

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS - ITR INDIVIDUAL
E CONSOLIDADO REFERENTES AO PERÍODO FINDO EM 30 DE SETEMBRO 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”) foi constituída em 9 de março de 2010 com a razão social Latina Participações S.A., posteriormente alterada em 2 de setembro de 2010 para QGEP Participações S.A. e permaneceu sem atividades até esta data, quando a Queiroz Galvão Óleo e Gás (“QGOG”) aportou na QGEPP a totalidade de seu investimento na sociedade Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (“QGE”), passando esta última a ser sua subsidiária integral.

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

Em 2 de novembro de 2012, foi constituída pela QGEP a sociedade Atlanta Field B.V. (“AFBV”), com sede na cidade de Roterdã, Holanda, tendo como objeto social a compra, venda e locação de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás.

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 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 1 S.à r.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 QGEPP tendo como objeto social aquisição de empresas na Áustria e exterior, constituição e gestão de empresas subsidiárias na Áustria e exterior e gestão de seus ativos.

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

Informações sobre as operações do Grupo

Em 30 de setembro de 2014, o Grupo apresenta em seu portfólio a participação em quinze concessões de E&P localizadas na porção offshore da Margem Continental Brasileira. Dessas, três estão situadas na Bacia de Camamu-Almada (BCAM-40, BM-CAL-5 e BM-CAL-12, esta última composta pelos Blocos CAL-M-312 e CAL-M-372); uma na Bacia de Jequitinhonha (BM-J-2), uma na Bacia de Campos (BM-C-27, composta pelos Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146), duas na Bacia de Santos (BM-S-8 e BS-4), uma na Bacia da Foz do Amazonas (FZA-M-90), duas na Bacia do Pará-Maranhão (PAMA-M-265 e PAMA-M-337), uma na Bacia do Ceará (CE-M-661), duas na Bacia de Pernambuco (PEPB-M-894 e PEPB-M-896) e duas na Bacia do Espírito Santo (ES-M-598 e ES-M-673). Das concessões citadas, a QGEP é operadora dos blocos BM-J-2, BS-4, FZA-M-90, PAMA-M-265, PAMA-M-337, PEPB-M-894 e PEPB-M-896, a Total E&P do Brasil Ltda (“Total”) é operadora do Bloco CE-M-661, a Statoil Brasil óleo e gás Ltda (“Statoil”) é operadora dos Blocos ES-M-598 e ES-M-673 e os demais são operados pela Petróleo Brasileiro S.A. (“Petrobras”).

As concessões BCAM-40 e BS-4 estão na fase de produção e desenvolvimento, respectivamente. No BCAM-40 estão situados os campos de Manati e Camarão Norte, e se encontram, respectivamente, nas fases de produção e desenvolvimento da produção. No BS-4 estão situados os campos de Atlanta e Oliva e se encontram em desenvolvimento da produção.

Nas concessões BM-CAL-5, BM-S-8, e BM-C-27, estão em andamento os planos de avaliação de descoberta. Todas as demais concessões estão em períodos exploratórios.

Até 30 de setembro de 2014, a transferência de 30% dos direitos relacionados à Concessão BM-C-27 não havia sido concluída. O operador está reavaliando a atratividade técnica e econômica do projeto, o que poderá, eventualmente, acarretar na devolução da concessão pelo Operador. Em caso de devolução da Concessão, a QGEP não incorrerá em custos relacionados a este contrato. A Concessão BM-C-27 inclui os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146 localizados a aproximadamente 70 km da costa, nas águas rasas da Bacia de Campos.

O Campo de Manati foi desenvolvido através da perfuração de seis poços completados com Árvores de Natal Molhadas (ANM). Eles produzem para uma plataforma fixa de produção (PMNT-1) que escoar o gás através de um gasoduto de 24" de diâmetro e cerca de 125 km de extensão para a estação de tratamento, que especifica o gás e estabiliza o condensado (Estação Geólogo Vandemir Ferreira).

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

Em 21 de agosto de 2013, a Companhia recebeu a aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva. O Campo de Oliva é um campo de óleo do pós-sal, localizado no Bloco BS-4, a 17 km do Campo de Atlanta.

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

O plano de desenvolvimento do Campo de Atlanta, inclui um Sistema de Produção Antecipada (SPA) com a perfuração de dois poços horizontais, já perfurados e testados. O CAPEX total estimado para o SPA é de USD 520 milhões, sendo USD157 milhões líquido para a QGEP, e este valor será investido entre 2013 - 2015. O primeiro óleo está previsto para o primeiro semestre de 2016.

O Consórcio recebeu as propostas para o FPSO do Campo de Atlanta no Bloco BS-4. A Companhia espera selecionar a proposta vencedora e assinar o contrato até o final do ano, de modo que o FPSO estará na locação em torno de 14 meses após a assinatura do contrato. O primeiro óleo do Campo de Atlanta é esperado para o primeiro semestre de 2016, através de dois poços horizontais e produção inicial de 25 kbpd.

Em março de 2014, o Consórcio decidiu devolver a área de Biguá à ANP, seguindo o abandono da descoberta de Abaré Oeste pelo consórcio do Bloco BM-S-9. Atualmente, a área remanescente do Bloco BM-S-8 é de 392 km².

As concessões adquiridas na 11^a rodada de licitação da ANP, nas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Ceará, Pernambuco-Paraíba e Espírito Santo, estão em fase de aquisição sísmica 3D. O total acumulado gasto até 30 de setembro de 2014 é de R\$23.650. 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 informações financeiras trimestrais consolidadas e individuais estão definidas a seguir:

2.1. Declaração de conformidade

As informações financeiras trimestrais da Companhia compreendem:

- As informações financeiras trimestrais consolidadas preparadas de acordo com o CPC 21- Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board - IASB;
- As informações financeiras trimestrais individuais da controladora preparadas de acordo com o CPC 21- Demonstração Intermediária.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

As informações financeiras trimestrais individuais apresentam a avaliação dos investimentos em controladas pelo método da equivalência patrimonial, de acordo com a legislação brasileira vigente. Desta forma, essas informações financeiras trimestrais individuais não são consideradas como estando em conformidade com as IFRSs, que exigem a avaliação desses investimentos nas informações financeiras trimestrais separadas da controladora pelo seu valor justo ou pelo custo.

