pagamento do dividendo; e

(iii) após as destinações dos itens anteriores, a parcela remanescente, por proposta do Conselho de Administração, pode ser total ou parcialmente destinada à constituição de "Reserva de Investimentos". O limite máximo desta reserva é de até 100% do capital social, observado que o saldo desta reserva, somado aos saldos das demais reservas de lucros, excetuadas as reservas de lucros a realizar, as reservas para contingências e a reserva de incentivos fiscais, não podem ultrapassar 100% do valor do capital social.

O dividendo complementar pode excepcionalmente deixar de ser pago no exercício em que os órgãos da administração da Companhia informarem à Assembleia Geral Ordinária ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A QGEP adota boas práticas de Governança Corporativa com o intuito de alinhar os interesses de seus stakeholders a fim de preservar e otimizar o valor da Companhia. Com esse intuito na sua oferta pública inicial de ações, em 2011, aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem com o mais alto grau de exigência de Governança Corporativa da BM&FBovespa.

A Companhia pauta suas atividades nas premissas contidas nas seguintes políticas corporativas:

- (i) Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante e de Negociação de Valores Mobiliários, que disciplina a divulgação de informações e a negociação com títulos e valores mobiliários emitidos pela Companhia por empregados e sua

- administração;
- (ii) Política de Gestão de Riscos de Mercados, que formaliza as medidas elegíveis de mitigação da exposição da Companhia aos riscos de mercado não inerentes à atividade de exploração e produção de óleo e gás;
- (iii) Política do Sistema de Gestão Integrado, que engloba as questões referentes a qualidade, saúde e segurança, meio ambiente e responsabilidade social, cujas diretrizes servem de base para o desenvolvimento de todos os processos da empresa.

Com a diversificação de parcerias e o aumento do escopo de suas atividades como operador, a QGEP revisou seu Código de Conduta Ética, o qual atende preceitos éticos, legais e de boas práticas da indústria. O Código observa os princípios da nova Lei de Anticorrupção e promove um alinhamento com a legislação internacional. O Código trata, entre outros, de sua gestão, Diretrizes Anticorrupção, Procedimentos Competitivos, Formação de Parcerias, Fornecedores e Terceiros Contratados, Negócios com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesse. Políticas específicas relacionadas à implementação das diretrizes preconizadas pelo Código estão sendo desenvolvidas e também estão em curso a definição de uma gerência responsável pelo compliance e de um canal de denúncias.

Adicionalmente, desde sua criação, a Companhia divulga de maneira transparente e equânime todas as suas atividades por meio dos seus Relatórios Anuais de Sustentabilidade.

No ano de 2014, a QGEP implantou um Conselho Fiscal, composto por três membros efetivos, sendo um deles indicado pelos acionistas minoritários. O Conselho é formado por profissionais com alta qualificação e experiência nesta função.

RECURSOS HUMANOS

A QGEP conta com uma equipe qualificada de executivos e técnicos com vasta experiência local, regional e global no setor de óleo e gás. Os profissionais têm especialização nas áreas da geologia, geofísica, engenharia de reservatório, produção, perfuração e sustentabilidade, entre outras. Vários membros da equipe ocuparam cargos sêniores na Petrobras e desempenharam papéis essenciais nas principais descobertas nas bacias brasileiras. Todas as operações da QGEP são conduzidas segundo os mais altos padrões de sustentabilidade, incluindo a segurança de todos os funcionários.

Ao final de 2014, a Companhia tinha 133 colaboradores, incluindo funcionários da QGEP e empregados terceirizados, o que representa aumento de 15% em relação a 2013.

RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

Em todas as atividades da QGEP há o comprometimento com o respeito aos direitos humanos e com a preservação do meio ambiente. A Companhia age de forma socialmente responsável, e tem sempre como prioridade a segurança de seus colaboradores e de suas operações.

Como operadora, a QGEP estabelece um relacionamento estreito com as comunidades das áreas de influência de suas atividades, desenvolvendo canais de comunicação diretos e mútuos, respeitando a cultura local, os valores e conhecimentos das comunidades tradicionais e investindo em projetos educacionais e sociais locais.

Em seus projetos, a Companhia avalia os impactos e gerencia os potenciais riscos ambientais, sociais e de segurança associados às atividades de exploração e produção, agindo para sua minimização e controle. A QGEP busca o comprometimento de todos os envolvidos com suas atividades (colaboradores e contratados), para que tenha um alto desempenho operacional, ambiental, em segurança operacional, saúde, e responsabilidade social.

Associadas a operação do BS-4, a QGEP deu continuidade aos projetos socioambientais condicionantes da sua licença de operação, e realizou um workshop inédito no Brasil, com intuito de promover a discussão sobre plano de emergência voltado para pequenos cetáceos em caso de vazamento de óleo. Ao longo do ano, a exposição Portinari - Arte e Meio Ambiente foi levada em itinerância para municípios do litoral paulista; área de estudo da operação de Atlanta e o Projeto Viva Vôlei manteve suas atividades em dois núcleos na Bahia.

Destacamos a obtenção da certificação das normas ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental) e OHSAS 18001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança) para gestão das atividades de exploração e produção, uma grande conquista que premiou o esforço e dedicação de todos os setores, que corrobora com o compromisso de manter e melhorar constantemente nossos processos, garantindo o alinhamento com as melhores práticas de mercado para o desenvolvimento de operações seguras, ambientalmente responsáveis e de alto desempenho.

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 2014. Em conformidade às normas brasileiras de preservação da independência do auditor externo, nossos auditores independentes não prestaram outros serviços profissionais além daqueles de auditoria independente das demonstrações financeiras relacionados à Companhia e suas controladas.

Rio de Janeiro, 12 de março de 2015.

A Administração



LIVRO REGISTRO DE ATAS DE REUNIÕES DO CONSELHO FISCAL
QGEP PARTICIPAÇÕES S/A.
CNPJ/MF nº. 11.669.021/0001-10
NIRE: 33300292896

Anexo I à Ata de Reunião do Conselho Fiscal
realizada em 12 de março de 2015

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal, todos independentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária da QGEP Participações S.A. realizada em 16 de abril de 2014, desenvolveram, a partir da sua posse, trabalhos de forma abrangente tanto em conjunto como individualmente.

As reuniões do Conselho Fiscal realizadas até a presente data contaram sempre com a presença dos três membros efetivos.

Não somente, mas também nessas ocasiões, documentos e amplo conjunto de informações e esclarecimentos foram solicitados pelos membros do Conselho Fiscal e fornecidos pela Companhia.

Nas reuniões, quando solicitadas, foram registradas as presenças de representantes da Administração e suas equipes, de sócio e gerentes da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, bem como de diversos especialistas e consultores externos, para prestação de esclarecimentos, dentre outros, sobre (i) as operações da Companhia e das controladas, (ii) a dinâmica dos negócios, (iii) os principais ativos e passivos da Companhia, (iv) a política de gestão de riscos de mercado adotada para a proteção dos investimentos e operações, (v) a sistemática de exploração de petróleo e gás e aquisição de ativo exploratório, (vi) a política de recursos humanos, (vii) informações sobre a avaliação do valor recuperável dos ativos imobilizados não financeiros (impairment), (viii) incentivos fiscais decorrentes de inovações tecnológicas, além de (ix) ter sido realizada visita técnica ao Complexo produtor de gás de Manati, na Bahia.

Os membros do Conselho Fiscal da QGEP Participações S.A., no exercício de suas atribuições legais e estatutárias, em cumprimento ao que dispõe a Lei nº. 6.404/1976 e suas alterações, examinaram (i) o Relatório da Administração, (ii) as Demonstrações Financeiras referentes ao

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

Av. Almirante Barroso nº 52, 13ª andar, 1301 (parte), Centro, Rio de Janeiro - RJ - 20.031-918 -- tel. 55 21 3509-5800 / fax. 55 21 3509-5999



LIVRO REGISTRO DE ATAS DE REUNIÕES DO CONSELHO FISCAL
QGEP PARTICIPAÇÕES S/A.
CNPJ/MF nº. 11.669.021/0001-10
NIRE: 33300292896

exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014, compreendendo o balanço patrimonial e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, (iii) a Proposta da Administração para destinação do resultado, e (iv) o estudo técnico para manutenção dos montantes registrados de créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2014, conforme Instrução CVM nº. 371, de 27 de junho de 2002.

Com base nos documentos examinados, nas análises realizadas, nos esclarecimentos prestados pela Administração e no Relatório, sem ressalvas, desta data, da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, os membros do Conselho Fiscal opinam, por unanimidade, que os documentos acima referidos estão em condições de serem apresentados à Assembleia Geral de Acionistas para deliberação.

Rio de Janeiro, 12 de março de 2015.

Axel Erhard Brod

José Ribamar Lemos de Souza

Sérgio Tuffy Sayeg

Ata da reunião do Conselho Fiscal da QGEP Participações S.A, CNPJ 11.669.021/0001-10, realizada no dia 12 de março de 2015, às 17h00.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

Av. Almirante Barroso nº 52, 13ª andar, 1301 (parte), Centro, Rio de Janeiro - RJ - 20.031-918 -- tel. 55 21 3509-5800 / fax. 55 21 3509-5999

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 2014 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 dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*, 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 e legalmente separada. Acesse www.deloitte.com/about para uma descrição detalhada da estrutura jurídica da Deloitte Touche Tohmatsu Limited e de suas firmas-membro.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada da Companhia QGEP Participações S.A. em 31 de dezembro de 2014, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) .

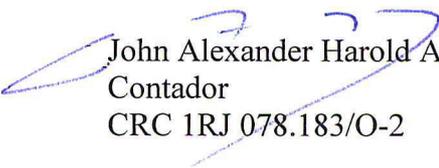
Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRSs 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, 12 de março de 2015


DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8


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

OGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	1	268	117.191	357.765
Aplicações financeiras	4	2.897	-	1.011.417	647.954
Contas a receber	5	-	-	101.627	99.446
Estoques	7	-	-	54.477	47.769
Impostos e contribuições a recuperar	10.1	25	27	33.692	10.380
Dividendos a receber	11.2	3.277	4.310	-	-
Créditos com parceiros	6	-	-	19.344	116.185
Outros		-	3	1.967	4.724
Total do ativo circulante		<u>6.200</u>	<u>4.608</u>	<u>1.339.715</u>	<u>1.284.223</u>
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	9	-	-	27.916	4.167
Impostos e contribuições a recuperar	10.1	-	-	2.654	337
IR e CSLL diferidos	10.4	-	-	19.392	22.477
Partes relacionadas	8	-	-	4.878	479
Investimentos	11.2	2.522.772	2.404.666	22.843	10.428
Imobilizado	12	-	-	1.121.384	1.083.459
Intangível	13	-	-	630.470	631.350
Outros ativos não circulantes		1	-	1.810	2.401
Total do ativo não circulante		<u>2.522.773</u>	<u>2.404.666</u>	<u>1.831.347</u>	<u>1.755.098</u>
TOTAL DO ATIVO		<u><u>2.528.973</u></u>	<u><u>2.409.274</u></u>	<u><u>3.171.062</u></u>	<u><u>3.039.321</u></u>
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		47	137	35.199	160.245
Empréstimos e financiamentos	14	-	-	387	238
Impostos e contribuição a recolher	10.2	48	42	26.313	30.059
Remuneração e obrigações sociais		50	38	17.914	19.367
Contas a pagar - partes relacionadas	8	-	-	336	8
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	12.760	8.577
Seguros a pagar		-	-	6.256	3.129
Outras obrigações		-	-	11.442	12.081
Total passivo circulante		<u>145</u>	<u>217</u>	<u>110.607</u>	<u>233.704</u>
NÃO CIRCULANTE					
Provisão para abandono	16	-	-	281.099	228.894
Empréstimos e financiamentos	14	-	-	250.528	167.666
Total do passivo não circulante		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>531.627</u>	<u>396.560</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	24	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital		31.632	22.628	31.632	22.628
Ações em tesouraria		(81.007)	(62.501)	(81.007)	(62.501)
Reserva de lucros		494.677	368.623	494.677	368.623
Outros resultados abrangentes		5.410	2.191	5.410	2.191
Total do patrimônio líquido		<u>2.528.828</u>	<u>2.409.057</u>	<u>2.528.828</u>	<u>2.409.057</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u><u>2.528.973</u></u>	<u><u>2.409.274</u></u>	<u><u>3.171.062</u></u>	<u><u>3.039.321</u></u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEF PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
RECEITA LÍQUIDA	17	-	-	503.232	486.088
CUSTOS	18	-	-	(235.388)	(209.899)
LUCRO BRUTO		-	-	267.844	276.189
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Gerais e administrativas	18	(4.019)	(3.314)	(58.475)	(68.594)
Equivalência patrimonial	11	169.759	195.469	(185)	(440)
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e g	19	-	-	(110.348)	(81.522)
		<u>165.740</u>	<u>192.155</u>	<u>98.836</u>	<u>125.633</u>
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO					
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO	20	<u>316</u>	<u>87</u>	<u>85.787</u>	<u>62.050</u>
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		166.056	192.242	184.623	187.683
Imposto de renda e contribuição social correntes	10.3	-	-	(15.482)	(17.918)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.3	-	-	(3.085)	22.477
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		<u>166.056</u>	<u>192.242</u>	<u>166.056</u>	<u>192.242</u>
RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO		<u>0,64</u>	<u>0,74</u>	<u>0,64</u>	<u>0,74</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
Lucro líquido do exercício		166.056	192.242	166.056	192.242
Outros resultados abrangentes					
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	11	3.219	2.191	3.219	2.191
Resultado abrangente do exercício		<u>169.275</u>	<u>194.433</u>	<u>169.275</u>	<u>194.433</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 2014

(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 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 mínimos obrigatórios	24	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Ações em tesouraria	25	-	-	(23.601)	-	-	-	-	(23.601)
Ajustes acumulados de conversão		-	-	-	-	-	2.191	-	2.191
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
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	166.056	166.056
Apropriação do lucro líquido do exercício:									
Reserva legal		-	-	-	8.303	-	-	(8.303)	-
Reserva para investimento		-	-	-	-	157.751	-	(157.751)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	24	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Pagamentos de dividendos		-	-	-	-	(40.000)	-	-	(40.000)
Ajustes acumulados de conversão		-	-	-	-	-	3.219	-	3.219
Ações em tesouraria	25	-	-	(18.507)	-	-	-	-	(18.507)
Plano de opções de ações	24	-	9.005	-	-	-	-	-	9.005
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014		2.078.116	31.632	(81.007)	28.426	466.251	5.410	-	2.528.828

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEF PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DEZEMBRO DE 2014

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		166.056	192.242	166.056	192.242
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial	11.2	(169.759)	(195.469)	185	440
Amortização e depreciação	12/13	-	-	115.897	97.286
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.4	-	-	3.085	(22.477)
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos		-	-	5.932	684
Baixa de imobilizado / intangível	12/13	-	-	70.647	45.967
Despesa com plano de opção de ação	24	-	-	9.005	10.430
Provisão para imposto de renda e contribuição social	10.3	-	-	15.482	17.918
Provisão (reversão) para pesquisa e desenvolvimento		-	-	4.183	(443)
Variação cambial e complemento sobre provisão para abandono	16	-	-	52.205	112.432
Outros		-	-	-	19
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	5	-	-	(2.181)	(6.677)
Impostos a recuperar	10.1	2	(27)	(25.629)	25.411
Outros ativos		3	102	89.083	(149.371)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		(90)	36	(131.180)	57.392
Impostos a recolher	10.2	6	5	101	(3.441)
Juros pagos	14	-	-	(6.435)	(412)
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	-	(19.329)	(8.213)
Partes relacionadas	8	-	-	328	(77)
Outros passivos		8	(4)	1.033	7.330
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>(3.774)</u>	<u>(3.115)</u>	<u>348.468</u>	<u>376.440</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa restrito	9	-	-	(23.749)	20.064
Aplicações financeiras	4	(2.897)	-	(363.463)	(567.007)
Aumento de capital empresas no exterior		-	(109)	9.843	7.120
Pagamentos de investimento		63.879	2.428	(22.443)	(17.988)
Pagamentos de imobilizado	12	-	-	(215.615)	(380.812)
Pagamentos de intangível	13	-	-	(1.840)	(97.596)
Dividendos recebidos	11.2	1.032	24.000	-	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		<u>62.014</u>	<u>26.319</u>	<u>(617.267)</u>	<u>(1.036.219)</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Liberação de empréstimo	14	-	-	83.513	167.632
Ações em tesouraria	24	(18.507)	(23.601)	(18.507)	(23.601)
Pagamento de dividendos		(40.000)	-	(40.000)	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento		<u>(58.507)</u>	<u>(23.601)</u>	<u>25.006</u>	<u>144.031</u>
Variação cambial sobre caixa e equivalente		-	-	3.219	2.191
Total da variação cambial sobre caixa e equivalente		-	-	3.219	2.191
Redução do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>(267)</u>	<u>(397)</u>	<u>(240.574)</u>	<u>(513.557)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		268	665	357.765	871.322
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		<u>1</u>	<u>268</u>	<u>117.191</u>	<u>357.765</u>
Redução do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>(267)</u>	<u>(397)</u>	<u>(240.574)</u>	<u>(513.557)</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
RECEITAS		-	-	851.408	994.197
Vendas de gás	17	-	-	634.285	612.804
Outras receitas		-	-	1.508	581
Receitas relativas à construção de ativos próprios	12	-	-	215.615	380.812
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		879	746	397.262	544.120
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	186.728	147.331
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		879	746	192.927	379.661
Outros		-	-	17.607	17.128
VALOR ADICIONADO BRUTO		(879)	(746)	454.146	450.077
DEPRECIACÃO, AMORTIZACÃO E EXAUSTÃO	12/13	-	-	117.613	97.286
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(879)	(746)	336.533	352.791
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		170.078	195.558	119.423	84.146
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos	11.2	169.759	195.469	(185)	(440)
Receitas financeiras	20	319	89	119.608	84.586
Outros		-	-	-	-
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		<u>169.199</u>	<u>194.812</u>	<u>455.956</u>	<u>436.937</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		2.491	2.036	53.530	51.820
Benefícios		128	96	5.282	3.792
F.G.T.S		-	-	2.161	1.850
		<u>2.619</u>	<u>2.132</u>	<u>60.973</u>	<u>57.462</u>
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		498	409	83.545	57.934
Estaduais		-	-	57.000	54.539
Municipais		-	-	85	83
ANP (bônus e royalties)		-	-	50.076	48.768
		<u>498</u>	<u>409</u>	<u>190.706</u>	<u>161.324</u>
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		3	3	167	364
Aluguéis		-	-	3.650	3.224
Despesas bancárias		23	26	852	1.431
Variação monetária / cambial		-	-	33.552	20.890
		<u>26</u>	<u>29</u>	<u>38.221</u>	<u>25.909</u>
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do exercício		166.056	192.242	166.056	192.242
		<u>166.056</u>	<u>192.242</u>	<u>166.056</u>	<u>192.242</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		<u>169.199</u>	<u>194.812</u>	<u>455.956</u>	<u>436.937</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