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

2.2. Base de elaboração

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

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

2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

As informações financeiras consolidadas incluem as informações 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 período estão incluídos nas informações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição, alienação e incorporação, conforme aplicável.

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

Quando necessário, as informações 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 informações financeiras consolidadas, exceto o investimento em sua joint venture.

Participações da Companhia em controladas

As informações financeiras trimestrais da Companhia, em 30 de setembro de 2014, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Porcentagem de participação - %</u>	
			<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
QGEF	Brasil	Direto	100%	100%
QGEF International	Áustria	Direto	100%	100%
QGEF B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

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

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

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

A controlada indireta QGEF B.V. apresenta participação em entidade controlada em conjunto nas suas informações financeiras trimestrais 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>30/09/2014</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.

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

2.10. Avaliação do valor recuperável dos ativos

De acordo com o CPC 01 (“Redução do Valor Recuperável dos Ativos”) e os critérios definidos na nota explicativa 2.9, os bens do imobilizado, intangível e, quando aplicável, outros ativos não financeiros são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis, ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável.

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 período.

A Administração da Companhia não identificou mudanças de circunstâncias, bem como evidências de que seus ativos utilizados em suas operações não são recuperáveis perante seu desempenho operacional e financeiro, e concluiu que, para 30 de setembro 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 informações financeiras trimestrais. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicáveis, apenas quando e até o montante que possa ser considerado como de realização provável pela Administração.

2.15. Incentivos fiscais

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

2.16. Acordos de pagamentos baseados em ações

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

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método acelerado como despesa no resultado do exercício durante o prazo no qual o direito é adquirido, com base em estimativas da Companhia sobre quais opções concedidas serão eventualmente adquiridas, com correspondente aumento do patrimônio. No final de cada exercício, a Companhia revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão adquiridos. O impacto da revisão em relação às estimativas originais, se houver, é reconhecido no resultado do exercício, de tal forma que a despesa acumulada reflita as estimativas revisadas com o correspondente ajuste no patrimônio líquido na conta “Plano de Opções de Ações”.

2.17. Ações em tesouraria

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

2.18. Instrumentos financeiros

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

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

2.19. Ativos financeiros

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

2.19.1. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Incluem os ativos financeiros mantidos para negociação (ou seja, adquirido principalmente para serem vendidos no curto prazo), ou designados pelo valor justo por meio do resultado. Os juros, correção monetária, variação cambial e as variações decorrentes da avaliação ao valor justo são reconhecidos no resultado, como receitas ou despesas financeiras, quando incorridos. O Grupo possui equivalentes de caixa (CDB/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 informações financeiras trimestrais, 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, sediada na Holanda, utilizam o dólar norte americano (US\$) como moeda funcional. As informações financeiras trimestrais 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 informações financeiras trimestrais consolidadas são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora. Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes.

2.22. Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais 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 informações financeiras trimestrais e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

2.23. Demonstração do fluxo de caixa (DFC)

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

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

2.24. Resultado líquido por ação

O resultado por ação básico/ 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	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 30 de setembro de 2014 é de R\$21.187. Os detalhes a respeito desses ativos estão descritos na Nota explicativa nº 9.

3.2. Principais fontes de incertezas nas estimativas

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

3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros

O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A Nota explicativa 23 oferece informações detalhadas sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas.

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

3.2.2. Vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível

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

3.2.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Os impostos diferidos ativos são reconhecidos apenas na medida em que o Grupo espera gerar lucro tributável futuro suficiente para sua realização com base em projeções e previsões elaboradas pela Administração. Estas projeções e previsões preparadas anualmente incluem várias premissas relacionadas as taxas de câmbio, o volume de produção, gastos exploratórios e compromissos e outros fatores que podem diferir das estimativas atuais.

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

3.2.4. Provisão para processos judiciais

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

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

Avaliar tais passivos, particularmente no incerto ambiente legal brasileiro, e outras jurisdições envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

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

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

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

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

Esta provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados prospectivamente. Revisões das estimativas na provisão de abandono são reconhecidas prospectivamente como custo do imobilizado, sendo os efeitos de variação cambial alocadas diretamente no resultado (Nota explicativa 16).

Os gastos de exploração (gastos com perfurações bem sucedidos ou em avaliação) e bônus de assinatura são capitalizados e mantidos de acordo com a prática contábil descrita na Nota explicativa 2.9. A capitalização inicial de gastos e sua manutenção são baseadas no julgamento qualitativo da Administração de que a sua viabilidade será confirmada pelas atividades exploratórias em curso e planejada pelo comitê de operações do consórcio.

3.2.6. Provisão para participação nos lucros

A participação no lucro e resultado paga aos colaboradores (incluindo pessoal chave) é baseado na realização de métricas de desempenho, indicadores financeiros e de qualidade, bem como os objetivos individuais dos colaboradores, determinados anualmente. Esta provisão é constituída mensalmente, sendo recalculada ao final do exercício com base na melhor estimativa das metas atingidas, conforme estabelecido no processo orçamentário anual.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

a) Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2014	31/12/2013	30/09/2014	31/12/2013
Caixa e depósitos bancários	97	31	35.919	36.654
CDB's e debêntures	-	237	69.386	75.283
Fundos de investimentos exclusivos	-	-	41.233	245.828
Total	<u>97</u>	<u>268</u>	<u>146.538</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 QGEF B.V.). Com exceção dos *times deposit*, a rentabilidade está indexada à variação da taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI) possuindo alta liquidez, sem risco de variação significativa do principal e rendimentos quando do resgate.