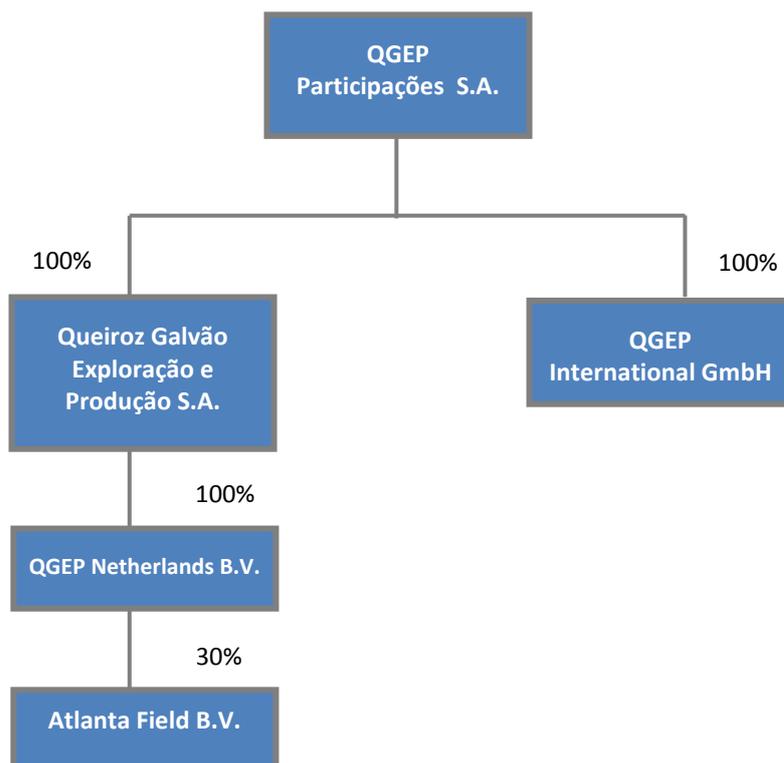
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - INDIVIDUAL E CONSOLIDADO REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

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”) tem como objeto social a participação em sociedades que se dediquem substancialmente à exploração, produção e comercialização de petróleo, gás natural e seus derivados, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Em 31 de dezembro de 2014 a Companhia apresentava a seguinte estrutura societária:



A controlada direta Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (“QGEP”) foi constituída em 16 de outubro de 2009 e tem como principal objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados e participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins, seja como sócio ou acionista ou outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

Em 31 de janeiro de 2013, foi constituída a QGEP Netherlands B.V. (“QGEP B.V.”), com sede na cidade de Roterdã, na Holanda, controlada integral da QGEP tendo como objeto social incorporar, gerenciar e supervisionar empresas; realizar todos os tipos de atividades industriais e comerciais; bem como todas e quaisquer coisas que estejam relacionadas às atividades descritas.

Em 02 de novembro de 2012, foi constituída pela QGEP a sociedade Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Holanda, controlada indireta da QGEP e direta da QGEP B.V., tendo 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.

Em 12 de fevereiro de 2013, a QGEP vendeu a totalidade de sua participação na AFBV para a QGEP B.V. Esse processo não gerou ágio, perda ou ganho. Em 21 de fevereiro de 2013, a OGX Netherlands Holding B.V e a FR Barra 1S.àr.l., em função da parceria com a QGEP na concessão do Bloco BS-4, ingressaram na estrutura da AFBV através de aumento de capital, passando a deter 40% e 30%, respectivamente, de participação na AFBV. A QGEP B.V., nesta mesma data, passou a deter participação de 30% na AFBV.

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

Em 31 de dezembro de 2014, o Grupo apresenta em seu portfólio a participação em treze concessões de E&P localizadas na porção offshore da Margem Continental brasileira (vide nota explicativa 21).

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, que se encontram, respectivamente, nas fases de produção e desenvolvimento da produção. No BS-4 estão situados os campos de Atlanta e Oliva, que se encontram em desenvolvimento da produção.

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 escoo 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 quarto trimestre de 2014, a ANP aprovou o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do Bloco BM-J-2. No âmbito deste Plano, a QGEP compromete-se a realizar o reprocessamento sísmico e a reinterpretação geológica do Bloco. Essas atividades deverão ser concluídas até o final de 2015, quando se tomará a decisão sobre os próximos passos do projeto. O PAD relacionado à Notificação de Descoberta protocolada na ANP em agosto de 2013 foi baseado na identificação de potenciais zonas de interesse na seção pré-sal do poço Alto de Canavieiras (1-QG-5A-BAS). O bloco está localizado em águas rasas da Bacia de Jequitinhonha, e a QGEP é a operadora com 100% de participação.

Em 21 de agosto de 2013, a Companhia recebeu a aprovação do Plano de Desenvolvimento (PD) 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 PD 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.

Em 2014, a Companhia prosseguiu com o desenvolvimento do Campo de Atlanta, do qual é operadora. No primeiro semestre de 2014 os dois primeiros poços horizontais do Sistema de Produção Antecipada (SPA) foram perfurados e completados. Ao final de 2014, foram assinados os contratos de afretamento e operação da unidade de produção (FPSO - unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência) Petrojarl I para desenvolver o Campo por meio do SPA. O navio será adaptado de acordo com nossas especificações, com previsão de entrega no Campo no primeiro semestre de 2016 e início de produção em meados de 2016. O CAPEX total estimado para o SPA é de USD 728 milhões, sendo USD 219 milhões líquidos para a QGEP. Este montante é referente a um sistema com três poços produtores, com o início da perfuração do terceiro poço ao final de 2015. Até 31 de dezembro de 2014, a QGEP já havia desembolsado USD 114 milhões do CAPEX total do SPA.

As concessões adquiridas na 11ª rodada de licitação da ANP, nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Ceará, Pernambuco-Paraíba e Espírito Santo, estão em fase de aquisição sísmica 3D. O total acumulado gasto até 31 de dezembro de 2014 é de R\$25.914. 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 individuais e 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.

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

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 demonstrações financeiras das controladas diretas e indiretas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

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

Participações da Companhia em controladas

As demonstrações financeiras da Companhia, em 31 de dezembro de 2014, 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>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
QGEP	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP International	Áustria	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

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

Uma “*joint venture*” é um acordo contratual 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 QGEP B.V. apresenta participação em entidade controlada em conjunto nas suas demonstrações financeiras usando o método de equivalência patrimonial.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Tipo de negócio</u>	<u>Porcentagem de participação - %</u>	
				<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (<i>Joint venture</i>)	30%	30%

2.5. Informações do segmento operacional

A Administração efetuou a análise e concluiu que a QGEPP opera em um único segmento, exploração e produção (E&P) de óleo e gás. Adicionalmente, a receita líquida de vendas é substancialmente derivada de transações com 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.

Para os ativos em desenvolvimento e produção, a Companhia avalia a necessidade de *impairment* dos mesmos através do método dos fluxos de caixa esperados pela vida útil estimada de cada ativo e compara o valor presente dos mesmos com o seu valor contábil. Premissas como reservas, câmbio, taxa de desconto e preço do barril são considerados no modelo de teste de *impairment*.

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

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

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 2014, 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

2.15.1. Federais

Por estar localizada na área de abrangência da Sudene, a controladora indireta Manati, incorporada pela QGEP, detém, o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicionais calculados com base no Lucro da Exploração durante 10 (dez) anos, começando 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.

A controlada direta QGEP usufruiu ainda de benefícios fiscais cujos aspectos são relacionados à inovação tecnológica existente no projeto Campo de Atlanta, conforme Lei 11.196/05 (Lei do Bem), regulamentada pelo Decreto 5.798/06.

As características geológicas desse campo, aliadas às propriedades físico-químicas do óleo nele contido, demandaram o uso inovador e integrado de tecnologias de última geração, cujo processo de aplicação foi integralmente desenvolvido pela QGEP.

2.15.2. Estaduais

De acordo com o Decreto 13.844/12, do Governo da Bahia, nas saídas de gás natural efetuadas por estabelecimentos que exerçam a atividade de extração e que realizem investimento em unidade de compressão para viabilizar a manutenção da produção, fica concedido, durante o período de até 10 (dez) anos, crédito presumido de até 20% (vinte por cento) do imposto estadual incidente - ICMS.

Subvenções governamentais são reconhecidas no resultado quando há segurança razoável de que a subvenção será recebida e que as condições estabelecidas para o benefício serão cumpridas pela Companhia. Posteriormente, são destinadas para reserva de incentivos fiscais no patrimônio líquido, quando categorizadas como subvenções governamentais para investimentos.