Composição do fundos:

<u>Produto</u>	<u>Consolidado</u>	
	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Compromissada (debêntures)	-	40.991
CDB/ CDI (pós-fixados)	<u>41.233</u>	<u>204.837</u>
Títulos classificados em equivalentes de caixa	<u>41.233</u>	<u>245.828</u>

b) Aplicações financeiras

	<u>Controladora</u>		<u>Consolidado</u>	
	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Fundos de investimentos exclusivos	<u>3.617</u>	-	<u>872.273</u>	<u>647.954</u>
Total	<u>3.617</u>	-	<u>872.273</u>	<u>647.954</u>

A Companhia possui três fundos de investimentos exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de aplicação, que aplica em cotas de fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados a Selic, e privados indexadas 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>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Compromissada (debêntures)	3.617	-	65.875	19.696
CDB/CDI (pós-fixado)	-	-	84.638	58.493
Títulos públicos (LFT / NTN)	-	-	267.421	227.490
Títulos públicos (LFT e LTN - Fundo cambial)	-	-	258.718	159.449
Letras Financeiras (Alfa, Banco do Brasil, Banrisul, Bradesco, CEF, HSBC, Itaú, Santander e Votorantim)	-	-	<u>195.621</u>	<u>182.826</u>
Títulos classificados em aplicações financeiras	<u>3.617</u>	-	<u>872.273</u>	<u>647.954</u>

c) Rentabilidade média

A rentabilidade média dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente a 102,39% do CDI Selic no acumulado do período de nove meses findo em 30 de setembro de 2014.

A variação do fundo cambial em relação à PTAX desde a data da aplicação, em agosto de 2013, foi de 1,04 pontos percentuais negativos no acumulado para o período findo em 30 de setembro de 2014.

5. CONTAS A RECEBER

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

Os saldos de contas a receber referem-se 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\$17.722 registrados em 30 de setembro de 2014, R\$4.571 referem-se a parcela do consorciado OGX e o restante de outros consorciados e consórcios (R\$13.151). Os montantes em aberto não se encontram vencidos.

Considerando a atual situação do parceiro 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 da consorciada OGX.

7. ESTOQUES

	Consolidado	
	30/09/2014	31/12/2013
Materiais	49.084	47.769
Total	49.084	47.769

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

8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

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

	Consolidado	
	30/09/2014	31/12/2013
<u>Ativo - não circulante</u>		
Contas a receber - AFBV. (a)	3.234	479
Contas a receber - QGOG (c)	<u>12</u>	<u>-</u>
Total	<u>3.246</u>	<u>479</u>

	Consolidado	
	30/09/2014	31/12/2013
<u>Passivo - circulante</u>		
Contas a pagar - QGOG (b)	8	8
Contas a pagar - AFBV (d)	<u>303</u>	<u>-</u>
Total	<u>311</u>	<u>8</u>

	Consolidado			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
<u>Resultado</u>				
Despesas gerais e administrativas (b)	(22)	(63)	(194)	(609)
Venda de ativo imobilizado (c)	-	12	-	-

- (a) Referem-se a serviços de consultoria técnica prestados pela QGEF para AFBV para aquisição pela controlada no exterior de equipamentos *subsea* (árvore de natal molhada e VSD). Estes valores encontram-se indexados em dólar.
- (b) Decorrente de prestação de serviços administrativos que a QGOG presta à QGEF. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 35 dias. No caso de atraso incorrerão juros de 1% a.m.
- (c) Refere-se a venda de móveis para a parte relacionada Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A.
- (d) Referem-se a gastos exploratórios e de desenvolvimento incorridos pela AFBV a serem recebidos pela controladora. Estes valores encontram-se indexados 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			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Benefícios de curto prazo	851	2.279	661	1.887

	Consolidado			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Benefícios de curto prazo	3.154	8.983	2.268	6.590
Plano de opção de ações	995	3.603	1.791	4.387

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

9. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	30/09/2014	31/12/2013
Fundo da provisão de abandono (a)	21.187	4.167
Total caixa restrito	21.187	4.167

- (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 média do fundo foi de 4,33% para o período de nove meses findo em 30 de setembro 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	
	30/09/2014	31/12/2013	30/09/2014	31/12/2013
Antecipação IR e CS	-	-	347	-
IRRF sobre aplicação financeira (a)	-	-	5.152	9.676
Imposto a recuperar	19	27	426	426
Outros (b)	-	-	529	615
Total	19	27	6.454	10.717
Circulante	19	27	6.001	10.380
Não circulante	-	-	453	337

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

- (b) Valor refere-se a ICMS sobre aquisições de ativo imobilizado.

10.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	30/09/2014	31/12/2013	30/09/2014	31/12/2013
ICMS (a)	-	-	4.632	5.170
Contribuição social	-	-	3.734	1.534
IRRF	52	42	713	1.233
PIS/COFINS (a)	-	-	13.953	13.788
Royalties (b)	-	-	3.211	3.309
Participação especial (b)	-	-	2.677	2.946
Outros (c)	-	-	1.689	2.079
Total circulante	<u>52</u>	<u>42</u>	<u>30.609</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.
- (b) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati, conforme descrito na Nota explicativa 21.
- (c) Os débitos referem-se ao INSS retido sobre autônomos; retenção das contribuições ao PIS, COFINS e Contribuição Social; retenção do ISS sobre serviços prestados terceiros, bem como Cide sobre importação de serviços.

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

	Controladora			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Resultado antes do IR e CSLL	42.513	121.170	75.189	171.061
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(14.454)	(41.198)	(25.564)	(58.161)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Equivalência patrimonial	14.753	42.157	25.827	58.978
Prejuízos fiscais não ativados (a)	(302)	(966)	(263)	(817)
Despesas indedutíveis /receita não tributável				
Temporárias	3	7	-	-
Imposto de renda /contribuição social diferidos	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Imposto de renda /contribuição social correntes	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

- (a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 30 de setembro de 2014 a QGEPP possuía prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$69.363 (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.

	Consolidado			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Lucro antes do IR e CSLL	55.218	155.998	78.214	181.166
Alíquotas oficiais de imposto	<u>34%</u>	<u>34%</u>	<u>34%</u>	<u>34%</u>
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(18.774)	(53.039)	(26.593)	(61.597)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:				
Incentivos fiscais (a)	18.441	33.767	12.761	31.666
Despesas indedutíveis /receita não tributável:				
Permanentes (b)	(534)	(3.853)	8.596	11.464
Temporais (c)	(11.516)	(10.620)	2.471	9.179
Prejuízos fiscais não ativados (d)	<u>(323)</u>	<u>(1.083)</u>	<u>(260)</u>	<u>(817)</u>
Imposto de renda e contribuição social	<u>(12.706)</u>	<u>(34.828)</u>	<u>(3.025)</u>	<u>(10.105)</u>
Imposto de renda/contribuição social correntes	(13.439)	(16.948)	(3.025)	(10.105)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	733	(17.880)	-	-

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

(b) Em 30 de setembro de 2014, as principais adições referem-se ao plano de opção de ações. Em 30 de setembro de 2013 refere-se a realização do abandono do poço 1-BAS-128, localizado no Campo de Manati.

(c) Em 30 de setembro de 2014, as principais adições referem-se a amortização da provisão de abandono e a provisão para PLR e o efeito do ajuste da atualização da provisão de abandono, reajustada no final de 2013.

(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 QGEF, 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>2014</u>	<u>2013</u>
<u>Composição ativo diferido</u>		
Participação nos lucros e resultados	2.128	5.238
Provisão baixa de poços	-	15.408
Provisões diversas	2.469	328
Base negativa CSLL	<u>-</u>	<u>1.503</u>
Total composição do ativo diferido	<u>4.597</u>	<u>22.477</u>

	<u>Consolidado</u>
<u>ATIVO</u>	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	22.477
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:	
Reversão da Provisão para Baixa do poço	(15.408)
Participação nos lucros e resultados - realizada	(3.111)
Base negativa CSLL - utilização	(1.503)
Provisões a pagar - adição temporal	<u>2.142</u>
Saldo em 30 de setembro de 2014	<u>4.597</u>

A Companhia estima que o ativo fiscal diferido será realizado nos próximos 12 meses na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos suportados por projeções efetuadas, 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 decidiu que não fará a opção antecipada relativa aos efeitos da Lei 12.973/14, tendo em vista que não haverá efeitos nas informações financeiras da Companhia.

11. INVESTIMENTOS

11.1. Composição

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

Participação	Nome da controlada	Local de constituição e operação	Participação e capital votante e total detidos - %
Direta	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	Brasil	100%
Direta	QGEF International GmbH	Áustria	100%
Indireta	QGEF 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 informações financeiras em 30 de setembro de 2014 para cálculo de equivalência patrimonial nas controladas diretas e indiretas são (em R\$):

	<u>QGEF</u>	<u>QGEF</u> <u>International</u>	<u>QGEF 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	2.476.076	50	25.374	63.054
Resultado do período	124.043	(50)	(301)	(41)
Ativo	30.036.400	65	25.534	69.810
Passivo	560.323	15	160	6.756
Receita líquida	379.768	-	-	1.121

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

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

	Controladora			Consolidado
	QGEPP	QGEPP International	Total	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	2.404.567	99	2.404.666	10.428
Aumento de capital	-	-	-	7.476
Plano de opção de ações	6.982	-	6.982	-
Pagamento de dividendos intermediários (a)	(60.600)	-	(60.600)	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-
Ajustes acumulados de conversão	1.084	1	1.085	1.024
Resultado de equivalência patrimonial (b)	<u>124.043</u>	<u>(50)</u>	<u>123.993</u>	<u>(12)</u>
Saldo em 30 de setembro de 2014	<u>2.476.076</u>	<u>50</u>	<u>2.476.126</u>	<u>18.916</u>

- (a) A controlada QGEPP distribuiu dividendos intermediários no montante de R\$20.600 do saldo da reserva de investimentos de 31 de dezembro de 2013, conforme aprovação em AGE, citada abaixo, com finalidade da QGEPP custear a recompra de ações para manutenção em tesouraria e posteriormente atender o Plano de Outorga de opção de compra de ações. O montante de R\$40.000 refere-se a 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\$
Assembléia Geral Extraordinária	21/01/2014	2.000
Assembléia Geral Extraordinária	24/02/2014	18.600
Assembléia Geral Extraordinária	16/04/2014	<u>40.000</u>
Total		<u>60.600</u>

- (b) Resultado apurado pelas investidas no período findo em 30 de setembro de 2014.

11.3. Informações sobre as controladas e negócios em conjunto

- Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.

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

A QGEPP tem como objeto social a exploração de áreas na busca de novas reservas de óleo e gás, produção, comércio e industrialização de petróleo, gás natural e produtos derivados, participação em sociedades que se dediquem substancialmente a atividades afins relacionadas com óleo e gás, seja como sócia ou acionista ou ainda por meio de outras formas de associação, com ou sem personalidade jurídica.

- QGEPP B.V.

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

- Atlanta Field B.V.

Controlada indireta da QGEF e direta da QGEF B.V. com os sócios OGX Netherlands Holding B.V. e FR Barra 1 S.À R.L. É uma companhia holandesa e tem como objeto social a aquisição, orçamento, construção, compra, venda, locação, arrendamento ou afretamento de materiais e equipamentos a serem utilizados para a exploração e aproveitamento da área de concessão e, ainda, adquirir, administrar, operar equipamentos, incluindo a equipamentos registrados para apoiar as atividades declaradas do Grupo.

- QGEF International

Controlada direta da QGEPP, é uma companhia austríaca e tem como objeto social aquisição de empresas na Áustria e exterior, constituição e gestão de empresas subsidiárias na Áustria e exterior e gestão de seus ativos.