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 24iii.

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método acelerado como despesa no resultado do exercício durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio. 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 do Grupo estão classificados nas seguintes categorias específicas: (i) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, (ii) investimentos mantidos até o vencimento, e (iii) empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido, por meio de norma ou prática de mercado.

2.19.1. 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/CDI (pós-fixado), 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. A controlada indireta sediada na Holanda, a controlada direta sediada na Áustria e a controlada em conjunto, também sediada na Holanda, utilizam o dólar norte americano (US\$) como moeda funcional. As demonstrações financeiras das controladas e controlada em conjunto são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da QGEPP.

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

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

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 - ajustes acumulados de conversão.

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.

No grupo de atividades operacionais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, denominado Ajustes para reconciliar o resultado líquido - Provisão para imposto de renda, a Administração está corrigindo o valor de (R\$17.918) para R\$17.918.

2.24. Resultado líquido por ação

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

2.25. 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 2018
IFRS 14	Contas de diferimento regulatório	1º de janeiro de 2016
IFRS 15	Receita de contrato com clientes	1º de janeiro de 2017

- b) Normas, alterações e interpretações de normas existentes com adoção inicial a partir de 1º de janeiro de 2014.

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 2014 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>
IAS 27 / CPC 35 (R2)	Demonstrações separadas	1º de janeiro de 2014
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

A Companhia avaliou que as mesmas não possuem um efeito relevante sobre as suas informações e demonstrações contábeis.

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 2014 é de R\$27.916. 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 decorrente de prejuízos fiscais acumulados e base negativa de contribuição social, bem como diferenças temporais, são reconhecidos apenas na medida em que o Grupo espera gerar lucro tributável futuro suficiente para sua realização com base em projeções e previsões elaboradas pela Administração. Estas projeções e previsões preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas às taxas de câmbio, 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. Estimativas das reservas provadas e de reservas prováveis (amortização de ativo imobilizado e intangível, provisão para abandono e análises de impairment)

As estimativas de reservas provadas e de reservas prováveis são 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 estimadas.

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

A metodologia de cálculo dessa provisão de abandono consiste em estimar na data base de apresentação quanto 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 das premissas financeiras tais como taxas de desconto e efeitos cambiais, considerados no modelo de apuração da obrigação futura, 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 da Companhia.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

a) Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Caixa e depósitos bancários	1	31	17.444	36.654
CDB's e debêntures	-	237	69.548	75.283
Fundos de investimentos exclusivos	-	-	<u>30.199</u>	<u>245.828</u>
Total	<u>1</u>	<u>268</u>	<u>117.191</u>	<u>357.765</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 dos fundos de investimentos exclusivos:

<u>Produto</u>	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Compromissada (debêntures)	-	40.991
CDB/ CDI (pós-fixados)	<u>30.199</u>	<u>204.837</u>
Títulos classificados em equivalentes de caixa	<u>30.199</u>	<u>245.828</u>

b) Aplicações financeiras

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Fundos de investimentos exclusivos	<u>2.897</u>	=	<u>1.011.417</u>	<u>647.954</u>
Total	<u>2.897</u>	=	<u>1.011.417</u>	<u>647.954</u>

A Companhia possui três fundos de investimentos exclusivos multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de aplicação, que investem em cotas de fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à Selic, títulos 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 dos fundos:

<u>Produto</u>	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Compromissada (debêntures)	2.897	-	66.900	19.696
CDB/CDI (pós-fixado)	-	-	86.999	58.493
Títulos públicos (LFT / NTN)	-	-	344.887	227.490
Títulos públicos (LFT e LTN - Fundo cambial)	-	-	285.176	159.449
Letras Financeiras (Alfa, Banco do Brasil, Banrisul, Bradesco, CEF, HSBC, Itaú, Santander e Votorantim)	-	=	<u>227.455</u>	<u>182.826</u>
Títulos classificados em aplicações financeiras	<u>2.897</u>	=	<u>1.011.417</u>	<u>647.954</u>

c) Rentabilidade média

A rentabilidade média dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente a 102,34% do CDI Selic no acumulado do exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (102,32% em 31 de dezembro de 2013).

A variação do fundo cambial, em relação à PTAX (benchmark do fundo), foi de 1,11% negativa ao longo do exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (0,36% em 31 de dezembro de 2013).

5. CONTAS A RECEBER

A QGEP tem um contrato de longo prazo a partir de 2007 (vencimento até junho de 2030) para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petrobras, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual.

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

6. CRÉDITOS COM PARCEIROS

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

Do montante de R\$19.344 registrados em 31 de dezembro de 2014, R\$6.686 referem-se à parcela da consorciada OGX Petróleo e Gás S.A. – Recuperação Judicial (denominada “OGX”) e o restante de outros consorciados (R\$12.658). Os montantes em aberto não se encontram vencidos.

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

7. ESTOQUES

	Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Materiais	<u>54.477</u>	<u>47.769</u>
Total	<u>54.477</u>	<u>47.769</u>

A variação refere-se basicamente à compra de materiais para consumo, 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, descritas na nota explicativa 11, que são suas partes relacionadas, foram eliminados na consolidação e não estão apresentados nesta nota. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

	Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
<u>Ativo - não circulante</u>		
Contas a receber - AFBV (a)	<u>4.878</u>	<u>479</u>
Total	<u>4.878</u>	<u>479</u>

	Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
<u>Passivo - circulante</u>		
Contas a pagar - QGOG (b)	8	8
Contas a pagar - AFBV (c)	<u>328</u>	-
Total	<u>336</u>	<u>8</u>

	Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
<u>Resultado</u>		
Despesas gerais e administrativas (b)	86	631
Venda de ativo imobilizado	14	-

- (a) Referem-se a serviços de consultoria técnica prestados pela QGEP para AFBV para aquisição pela controlada no exterior de equipamentos *subsea* (árvore de natal molhada e VSD). Estes valores são pagos em dólar.
- (b) O montante decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Queiroz Galvão Óleo e Gás (QGOG) para contratação de seguros em 2014 e 2013, bem como departamento pessoal e apoio de TI em 2013. 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) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos subaquáticos celebrados entre a QGEP e a AFBV. Estes valores são pagos em dólar.

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	
	<u>01/01/2014</u> <u>a 31/12/2014</u>	<u>01/01/2014</u> <u>a 31/12/2014</u>
Benefícios de curto prazo	3.113	2.551

	Consolidado	
	<u>01/01/2014</u> <u>a 31/12/2014</u>	<u>01/01/2013</u> <u>a 31/12/2013</u>
Benefícios de curto prazo	12.252	9.144
Plano de opção de ações	4.548	5.876

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.

O montante pago ao longo do exercício de 2014, referente à participação no resultado de administradores relativa ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, foi de R\$5.664. Tal montante divergiu do valor provisionado em R\$ 3.089.

9. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Fundo da provisão de abandono (a)	<u>27.916</u>	<u>4.167</u>
Total caixa restrito	<u>27.916</u>	<u>4.167</u>

- (a) O fundo de abandono é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o pagamento da provisão para abandono do Campo de Manati, as quais são administradas pela Petrobras (fundo de abandono - vide nota explicativa 16) e integralmente aplicadas no Banco Bradesco. A rentabilidade do fundo foi de 8,86% no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (10,17% no exercício findo em 31 de dezembro de 2013).

10. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

10.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Antecipação IR e CS	-	-	6.419	-
IRRF sobre aplicação financeira (a)	25	27	18.169	9.676
Impostos a recuperar (b)	-	-	1.546	426
Crédito PIS/COFINS (c)	-	-	9.722	-
Outros (d)	-	-	<u>490</u>	<u>615</u>
Total	<u>25</u>	<u>27</u>	<u>36.346</u>	<u>10.717</u>
Circulante	<u>25</u>	<u>27</u>	<u>33.692</u>	<u>10.380</u>
Não circulante	-	-	<u>2.654</u>	<u>337</u>

- (a) Refere-se a créditos do 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);
- (b) Refere-se ao saldo negativo de IRPJ e CSLL de 2013, atualizado pela taxa Selic.
- (c) Refere-se a crédito de PIS e COFINS sobre insumos e imobilizado.
- (d) Refere-se a crédito de ICMS sobre aquisições de ativo imobilizado.

10.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
ICMS (a)	-	-	4.739	5.170
Contribuição social	-	-	-	1.534
IRRF	48	42	938	1.233
PIS/COFINS (a)	-	-	13.154	13.788
Royalties (b)	-	-	3.236	3.309
Participação especial (b)	-	-	2.514	2.946
Outros (c)	-	-	1.732	2.079
Total circulante	<u>48</u>	<u>42</u>	<u>26.313</u>	<u>30.059</u>

- (a) Débitos referentes basicamente aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati, líquidos dos benefícios fiscais.
- (b) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati, conforme descrito na Nota explicativa 21.
- (c) Os débitos referem-se ao ISS, ISS retido sobre serviços prestados terceiros, bem como Cide, PIS e COFINS sobre importação de serviços.