12. IMOBILIZADO

		Consolidado			
	Taxa de depreciação e amortização %	30/09/2014			31/12/2013
		Custo	Depreciação e amortização	Líquido	Líquido
<u>Segmento corporativo</u>					
Móveis e utensílios	10%	2.379	(379)	2.000	1.719
Veículos	20%	1.200	(327)	873	666
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	6.860	(2.523)	4.337	5.989
Computadores - <i>Hardware</i>	20%	2.228	(911)	1.317	1.471
Terrenos	-	<u>120</u>	<u>-</u>	<u>120</u>	<u>120</u>
Subtotal		<u>12.787</u>	<u>(4.140)</u>	<u>8.647</u>	<u>9.965</u>
<u>Segmento de <i>upstream</i></u>					
Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	436.908	-	436.908	456.509
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)	(iii)	16.844	(15.143)	1.701	3.018
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv)		(v) 266.320	-	266.320	103.112
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	(iii)	<u>962.627</u>	<u>(528.173)</u>	<u>434.454</u>	<u>510.855</u>
Subtotal		<u>1.682.699</u>	<u>(543.316)</u>	<u>1.139.383</u>	<u>1.073.494</u>
Total		<u>1.695.486</u>	<u>(547.456)</u>	<u>1.148.030</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 semestre findo em 30 de setembro de 2014 R\$5.426 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					Total
	Gastos com imobilizados corporativos	Gastos com exploração de recursos naturais em andamento	Gastos com exploração de recursos naturais	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - em andamento	Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	
Saldo em 31/12/2013	12.385	456.509	16.844	103.112	956.001	1.544.851
(+) Adições do período	826	12.173 (a)	-	163.208 (b)	6.626 (c)	182.833
(-) Baixas do período	(424)	(31.774) (d)	-	-	-	(32.198)
Saldo em 30/09/2014	<u>12.787</u>	<u>436.908</u>	<u>16.844</u>	<u>266.320</u>	<u>962.627</u>	<u>1.695.486</u>

Principais adições e baixas de imobilizado no período referem-se: (a) BM-J-2 no montante de R\$4.337 e BM-S-8 no montante de R\$7.430, (b) BS-4 no montante de R\$163.207, que incluem gastos com serviços de perfuração, (c) Campo de Manati no montante de R\$6.626 e (d) Baixa do poço Biguá e do poço de extensão de Carcará, ambos localizados no Bloco BM-S-8, nos montantes de R\$29.065 e R\$2.709, respectivamente.

Depreciação e amortização	Depreciação imobilizado corporativo	Amortização gastos com exploração de recursos naturais	Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	Total
Saldo em 31/12/2013	(2.420)	(13.826)	(445.146)	(461.392)
(-) Adições do período	(1.954)	(1.317)	(83.027)	(86.298)
(+) Baixas do período	234	-	-	234
Saldo em 30/09/2014	<u>(4.140)</u>	<u>(15.143)</u>	<u>(528.173)</u>	<u>(547.456)</u>

13. INTANGÍVEL

	Consolidado				
	Taxa de depreciação	Custo	Amortização	30/09/2014	31/12/2013
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	529.399	-	529.399	529.399
Bônus de assinatura (ii)	-	97.675	-	97.675	97.675
Software	20%	7.272	(2.309)	4.963	4.276
Total		<u>634.346</u>	<u>(2.309)</u>	<u>632.037</u>	<u>631.350</u>

- (i) Refere-se aos direitos de participação de 10% no bloco BM-S-8, localizado no *offshore* da Bacia de Santos no valor de R\$278.692 (US\$175.000) e participação de 30% nos campos de Atlanta e Oliva (BS-4), localizado no *offshore* da Bacia de Santos no valor de R\$250.707 (US\$157.500).
- (ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP os quais não estão sendo amortizados, pois se referem as áreas de concessão em fase exploratória (Nota Explicativa 21).

Custo e amortização	Consolidado			
	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Software	Total
Saldo em 31/12/2013	529.399	97.675	4.276	631.350
(+) Adições (custo)	-	-	1.688	1.688
(-) Adições (amortização)	-	-	(1.001)	(1.001)
Saldo em 30/09/2014	<u>529.399</u>	<u>97.675</u>	<u>4.963</u>	<u>632.037</u>

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

<u>Moeda nacional</u>	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>Consolidado</u>		
			<u>Encargos</u>	<u>Forma de pagamento - juros</u>	<u>Vencimento</u>
FINEP - Financiadora de Estudos e Projetos	<u>169.568</u>	<u>169.563</u>	Subcrédito A: 3,5% a.a	Mensal	Set/2023
			Subcrédito B: (TJLP +5% a.a) -		
Total	<u>169.568</u>	<u>169.563</u>	6,5% a.a (*)	Mensal	Set/2023
Circulante	243	238			
Não circulante	<u>169.325</u>	<u>169.325</u>			
Total consolidado	<u>169.568</u>	<u>169.563</u>			

Descrição Set-14

TJLP anual 5,00%

(*) 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
(+) Adições de juros	4.438
(-) Amortização de juros	<u>(4.433)</u>
Total antes do custo do empréstimo	169.568
(-) Custo do empréstimo	<u>(1.355)</u>
Saldo final em 30/09/2014	<u>168.213</u>
Circulante	<u>243</u>
Não circulante	<u>167.970</u>

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

<u>Vencimentos</u>	<u>30/09/2014</u>
2016	7.968
2017	23.905
2018	23.905
2019 à 2023	<u>113.547</u>
Total	<u>169.325</u>

De acordo com os termos do contrato, o principal da dívida deve ser pago a FINEP em 85 prestações mensais e sucessivas. O vencimento da primeira prestação ocorrerá em 15/09/2016 e as demais em igual dia dos meses subsequentes ocorrendo à última em 15/09/2023.

O contrato não possui cláusulas que exigem o atendimento a covenants financeiros.

O empréstimo é garantido através de aval corporativo pela controladora QGEPP.

Em 29 de setembro de 2014, a QGEP assinou um contrato com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) para um financiamento de R\$232.757. Esses recursos serão utilizados para financiar as atividades exploratórias da QGEP na região Nordeste do Brasil, mais especificamente nos Blocos BM-J-2, BM-CAL-5 e BM-CAL-12. A linha de crédito tem período de carência de cinco anos, com sete anos para amortização, à taxa de juros de 4,7% a.a., e prêmio de adimplência de 15%, o que pode resultar em uma taxa efetiva de 4,0% a.a.

15. PROCESSOS JUDICIAIS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos e/ou nos termos dos contratos de consórcio relevantes, com base na opinião do Operador do Bloco respectivo (este como responsável por acompanhamento da demanda), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas, consequentemente nenhuma provisão foi constituída no período apresentado nas informações financeiras trimestrais.

Os processos considerados como de perda possível que não foram provisionados nas informações financeiras trimestrais 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\$679.

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

IRRF e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de Imposto de renda retido na fonte - IRRF e contribuições de intervenção no domínio econômico - CIDE incidentes sobre remessas ao exterior para pagamentos de afretamentos de plataformas. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. Os valores em discussão montam a quantia de aproximadamente R\$33.076 referente à participação da QGEP.

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, consequentemente nenhuma provisão foi constituída no período apresentado nas informações financeiras trimestrais.

16. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono, informadas pelo operador, foram revisadas para o período findo em 30 de setembro de 2014, conforme notas explicativas 2.9 e 3.2.5. Em 30 de setembro 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.

Movimentação da Provisão para Abandono no período findo em 30 de setembro de 2014:

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	228.894
Adições de provisão - Bloco BS-4	9.933
Variação cambial no período	<u>11.416</u>
Saldos em 30 de setembro de 2014	<u>250.243</u>

17. RECEITA LÍQUIDA

	<u>Consolidado</u>			
	<u>01/07/2014</u> <u>a 30/09/2014</u>	<u>01/01/2014</u> <u>a 30/09/2014</u>	<u>01/07/2013</u> <u>a 30/09/2013</u>	<u>01/01/2013</u> <u>a 30/09/2013</u>
Receita bruta	<u>159.264</u>	<u>478.919</u>	<u>161.549</u>	<u>454.395</u>
PIS	(2.556)	(7.684)	(2.593)	(7.288)
COFINS	(11.773)	(35.387)	(11.938)	(33.565)
ICMS	(14.280)	(42.783)	(14.311)	(40.450)
Devoluções de vendas	-	(198)	-	-
Descontos - reduções contratuais	<u>(4.357)</u>	<u>(13.099)</u>	<u>(4.465)</u>	<u>(12.748)</u>
Total de deduções	<u>(32.966)</u>	<u>(99.151)</u>	<u>(33.307)</u>	<u>(94.051)</u>
Receita líquida	<u>126.298</u>	<u>379.768</u>	<u>128.242</u>	<u>360.344</u>

18. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

18.1. Custos

	Consolidado			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Custos de extração (i)	(15.353)	(48.285)	(15.020)	(53.011)
Royalties e participação especial	(12.628)	(37.834)	(12.833)	(34.724)
Pesquisa e desenvolvimento (ii)	(1.437)	(4.077)	3.544	616
Amortização e depreciação	(28.189)	(84.344)	(23.018)	(64.422)
Total	(57.607)	(174.540)	(47.326)	(151.541)

(i) Em 2013, inclui R\$14.834 referente ao custo de manutenção no Campo de Manati.

(ii) Em 2013, saldo credor refere-se à reversão de provisão considerando revisão de determinadas premissas utilizadas anteriormente.

18.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Pessoal	(851)	(2.282)	(670)	(1.881)
Serviços contratados de terceiros	(94)	(288)	(108)	(257)
Impostos e taxas	-	(11)	(4)	(14)
Anúncios e publicações	(4)	(335)	-	(234)
Outras despesas	(43)	(131)	(24)	(95)
Total	(992)	(3.047)	(806)	(2.481)

	Consolidado			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Pessoal	(16.635)	(48.056)	(14.130)	(42.670)
Serviços contratados de terceiros	(2.881)	(8.566)	(3.564)	(7.184)
Seguros	(341)	(1.042)	(219)	(700)
Impostos e taxas (a)	(108)	(473)	(252)	(1.856)
Anúncios e publicações	(146)	(882)	(109)	(704)
Patrocínio	(136)	(159)	(96)	(159)
Serviços compartilhados	(22)	(63)	(194)	(609)
Depreciação	(1.006)	(2.955)	(620)	(1.477)
Manutenção	(528)	(1.416)	(361)	(776)
Locação	(993)	(2.834)	(799)	(2.455)
Outras despesas	(1.393)	(3.169)	641	(1.180)
Alocação de projetos E&P (b)	11.595	31.172	6.312	14.205
Total	(12.594)	(38.443)	(13.391)	(45.565)

(a) Em 2013, inclui o valor de R\$1.022 referente a taxa de participação na 11ª rodada de licitação da ANP.

(b) Saldo referente ao rateio de despesas relacionadas aos Blocos operados pela QGEF, relacionado aos seus parceiros.

19. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Referem-se a custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais, entre outros. Do montante de R\$71.612 em 30 de setembro de 2014, R\$29.040 e 2.852 referem-se, respectivamente, aos gastos exploratórios do poço Biguá e o poço de extensão de Carcará, ambos localizados no Bloco BM-S-8 e que não apresentaram zonas potencialmente produtoras (Nota explicativa 12) e o montante de R\$20.675 refere-se a sísmicas feitas na área do Bloco FZA-M-90, ES-M-598 e ES-M-673. O montante remanescente reflete gastos exploratórios pulverizados. Do montante de R\$26.457 em 30 de setembro de 2013, R\$2.887 referem-se basicamente aos gastos exploratórios de poços que não apresentaram zonas potencialmente produtoras e R\$16.866 referem-se a sísmica referente as novas aquisições.

20. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Controladora			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Juros de aplicações financeiras	114	228	34	74
Despesas financeiras	<u>(1)</u>	<u>(4)</u>	<u>-</u>	<u>2</u>
Total	<u>113</u>	<u>224</u>	<u>34</u>	<u>76</u>

	Consolidado			
	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
Juros de aplicações financeiras	45.590	72.482	18.182	55.766
Juros de empréstimos e financiamentos e despesas financeiras	(11)	(242)	(875)	(1.385)
Variações cambiais, líquidas:				
Derivativos (a)	-	-	236	793
Provisão para abandono	(25.373)	(11.416)	(1.592)	(11.078)
Outros	<u>(65)</u>	<u>13</u>	<u>78</u>	<u>(53)</u>
Total	<u>20.141</u>	<u>60.837</u>	<u>16.029</u>	<u>44.043</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	BM-CAL-5	28/09/2001	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção	72,5 27,5
	Camamu - Almada	CAL-M-312 CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção EP Energy(ii)	60 20 20
	Campos	BM-C-27 (i)	26/11/2003	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção	70 30
	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 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Premier Oil Pacific Brasil	35 35 30
	Espírito Santo	ES-M-598 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil	30 70
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Pacific Brasil	50 50
	Ceará	CE-M-661 (iii)	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Total (operador) OGX	25 40 35
	Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-894 (iii)	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-896 (iii)	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70