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

	Controladora	
	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
Lucro antes do IR e CSLL	166.056	192.242
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(56.459)	(65.362)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Equivalência patrimonial	57.719	66.459
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(1.271)	(1.094)
Despesas indedutíveis /receita não tributável		
Temporárias	11	(3)
Imposto de renda /contribuição social diferidos	=	=
Imposto de renda /contribuição social correntes	=	=

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 31 de dezembro de 2014 a QGEPP possuía prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$70.260 (R\$66.523 em 31 de dezembro de 2013), 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.

	<u>Consolidado</u>	
	<u>01/01/2014 a 31/12/2014</u>	<u>01/01/2013 a 31/12/2013</u>
Lucro antes do IR e CSLL	184.623	187.683
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(62.772)	(63.812)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Incentivos fiscais (a)	61.714	42.771
Despesas indedutíveis /receita não tributável, líquidas:		
Permanentes (b)	2.513	(4.553)
Temporais (c)	(18.792)	6.742
Prejuízos fiscais não ativados (d)	(1.230)	23.411
Imposto de renda e contribuição social	<u>(18.567)</u>	<u>4.559</u>
Imposto de renda/contribuição social correntes	(15.482)	(17.918)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	(3.085)	22.477

(a) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações do Campo de Manati e benefício relativo à Lei 11.916/06 - Lei do Bem (Inovação de tecnologia) -Nota explicativa 2.15.

(b) Em 31 de dezembro de 2014, a principal adição refere-se ao plano de opção de ações. Em 31 de dezembro de 2013 refere-se à realização do abandono do poço 1-BAS-128, localizado no Campo de Manati.

(c) Em 31 de dezembro de 2014, as principais adições referem-se à amortização da provisão de abandono.

(d) Refere-se basicamente a prejuízos fiscais e base negativa da empresa QGEPP.

10.4. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são oriundos de provisões não dedutíveis temporariamente reconhecidas no resultado da controlada QGEP, as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em exercícios futuros. Adicionalmente calculamos a contribuição social diferida sobre o saldo de base negativa acumulada de exercícios anteriores.

	<u>Consolidado</u>	
	<u>2014</u>	<u>2013</u>
<u>Composição ativo diferido</u>		
Participação nos lucros e resultados	4.428	5.238
Provisão baixa de poços e devolução de blocos	11.689	15.408
Provisões diversas	5.111	328
Base negativa CSLL	-	<u>1.503</u>
Total composição do ativo diferido	<u>21.228</u>	<u>22.477</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>ATIVO DIFERIDO</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	22.477
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Reversão da Provisão para baixa de poços e devolução de blocos	(3.721)
Participação nos lucros e resultados - realizada	(811)
Base negativa CSLL - utilização	(1.503)
Provisões a pagar - adição temporal	<u>4.786</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>21.228</u>
<u>PASSIVO DIFERIDO</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	—
Exclusões temporais	(1.836)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>(1.836)</u>

A Companhia estima que o ativo fiscal diferido constituído em 31 de dezembro de 2014 será realizado nos próximos 12 meses na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambas suportadas por projeções efetuadas e aprovadas pela Administração.

10.5. Lei 12.973/2014

A Administração efetuou uma avaliação preliminar das disposições contidas na Lei 12.973/2014 resultante da conversão da 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 Lei 12.973/2014 entre em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015, há a possibilidade de opção (de forma irrevogável) pela sua aplicação a partir de 1º de janeiro de 2014.

A Administração não fez a opção tendo em vista entender que não haverá efeitos nas demonstrações financeiras da Companhia.

11. INVESTIMENTOS

11.1. Composição

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

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

11.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Os dados dos investimentos e as demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2014 para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas são (em R\$):

	<u>QGEP</u>			
	<u>QGEP</u>	<u>International</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1	1.000	3.000
Percentual de participação	100%	100%	100%	30%
	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$</u>	<u>R\$ (*)</u>
Capital social	2.042.553	109	2	20
Patrimônio líquido	2.522.744	28	27.322	76.142
Resultado do exercício	169.834	(75)	(485)	(625)
Ativo	3.169.806	28	27.462	85.259
Passivo	647.061	-	140	9.117
Receita líquida	503.232	-	-	2.066

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

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

	<u>Controladora</u>			<u>Consolidado</u>
	<u>QGEP</u>			
	<u>QGEP</u>	<u>International</u>	<u>Total</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	2.404.567	99	2.404.666	10.428
Aumento de capital	-	-	-	9.843
Plano de opção de ações	9.005	-	9.005	
Pagamento de dividendos intermediários (a)	(60.600)	-	(60.600)	
Dividendos mínimos obrigatórios	(3.277)	-	(3.277)	
Ajustes acumulados de conversão	3.215	4	3.219	2.757
Resultado de equivalência patrimonial (b)	<u>169.834</u>	<u>(75)</u>	<u>169.759</u>	<u>(185)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>2.522.744</u>	<u>28</u>	<u>2.522.772</u>	<u>22.843</u>

(a) A controlada QGEP distribuiu dividendos intermediários no montante de R\$20.600 do saldo da reserva de investimentos de 31 de dezembro de 2013, conforme aprovações em AGE, citadas abaixo, com finalidade da QGEP custear a recompra de ações para manutenção em tesouraria e posteriormente atender o Plano de Outorga de opção de compra de ações. O montante de R\$40.000 refere-se à distribuição de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2013.

	<u>Data da aprovação</u>	<u>Valor aprovado</u> R\$
Assembleia Geral Extraordinária	21/01/2014	2.000
Assembleia Geral Extraordinária	25/02/2014	18.600
Assembleia Geral Extraordinária	16/04/2014	<u>40.000</u>
Total		<u>60.600</u>

(b) Resultado apurado pelas investidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

12. IMOBILIZADO

	Taxa de depreciação e amortização %	Consolidado			
		31/12/2014		31/12/2013	
		Custo	Depreciação e amortização	Líquido	Líquido
Segmento corporativo					
Móveis e utensílios	10%	2.475	(440)	2.035	1.719
Veículos	20%	1.212	(346)	866	666
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.089	(1.466)	2.623	5.989
Benfeitorias	10%	1.565	(13)	1.552	-
Computadores - <i>Hardware</i>	20%	2.269	(1.023)	1.246	1.471
Imóveis	4%	6.363	(42)	6.321	-
Terrenos	-	173	-	173	120
Subtotal		<u>18.146</u>	<u>(3.330)</u>	<u>14.816</u>	<u>9.965</u>
Segmento de <i>upstream</i>					
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	421.989	-	421.989	456.509
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)	(iii)	16.844	(15.580)	1.264	3.018
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv)		(v) 265.632	-	265.632	103.112
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	(iii)	<u>974.692</u>	<u>(557.009)</u>	<u>417.683</u>	<u>510.855</u>
Subtotal		<u>1.679.157</u>	<u>(572.589)</u>	<u>1.106.568</u>	<u>1.073.494</u>
Total		<u>1.697.303</u>	<u>(575.919)</u>	<u>1.121.384</u>	<u>1.083.459</u>

- (i) Gastos com exploração em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando a conclusão do processo exploratório.
- (ii) Referente a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, os quais já estão em fase de produção.
- (iii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (Nota explicativa 21(b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.
- (iv) Gastos com desenvolvimento em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando o início da produção.
- (v) Foram capitalizados ao imobilizado até o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 R\$7.452 de encargos financeiros (R\$684 em 31 de dezembro de 2013), referente ao financiamento FINEP. As taxas relacionadas encontram-se descritas na nota explicativa 14.

Custo	Consolidado					
	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	Total
Saldo em 31/12/2013	12.385	456.509	16.844	103.112	956.001	1.544.851
(+) Adições do exercício	9.229	31.310 (a)	-	162.520 (b)	18.690 (c)	221.749
(-) Baixas do exercício	<u>(3.468)</u>	<u>(65.830) (d)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(69.298)</u>
Saldo em 31/12/2014	<u>18.146</u>	<u>421.989</u>	<u>16.844</u>	<u>265.632</u>	<u>974.692</u>	<u>1.697.303</u>

Principais adições e baixas de imobilizado no período referem-se: (a) BM-J-2 no montante de R\$4.443 e BM-S-8 no montante de R\$27.205, (b) adições no BS-4 no montante de R\$162.520, que incluem gastos com serviços de perfuração, (c) adições no Campo de Manati no montante de R\$18.693 e (d) Baixa do poço Biguá e do poço de extensão de Carcará, ambos localizados no Bloco BM-S-8, nos montantes de R\$29.446 e R\$2.328, respectivamente, baixa do Bloco CAL-M-312, parte da concessão BM-CAL-12 no montante de R\$824 e baixa do BM-CAL-5 no montante de R\$33.232.

<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 31/12/2013	(2.420)	(13.826)	(445.146)	(461.392)
(-) Adições do exercício	(2.620)	(1.754)	(111.863)	(116.237)
(+) Baixas do exercício	<u>1.710</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.710</u>
Saldo em 31/12/2014	<u>(3.330)</u>	<u>(15.580)</u>	<u>(557.009)</u>	<u>(575.919)</u>

13. INTANGÍVEL

	Consolidado				
	<u>Taxa de depreciação</u>	<u>Custo</u>	<u>Amortização</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	529.399	-	529.399	529.399
Bônus de assinatura (ii)	-	96.324	-	96.324	97.675
Software	20%	<u>7.423</u>	<u>(2.676)</u>	<u>4.747</u>	<u>4.276</u>
Total		<u>633.146</u>	<u>(2.676)</u>	<u>630.470</u>	<u>631.350</u>

<u>Custo e amortização</u>	Consolidado			
	<u>Aquisição de concessão exploratória</u>	<u>Bônus de assinatura</u>	<u>Software</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31/12/2013	529.399	97.675	4.276	631.350
(+) Adições (custo)	-	-	1.840	1.840
(-) Baixas (custo) (iii)	-	(1.351)	-	(1.351)
(-) Adições (amortização)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.369)</u>	<u>(1.369)</u>
Saldo em 31/12/2014	<u>529.399</u>	<u>96.324</u>	<u>4.747</u>	<u>630.470</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 às áreas de concessão em fase exploratória (Nota Explicativa 21).
- (iii) Em 31 de dezembro de 2014, as baixas referem-se ao bônus de assinatura do Bloco CAL-M-312, parte da concessão BM-CAL-12 no montante de R\$206 e do Bloco BM-CAL-5 no montante de R\$1.146. A decisão foi tomada em função da baixa atratividade indicada por estudos de viabilidade técnica e econômica dessas áreas.

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Destinam-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.

	31/12/2014	31/12/2013	Consolidado		
			Encargos	Forma de pagamento - juros	Vencimento
<u>Moeda nacional</u>					
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos	<u>253.225</u>	<u>169.563</u>	Subcrédito A: 3,5% a.a	Mensal	Set/2023
Total	<u>253.225</u>	<u>169.563</u>	Subcrédito B: (TJLP +5% a.a) - 6,5% a.a (*)	Mensal	Set/2023
Circulante	387	238			
Não circulante	<u>252.838</u>	<u>169.325</u>			
Total consolidado	<u>253.225</u>	<u>169.563</u>			

<u>Descrição</u>	<u>Dez-14</u>
TJLP anual	<u>5,00%</u>

(*) Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito A incidirão juros compostos de 3,5% ao ano, *pro rata tempore*.

Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito B incidirão juros compostos de TJLP acrescidos de 5% ao ano a título de SPREAD, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% ao ano.

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo em 31/12/2013	169.563
(+) Liberação de principal	83.513
(+) Adições de juros	6.584
(-) Amortização de juros	<u>(6.435)</u>
Total antes do custo do empréstimo	<u>253.225</u>
(-) Custo do empréstimo	<u>(2.310)</u>
Saldo final em 31/12/2014	<u>250.915</u>
Circulante	<u>387</u>
Não circulante	<u>250.528</u>

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

<u>Vencimentos</u>	<u>31/12/2014</u>
2016	11.898
2017	35.695
2018	35.695
2019 a 2023	<u>169.550</u>
Total	<u>252.838</u>

De acordo com os termos do contrato, o principal da dívida deve ser pago à 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 a última em 15/09/2023. O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros. O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela controladora QGEPP.

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, conseqüentemente nenhuma provisão foi constituída no período 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\$305.

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de Imposto de renda retido na fonte – IRRF, contribuições de intervenção no domínio econômico – CIDE incidentes sobre remessas ao exterior para pagamentos de afretamentos realizados em 2008 e 2009, e não recolhimento de IRRF, CIDE, contribuição para o Programa de Integração Social – PIS e contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS incidentes sobre remessas ao exterior para pagamentos de afretamento realizado em 2010. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. No tocante à participação da QGEP, os valores em discussão referentes aos afretamentos realizados em 2008 e 2009, montam aproximadamente R\$33.328, e os valores em discussão referentes ao afretamento realizado em 2010 montam aproximadamente R\$ 250.

Contratos com a QGOG

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

16. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono, informadas pelo operador, foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, conforme notas explicativas 2.9 e 3.2.5. Em 31 de dezembro de 2014, 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 e possuem premissas tais como taxas de desconto, taxas de câmbio e estimativa de reserva.

Movimentação da Provisão para Abandono no exercício findo em 31 de dezembro de 2014:

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	228.894
Adições de provisão (Campo de Atlanta e Campo de Manati)	40.248
Variação cambial no exercício / outras premissas financeiras	<u>11.957</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2014	<u>281.099</u>

17. RECEITA LÍQUIDA

	<u>Consolidado</u>	
	<u>01/01/2014 a 31/12/2014</u>	<u>01/01/2013 a 31/12/2013</u>
Receita bruta	<u>634.087</u>	<u>612.804</u>
PIS	(10.078)	(9.829)
COFINS	(46.418)	(45.273)
ICMS	(71.187)	(68.137)
Crédito presumido ICMS (*)	14.237	13.627
Descontos - reduções contratuais	<u>(17.409)</u>	<u>(17.104)</u>
Total de deduções	<u>(130.855)</u>	<u>(126.716)</u>
Receita líquida	<u>503.232</u>	<u>486.088</u>

(*) Benefício fiscal de ICMS, conforme nota explicativa 2.15.2

18. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

18.1. Custos

	<u>Consolidado</u>	
	<u>01/01/2014 a 31/12/2014</u>	<u>01/01/2013 a 31/12/2013</u>
Custos de extração	(66.228)	(65.518)
Royalties e participação especial	(50.076)	(47.746)
Pesquisa e desenvolvimento (i)	(5.467)	(1.542)
Amortização e depreciação	<u>(113.617)</u>	<u>(95.093)</u>
Total	<u>(235.388)</u>	<u>(209.899)</u>

(i) Em 2013, houve uma reversão de provisão considerando revisão de determinadas premissas utilizadas em exercícios anteriores.

18.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora	
	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
Pessoal	(3.119)	(2.542)
Serviços contratados de terceiros	(350)	(369)
Impostos e taxas	(22)	(24)
Anúncios e publicações	(354)	(234)
Manutenção	(10)	(5)
Outras despesas	<u>(164)</u>	<u>(139)</u>
Total	<u>(4.019)</u>	<u>(3.314)</u>

	Consolidado	
	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
Pessoal (a)	(72.358)	(66.724)
Serviços contratados de terceiros	(9.537)	(10.452)
Seguros	(1.358)	(951)
Impostos e taxas (b)	(1.269)	(2.050)
Anúncios e publicações	(1.088)	(1.240)
Patrocínio	(281)	(760)
Serviços compartilhados	(86)	(631)
Depreciação	(3.989)	(2.210)
Manutenção	(1.981)	(1.083)
Locação	(3.651)	(3.225)
Outras despesas	(4.008)	(2.281)
Alocação de projetos E&P (c)	<u>41.131</u>	<u>23.011</u>
Total	<u>(58.475)</u>	<u>(68.594)</u>

- (a) Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 foram registrados R\$13.023 (R\$15.407 em 31 de dezembro de 2013) referentes 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 aos Blocos operados pela QGEP, relacionado aos seus parceiros.

19. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado	
	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
<u>Gastos exploratórios</u>		
Baixa Bloco BM-CAL-5	34.378	-
Baixa Poço Biguá	28.861	-
Baixa Poço Carcará – extensão	2.803	3.039
Baixa Poço SCS-13 (BM-S-12)	-	42.280
Bloco BM-C-27 – Reversão de provisão	(6.217)	-
Aquisição / processamento de sísmica	27.809	19.747
Gastos exploratórios - billing	5.881	4.113
Gastos com geologia e geofísica	6.275	3.541
Outros	<u>10.558</u>	<u>8.802</u>
Total	<u>110.348</u>	<u>81.522</u>

A Concessão BM-C-27, que engloba os blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, é parte de um acordo de farm in anunciado em novembro de 2012, em que a QGEP assinou com a Petrobras para a cessão de 30% dos direitos de exploração e produção. A eventual transferência de participação ainda estaria sujeita à aprovação das autoridades competentes. A decisão de não renovação já acordada com a Petrobras e sem ônus para a Companhia, é resultado de uma revisão técnica e econômica do ativo em relação ao portfólio atual da Companhia. A elevação dos custos aliada ao aumento do risco do projeto decorrente de uma reinterpretação dos dados sísmicos fizeram com que o projeto perdesse relevância dentro do portfólio da QGEP. O acordo estabelecido com a Petrobras não requereu nenhum desembolso inicial pela participação nos blocos e apenas envolveria o pagamento de parte dos custos de perfuração no prospecto Guanabara Profundo pela QGEP.

20. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Controladora	
	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
Juros de aplicações financeiras	319	89
Despesas financeiras	<u>(3)</u>	<u>(2)</u>
Total	<u>316</u>	<u>87</u>
	Consolidado	
	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
Juros de aplicações financeiras	119.608	84.586
Juros de empréstimos e financiamentos e despesas financeiras	(263)	(1.646)
Variações cambiais, líquidas:		
Derivativos (a)	-	748
Provisão para abandono	(33.414)	(21.586)
Outros	<u>(144)</u>	<u>(52)</u>
Total	<u>85.787</u>	<u>62.050</u>

- (a) Em 2013, a Companhia contratou instrumentos derivativos para proteção cambial em determinados compromissos indexados em dólar norte-americano, 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.