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

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

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% QGEF) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km²	Royalties	Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75,650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Camarão Norte	-	2000	-	16,470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
BM-CAL-5	-	2001	1.146	341,700	10%	152,43	304,86	1.524,30
BM-J-2	-	2002	855	742,051	10%	174,43	348,86	1.744,30
CAL-M-312	-	2004	205	745,851	10%	239,00	478,00	2.390,00
CAL-M-372	12,6	2004	562	745,031	10%	239,00	478,00	2.390,00
PEPB-M-896	7,2	2013	637	722,400	10%	93,75	187,50	937,50
PEPB-M-894	3,6	2013	239	721,200	10%	93,75	187,50	937,50
FZA-M-90	49,0	2013	18.945	768,500	10%	644,80	1.289,60	6.448,00
PAMA-M-265	9,1	2013	3.020	766,300	10%	62,50	125,00	625,00
PAMA-M-337	68,5	2013	35.206	769,300	10%	214,93	429,86	2.149,30
ES-M-598	27,7	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
BM-C-27 A	-	2003	-	257,888	10%	610,61	1.221,22	6.106,10
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	2000	-	199,6	7,8%	200,00	400,00	2.000,00
Total	<u>220,6</u>		<u>97.675</u>					

Em 30 de setembro 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) a perfuração de um poço no BM-CAL-5, previsto para o final de 2015, (ii) perfuração de dois poços (Carcará e Guanxuma), a realização de um teste de formação e de um teste de longa duração no BM-S-8.

A controlada QGEF detém 45% do campo de Manati, que iniciou sua produção em janeiro de 2007 e possui compromisso de desmantelamento de suas instalações. Em 30 de setembro de 2014, o montante da provisão de abandono é de R\$250.243 (Nota explicativa 16).

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

- Royalties - Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. No período findo em 30 de setembro de 2014 foram provisionados R\$29.228 (R\$27.547 em 30 de setembro de 2013) de royalties referentes à produção do campo Manati dos quais R\$3.211 (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 período findo em 30 de setembro de 2014 foram registrados R\$8.606 (R\$7.177 em 30 de setembro de 2013) de participação especial, esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos, dos quais R\$2.677 (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 foram desembolsados os montantes de R\$850 para o período findo em 30 de setembro de 2014 registrados na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$983 em 30 de setembro de 2013).

b) Informações sobre as reservas (não revisadas pelos auditores independentes)

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 30/09/2014 (*)	<u>8.067</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 30 de setembro 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\$299.690. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$220.639, 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 30 de setembro de 2014 o Grupo, possuía contratado junto aos fornecedores que envolvem prestação de serviços de consultoria técnica, fornecimento de materiais e fornecimento e operação de equipamentos com vencimentos diversos para campanha exploratória e desenvolvimento em um montante aproximado de R\$45.379 (*) que serão desembolsados até o final do exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

(*) 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

	30/09/2014			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito	-	-	21.187	21.187
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	97	97	35.919	35.919
Contas a receber (i)	-	-	102.004	102.004
Partes relacionadas	-	-	3.246	3.246

30/09/2014				
	Controladora		Consolidado	
	Valor <u>contábil</u>	Valor <u>justo</u>	Valor <u>contábil</u>	Valor <u>justo</u>
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (ii)	-	-	110.619	110.619
Aplicações financeiras (ii)	-	-	872.273	872.273
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	96	96	54.240	54.240
Partes relacionadas	-	-	311	311
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	168.213	158.106
31/12/2013				
	Controladora		Consolidado	
	Valor <u>contábil</u>	Valor <u>justo</u>	Valor <u>contábil</u>	Valor <u>justo</u>
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito	-	-	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 (“*nonperformance risk*”), incluindo o próprio crédito da Companhia, ao mensurar o valor justo de um passivo.

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

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

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

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

Os valores de mercado (“valor justo”) estimados pela Administração foram determinados pelo nível 2 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	
	<u>De 1 a 3</u> <u>meses</u>	<u>Total</u>
Fornecedores	<u>96</u>	<u>96</u>
Total	<u>96</u>	<u>96</u>

	Consolidado				
	<u>Até 1 mês</u>	<u>De 1 a 3</u> <u>meses</u>	<u>Até 1 ano</u>	<u>Até 10</u> <u>anos</u>	<u>Total</u>
Fornecedores	20.869	31.887	1.484	-	54.240
Partes relacionadas	-	-	311	-	311
Empréstimos e financiamentos	-	-	243	167.970	168.213
Total	<u>20.869</u>	<u>31.887</u>	<u>2.038</u>	<u>167.970</u>	<u>222.764</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 30 de setembro de 2014 e 95,5% em 30 de setembro de 2013). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, representa um risco de crédito insignificante tendo em vista que a Petrobras é avaliada pelas agências de *rating* como *Investment Grade*, é controlada pelo Governo Federal e historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No período findo em 30 de setembro de 2014 não foi registrada perda com créditos junto ao cliente Petrobras.

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

e) Risco de taxa de juros

A Companhia utiliza recursos captados na oferta pública inicial de ações e gerados pelas atividades operacionais para gerir as suas operações bem como para garantir seus investimentos e crescimento. As aplicações financeiras são substancialmente atreladas à taxa de juros CDI pós-fixada.