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	%
Desenvolvimento e Produção	Camamu BCAM-40	Manati Camarão Norte	06/08/1998	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção Geopark Brasoil	35 45 10 10
	Santos	Atlanta e Oliva (BS-4)	06/08/1998	OGX Barra Energia Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	40 30 30
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção EP Energy(i)	60 20 20
	Santos	BM-S-8	15/09/2000	Petrobras (operador) Petrogal Barra Energia Queiroz Galvão Exploração e Produção	66 14 10 10
	Jequitinhonha	BM-J-2	02/09/2002	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Foz do Amazonas	FZA-M-90 (ii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Premier Oil Pacific Brasil	35 35 30
	Espírito Santo	ES-M-598 (ii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673 (ii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265 (ii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil	30 70
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337 (ii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil	50 50
	Ceará	CE-M-661 (ii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Total (operador) OGX	25 40 35
	Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-894 (ii)	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-896 (ii)	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70

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

- (i) Em processo de transferência pela ANP para Petrobras.
- (ii) 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 QGEP 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 QGEP 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 QGEP 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 (% QGEP) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km ²	Royalties	Taxa de retenção de área por km ² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Camarão Norte	-	2000	-	16,470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
BM-J-2	-	2002	855	742,051	10%	174,43	348,86	1.744,30
CAL-M-372	6,3	2004	562	745,031	10%	239,00	478,00	2.390,00
PEPB-M-896	7,2	2013	637	722,400	10%	93,75	187,50	937,50
PEPB-M-894	3,6	2013	239	721,200	10%	93,75	187,50	937,50
FZA-M-90	48,9	2013	18.945	768,500	10%	644,80	1.289,60	6.448,00
PAMA-M-265	9,1	2013	3.020	766,300	10%	62,50	125,00	625,00
PAMA-M-337	68,6	2013	35.206	769,300	10%	214,93	429,86	2.149,30
ES-M-598	27,8	2013	14.182	769,300	10%	214,93	429,86	2.149,30
ES-M-673	9,0	2013	12.562	507,200	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	-	392,000	10%	396,02	792,04	3.960,20
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	2000	-	199,6	7,8%	200,00	400,00	2.000,00
Total	<u>214,4</u>		<u>96,324</u>					

Em 31 de dezembro de 2014, 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), previsto para iniciar em 2015.

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) perfuração de dois poços (Carará e Guanxuma) e (ii) a realização de um teste de formação e de um teste de longa duração no BM-S-8.

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.

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 2014 foram provisionados R\$38.889 (R\$37.292 em 31 de dezembro de 2013) de royalties referentes à produção do campo Manati dos quais R\$3.236(R\$3.309 em 31 de dezembro de 2013) 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 2014 foram registrados R\$11.187 (R\$10.454 em 31 de dezembro de 2013) de participação especial, esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos, dos quais R\$2.514 (R\$2.946 em 31 de dezembro de 2013) permanecem no passivo a pagar naquela data.
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão- Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi desembolsado os montantes de R\$1.201 para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 registrados na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$1.634 em 31 de dezembro de 2013).

b) Informações sobre as reservas

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 (MMm ³) (não revisado pelos auditores independentes)
Reserva provada estimada pela Gaffney e Cline & Associates em 31/12/2014 (*)	<u>7.528</u>

(*) A reserva provada foi estimada a partir da reserva certificada em dezembro de 2013 por peritos especialistas e deduzidas das produções mensais até o referido período.

c) Garantias

Em 31 de dezembro de 2014, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia, junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e B combustíveis - ANP no total de R\$293.433. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$214.383, operação de desativação do sistema de produção antecipada no Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$63.828 e desenvolvimento do Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$15.223.

22. COMPROMISSOS

Em 31 de dezembro de 2014, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos, incluindo arrendamento de embarcações, bem como junto a prestadores de serviços de consultoria técnica, com vencimentos diversos para a campanha exploratória e desenvolvimento conforme o seguinte cronograma financeiro:

	Consolidado (*)		
	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017 em diante</u>
Total de compromissos	<u>130.299</u>	<u>88.691</u>	<u>90.311</u>

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

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

	31/12/2014			
	Controladora		Consolidado	
	<u>Valor contábil</u>	<u>Valor Justo</u>	<u>Valor contábil</u>	<u>Valor justo</u>
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito (i)	-	-	27.916	27.916
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	1	1	17.444	17.444
Contas a receber (ii)	-	-	101.627	101.627
Partes relacionadas	-	-	4.878	4.878
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (ii)	-	-	99.747	99.747
Aplicações financeiras (ii)	-	-	1.011.417	1.011.417
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	47	47	35.199	35.199
Partes relacionadas	-	-	336	336
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	250.528	210.452

31/12/2013

	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito	-	-	4.167	4.167
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	268	268	36.654	36.654
Contas a receber (i)	-	-	99.446	99.446
Partes relacionadas	-	-	479	479
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (ii)	-	-	321.111	321.111
Aplicações financeiras (ii)	-	-	647.954	647.954
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	137	137	160.245	160.245
Partes relacionadas	-	-	8	8
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	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 (“*nonperformancerisk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

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

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

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

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

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

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

c) Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, créditos aprovados para captação de empréstimos e financiamentos que julgue adequados, 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	
	Até 1 ano	Total
Fornecedores	<u>47</u>	<u>47</u>
Total	<u>47</u>	<u>47</u>

	Consolidado				
	De 1 a 3		Até 1 ano	Até 10	Total
	Até 1 mês	meses			
Fornecedores	29.990	3.724	-	1.485	35.199
Partes relacionadas	-	-	336	-	336
Empréstimos e financiamentos	-	-	<u>387</u>	<u>250.528</u>	<u>250.915</u>
Total	<u>29.990</u>	<u>3.724</u>	<u>723</u>	<u>252.013</u>	<u>286.450</u>

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente a Petrobras (95,8% em 31 de dezembro de 2014 e 95,5% em 31 de dezembro de 2013). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, controlada pelo Governo Federal, representa risco de crédito insignificante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2014 não foi registrada perda com créditos junto ao cliente Petrobras.

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

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais 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 31/12/2014</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
CDI anual em 31 de dezembro de 2014 (11,51%)					
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras - efetivo	825.988	Redução do CDI	825.988	825.988	825.988
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2015			12,88%	9,66%	6,44%
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado		Redução do CDI	932.375	902.353	872.331
Receita estimada em 31 de dezembro de 2015			106.387	76.365	46.342
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2015			-	(30.022)	(60.045)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2015, de acordo com o relatório Focus em 06 de março de 2015, emitido pelo Banco Central do Brasil.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2014</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
CDI anual em 31 de dezembro de 2014 (11,51%)					
Caixa restrito:					
Fundo da provisão de abandono	27.916	Redução do CDI	27.916	27.916	27.916
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2015			12,88%	9,66%	6,44%
Fundo da provisão de abandono – estimado	27.916	Redução do CDI	31.512	30.497	29.482
Receita estimada em 31 de dezembro de 2015			3.596	2.581	1.566
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2015:			-	(1.015)	(2.030)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2015, de acordo com o relatório Focus em 06 de março de 2015, emitido pelo Banco Central do Brasil.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2014</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - deterioração de 50%</u>
TJLP anual em 31 de dezembro de 2014 (5%)					
Empréstimos e financiamentos:					
FINEP	84.064 (b)	Alta da TJLP	84.064	84.064	84.064
Empréstimos e financiamentos:					
Taxa estimada da TJLP para 31 de março de 2015		Alta da TJLP	5,50%	6,88%	8,25%
Despesa estimada em 31 de março de 2015			4.624	5.843	7.062
Empréstimos e financiamentos- estimado					
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de março de 2015:			-	1.219	2.438

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

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

f) Risco de taxa de câmbio

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			
		31/12/2014			
		Cenário provável (a)		Cenário	
		Saldo	Saldo	Possível	Remoto
		em USD	em R\$	(25%)	(50%)
Dólar efetivo em 31 de dezembro de 2014 (R\$2,66)					
<u>Operação</u>					
Fundo cambial - ativo	Baixa do US\$	107.209	285.176	285.176	285.176
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2015			2,88	2,16	1,44
Fundo cambial - estimado			308.762	231.571	154.381
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 em 31 de dezembro de 2015			23.586	(53.604)	(130.795)
Efeito líquido da redução na receita financeira em 31 de dezembro de 2015			-	(77.190)	(154.381)

(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2015, de acordo com o relatório Focus em 06 de março de 2015, emitido pelo Banco Central do Brasil.

		Consolidado			
		31/12/2014			
		Cenário provável (a)		Cenário	
		Saldo	Saldo	Possível	Remoto
		em USD	em R\$	(25%)	(50%)
Dólar efetivo em 31 de dezembro de 2014 (R\$2,66)					
<u>Operação</u>					
Provisão para abandono - passivo	Alta do US\$	105.676	281.099	281.099	281.099
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2015			2,88	3,60	4,32
Provisão para abandono - estimado			304.348	380.435	456.522
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 em 31 de dezembro de 2015			23.249	99.336	175.423
Efeito do incremento da despesa financeira em 31 de dezembro de 2015			-	76.087	152.174

(a) Cenário provável da taxa de câmbio para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2015, de acordo com o relatório Focus em 06 de março de 2015, emitido pelo Banco Central do Brasil.

24. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2014 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 2014 é a seguinte:

Acionista	Nº de ações Ordinárias	% de Participação
Queiroz Galvão S.A.	167.459.291	63,0
FIP Quantum	18.606.588	7,0
Ações em circulação	71.577.110	26,9
Ações em tesouraria	7.954.632	3,0
Administradores	208.232	0,1
Conselho Fiscal	<u>1.052</u>	<u>0,0</u>
Total	<u>265.806.905</u>	<u>100</u>

ii. Resultado líquido por ação

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

	01/01/2014 a 31/12/2014	01/01/2013 a 31/12/2013
<u>Resultado básico e diluído por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do exercício	166.056	192.242
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada de número de ações ordinárias	<u>259.325</u>	<u>261.110</u>
Resultado básico e diluído por ação ordinária	<u>0,64</u>	<u>0,74</u>

O resultado básico e diluído por ação ordinária é o mesmo uma vez que em 31 de dezembro de 2014 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 2011 a 2014, as opções se tornarão exercíveis 20% a partir do primeiro ano, 30% adicionais a partir do segundo e 50% remanescentes a partir do terceiro ano. As opções segundo estes Planos de 2011 a 2014 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\$2,65 para o Plano de 2014, R\$4,11 para o Plano de 2013, R\$5,31 e R\$3,87 para os dois Planos de 2012 e R\$9,87 para o Plano de 2011.

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

	Planos de opções de compra de ações 24/02/2014	Planos de opções de compra de ações 14/03/2013	Planos de opções de compra de ações 29/05/2012	Planos de opções de compra de ações 26/03/2012	Planos de opções de compra de ações 29/04/2011
Data da reunião do Conselho de Administração	24/02/2014	11/03/2013	28/05/2012	23/03/2012	29/04/2011
Total de opções concedidas	2.373.330	2.120.319	550.000	1.941.517	1.097.439
Preço de exercício da opção	R\$8,98	R\$12,83	R\$12,81	R\$14,17	R\$19,00
Valor justo da opção na data da concessão	R\$2,65	R\$4,11	R\$3,87	R\$5,31	R\$9,87
Volatilidade estimada do preço da ação	43,36%	43,92%	49,88%	53,24%	59,24%
Dividendo esperado	3,84%	1,89%	1,93%	1,93%	2,35%
Taxa de retorno livre de risco	6,20%	3,81%	4,06%	4,69%	6,36%
Duração da opção (em anos)	7	7	7	7	7

A movimentação das opções de ações existentes em 31 de dezembro de 2014 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	<u>1.941.517</u>	<u>14,17</u>
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>
Concedidas no período - 24/02/2014	<u>2.373.330</u>	<u>8,98</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2014	<u>8.082.605</u>	<u>13,56</u>

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 estão sumariadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em dez/2014	Maturidade remanescente media em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em dez/2014	Preço de exercício médio (*)
Plano 2014	2.373.330	7	8,98	-	8,98
Plano 2013	2.120.319	7	12,83	-	13,55
Plano 2012 - 2ª outorga	550.000	7	12,81	110.000	14,53
Plano 2012 - 1ª outorga	1.941.517	7	14,17	388.303	16,05
Plano 2011	1.097.439	7	19,00	548.720	22,60

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

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R\$9.005, sendo R\$572 do plano de 2011, R\$2.084 da 1ª outorga do plano de 2012, R\$488 da 2ª outorga do plano de 2012, R\$3.113 da outorga do plano de 2013 e R\$2.748 da outorga do plano de 2014, 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>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Lucro líquido do exercício	166.056	192.242
Constituição da reserva legal (5%)	(8.303)	(9.613)
Dividendos mínimos obrigatórios	(2)	(2)
Reserva de investimentos	(157.751)	(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, a qual será submetida à aprovação na próxima Assembléia de Acionistas.

Em 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, no montante de R\$40.000, que corresponde a R\$ 0,15 por ação. A referida proposta de distribuição foi aprovada pela Assembléia Geral dos Acionistas do dia 16 de abril de 2014. Estes dividendos foram liquidados pela Companhia em 5 de maio de 2014.

Conforme descrito na Nota explicativa 30 - eventos subsequentes, o Conselho de Administração está propondo dividendos adicionais ao mínimo obrigatório do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, no montante de R\$38.676.

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 2011. 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 2012. O prazo máximo do programa de recompra é de 365 dias a contar do dia 9 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 6 de maio de 2013, data de aprovação do Plano de Recompra de Ações pelo Conselho de Administração da Companhia.

Em fevereiro de 2014, a Companhia autorizou novo programa de recompra de até 2.245.357 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 2014. O prazo máximo do programa de recompra é de 365 dias a contar do dia 24 de fevereiro de 2014, 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>
Outorga de opção de compra de ações 2013	<u>2.245.357</u>	<u>18.507</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>7.954.632</u>	<u>81.007</u>

(*) Quantidade de ações

Custo histórico na aquisição das ações em tesouraria (R\$por ação)	<u>31/12/2014</u>
Mínimo	7,88
Médio	10,60
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>31/12/2014</u>
	<u>Ordinárias</u>
Quantidade de ações em tesouraria	7.954.632
Cotação por ação na BM&FBOVESPA (R\$)	<u>7,20</u>
Valor de mercado (R\$mil)	<u><u>57.273</u></u>

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

26. SEGUROS

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

<u>Modalidade</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Importâncias seguradas Dez-14</u>
Responsabilidade civil geral	30/09/2015	372.753
Riscos de petróleo e operacionais	30/09/2015	<u>1.122.232</u>
Total		<u>1.494.985</u>

Os seguros foram renovados em 2014, com o vencimento das novas apólices para 30 de setembro de 2015.

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\$1.083 em 31 de dezembro de 2014 (R\$1.017 em 31 de dezembro de 2013), 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>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Fornecedores de imobilizado	6.134	70.336
Dividendos a receber - declarados e não recebidos	-	4.310
Encargos financeiros capitalizados	<u>7.452</u>	<u>684</u>
Total	<u>13.586</u>	<u>75.330</u>

29. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas para arquivamento junto à CVM pelo Conselho de Administração em 12 de março de 2015.

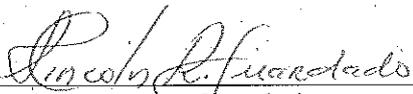
30. EVENTOS SUBSEQUENTES

- (i) No dia 09 de março de 2015, o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) desembolsou a primeira parcela no valor de R\$117.834 do empréstimo firmado com a QGEP em 29 de setembro de 2014 para um financiamento que pode chegar até R\$232.757. Esses recursos serão utilizados para financiar as atividades exploratórias na região Nordeste do Brasil. A linha de crédito tem período de carência de cinco anos, com sete anos para amortização, à taxa de juros de 4,71% a.a., e prêmio de adimplência de 15%, o que pode resultar em uma taxa efetiva de 4,0% a.a. O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela controladora QGEPP e fiança bancária.
 - (ii) No dia 12 de março de 2015, o Conselho de Administração autorizou o quinto programa de outorga de opção de compra de ações relativo ao exercício de 2015, no total de 2.373.330 ações, a serem adquiridas em prazo máximo de 365 dias a contar da data de sua aprovação.
 - (iii) No dia 12 de março de 2015, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório do lucro líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (nota explicativa 24.iv), no montante de R\$38.676, o que corresponde a R\$0,15 por ação. Esta proposta será submetida à aprovação em Assembleia Geral dos Acionistas no dia 17 de abril de 2015 e, se aprovada, os dividendos serão pagos em 5 de maio de 2015 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação. Esta divulgação em nota explicativa está de acordo com o CPC 24 – Evento Subsequente, parágrafo 13, que normatiza a necessidade de divulgação de proposta de dividendos subsequente ao final do exercício social a que se referem as demonstrações financeiras.
-

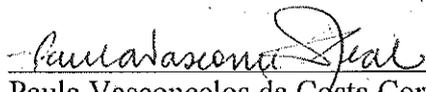
**DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO VI DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09**

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 2014 e 31 de dezembro de 2014.

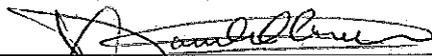
Rio de Janeiro, 12 de março de 2015.



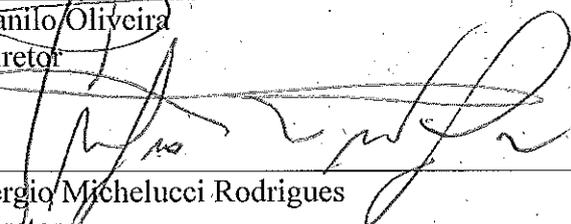
Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente



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



Danilo Oliveira
Diretor

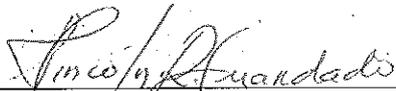


Sérgio Michelucci Rodrigues
Diretor

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

Declaramos, na qualidade de diretores da QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso V do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes) referentes às demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2014 e 31 de dezembro de 2014.

Rio de Janeiro, 12 de março de 2015.



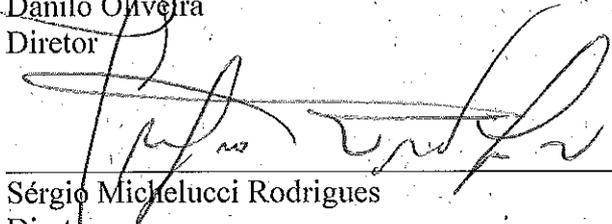
Lincoln Rumênos Guardado
Diretor Presidente



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



Danilo Oliveira
Diretor



Sérgio Michelucci Rodrigues
Diretor