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 30/09/2014</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
Taxa efetiva em 30 de setembro de 2014 (10,81%)					
Equivalente de caixa e aplicações financeiras efetivo	724.174	Redução do CDI	724.174	724.174	724.174
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2014			10,94%	8,21%	5,47%
Equivalente de caixa e aplicações financeiras - estimado		Redução do CDI	803.398	781.425	759.452
Receita estimada em 31 de dezembro de 2014			79.225	57.252	35.279
Efeito estimado na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2014			-	(21.973)	(43.946)

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

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 30/09/2014</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - deterioração de 50%</u>
Taxa efetiva em 30 de setembro de 2014 (10,81%)					
Caixa restrito:			-	-	
Fundo da provisão de abandono	21.187	Redução do CDI	21.187	21.187	21.187
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2014			10,94%	8,21%	5,47%
Fundo da provisão de abandono - estimado	21.187	Redução do CDI	23.505	22.862	22.219
Receita estimada em 31 de dezembro de 2014			2.318	1.675	1.032
Efeito estimado na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2014:			-	(643)	(1.286)

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

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 30/09/2014</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - deterioração de 50%</u>
Taxa efetiva em 30 de setembro 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 30 de setembro de 2014		Alta da TJLP	5,00%	6,25%	7,50%
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2014			4.203	5.307	6.410
Empréstimos e financiamentos- estimado					
Efeito estimado nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2014:			-	1.103	2.207

(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 30/09/2014			
		Cenário provável (a)		Cenário	
	Risco	Saldo em USD	Saldo em R\$	Possível (25%)	Remoto (50%)
Dólar efetivo em 30 de setembro de 2014 (R\$2,451)					
<u>Operação</u>					
Fundo cambial - ativo	Baixa do US\$	105.556	258.718	258.718	258.718
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2014			2,33	2,91	3,50
Fundo cambial - estimado			245.946	307.432	368.918
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 2014			(12.772)	48.714	110.200
Efeito líquido estimado no resultado financeiro em 31 de dezembro de 2014			-	61.486	122.973

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

		Consolidado 30/09/2014			
		Cenário provável (a)		Cenário	
	Risco	Saldo em USD	Saldo em R\$	Possível (25%)	Remoto (50%)
Dólar efetivo em 30 de setembro de 2014 (R\$2,451)					
<u>Operação</u>					
Provisão para abandono - passivo	Baixa do US\$	102.099	250.243	250.243	250.243
Taxa anual estimada do dólar para 31 de dezembro de 2014			2,33	2,91	3,50
Provisão para abandono - estimado			237.889	297.361	356.834
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 2014			(12.352)	47.121	106.593
Efeito líquido estimado no resultado financeiro em 31 de dezembro de 2014			-	59.473	118.945

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

24. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 30 de setembro 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 30 de setembro 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	71.519.110	26,9
Ações em tesouraria	7.954.632	3,0
Administradores	266.232	0,1
Conselho Fiscal	1.052	0,0
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 período. 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.

	01/07/2014 a 30/09/2014	01/01/2014 a 30/09/2014	01/07/2013 a 30/09/2013	01/01/2013 a 30/09/2013
<u>Resultado básico e diluído por ação</u>				
Numerador:				
Lucro líquido do período	42.513	121.170	75.189	171.061
Denominador (em milhares de ações):				
Média ponderada de número de ações ordinárias	<u>258.878</u>	<u>258.878</u>	<u>259.760</u>	<u>259.760</u>
Resultado básico e diluído por ação ordinária	<u>0,16</u>	<u>0,47</u>	<u>0,29</u>	<u>0,66</u>

O resultado básico e diluído por ação ordinária é o mesmo uma vez que em 30 de setembro 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 30 de setembro 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 30 de setembro 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 período findo em 30 de setembro de 2014 estão sumariadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em set/2014	Maturidade remanescente média em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em set/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 período findo em 30 de setembro de 2014, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R\$6.982, sendo R\$572 do plano de 2011, R\$1.654 da 1ª outorga do plano de 2012, R\$399 da 2ª outorga do plano de 2012, R\$2.422 da outorga do plano de 2013 e R\$1.935 da outorga do plano de 2014, sendo a contrapartida na demonstração de resultado como custo de pessoal.

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 30 de setembro 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>30/09/2014</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 período era o seguinte:

	<u>30/09/2014</u>
	<u>Ordinárias</u>
Quantidade de ações em tesouraria	7.954.632
Cotação por ação na BM&FBOVESPA (R\$)	<u>9,29</u>
Valor de mercado (R\$ mil)	<u><u>73.899</u></u>

A quantidade de ações em tesouraria em 30 de setembro 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 Set-14</u>
Responsabilidade civil geral	30/09/2015	354.850
Riscos de petróleo e operacionais	30/09/2015	<u>997.084</u>
Total		<u><u>1.351.934</u></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\$807 em 30 de setembro de 2014 (R\$761 em 30 de setembro 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>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Fornecedores de imobilizado	9.252	70.336
Dividendos a receber - declarados e não recebidos	92	4.310
Juros capitalizados	<u>5.426</u>	<u>684</u>
Total	<u>14.770</u>	<u>75.330</u>

29. SAZONALIDADE

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

30. APROVAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais foram aprovadas e autorizadas para arquivamento junto a CVM pelo Conselho de Administração em 10 de novembro de 2014.

31. EVENTOS SUBSEQUENTES

- (i) Em 10 de outubro de 2014, a QGEPP, por meio de sua controlada direta QGEP, obteve desembolso da 3ª parcela, no valor de R\$83.512, do financiamento de R\$266 milhões da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP). O financiamento consiste em duas linhas de crédito com período de carência de três anos, e prazo de amortização de sete anos. A linha de crédito A, será corrigida a juros compostos fixos de 3,5% a.a., pro rata tempore e a linha de crédito B será corrigida a juros compostos de TJLP (Taxa de juros de longo prazo) acrescidos de 5% a.a a título de spread, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% a.a.

As linhas serão utilizadas para suportar parte dos investimentos da QGEP no desenvolvimento do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta. A FINEP é uma empresa federal vinculada ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação. A FINEP oferece financiamento a empresas e instituições científicas e tecnológicas com o objetivo de atuar em toda a cadeia de inovação com foco em ações estratégicas, estruturantes e de impacto para o desenvolvimento sustentável do Brasil. O Campo de Atlanta é um campo de óleo do pós-sal, localizado no Bloco BS-4, a 185 km da costa brasileira na Bacia de Santos. A QGEP é o operador do Bloco e detém participação de 30%.

- (ii) Em outubro de 2014, o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) para o Bloco BM-J-2 foi aprovado pela ANP. A Companhia tem como compromisso no primeiro estágio do PAD realizar o reprocessamento sísmico e a reinterpretação geológica do Bloco em até 14 meses. Após todos os estudos, incluindo a avaliação técnica e econômica, a Companhia irá avaliar a passagem para os estágios seguintes.