

QGEP
Participações S.A.
**Demonstrações financeiras individuais e
consolidadas dos exercícios findos em
31 de dezembro de 2017 e 2016**

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas:

A QGEP Participações S.A. apresenta o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras Consolidadas do exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2017.

As Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), associadas às normas estabelecidas pela Lei das Sociedades por Ações (Lei 6.404/76) e de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Contábeis – International Financial Reporting Standards (IFRS).

As informações apresentadas neste material estão disponíveis no site de Relações com Investidores (RI) da QGEP (www.qgep.com.br/ri) e no site da Comissão de Valores Mobiliários - CVM (www.cvm.gov.br).

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Consideramos que 2017 foi um ano de importantes marcos para a QGEP. Tomamos uma série de ações para otimizar nosso portfólio de ativos, reduzir nossos compromissos financeiros de longo prazo e posicionar a Companhia para o crescimento nos próximos anos, estabelecendo parcerias com algumas das mais reconhecidas petroleiras globais. Ao mesmo tempo, tivemos progressos substanciais em nossas operações atuais, aumentando a receita do Campo de Manati e nos preparando para a chegada do FPSO ao Campo de Atlanta. Como resultado, encerramos 2017 com uma sólida posição financeira e com uma agenda positiva para 2018.

Os resultados do quarto trimestre resumem essa expansão de 2017. Tanto na comparação ano-a-ano quanto trimestral, crescemos em receita, EBITDAX e lucro líquido, mantendo a tendência já verificada no trimestre anterior. A maior produção de gás natural em Manati, Campo do qual detemos 45% de participação, foi um importante fator de crescimento nesse ano, visto que a seca no nordeste brasileiro aumentou a demanda pelo gás natural como fonte de energia na região. Essa situação se reverteu no início de 2018, com níveis recorde de chuva que possibilitaram o retorno da geração hidrelétrica. Em função da manutenção dessa tendência ao longo dos dois primeiros meses do ano, estimamos que a produção de gás natural do Campo de Manati para o primeiro semestre 2018 seja de aproximadamente 4,6MMm³, semelhante à taxa de produção já registrada nos dois primeiros meses deste ano. No momento, nossa estimativa de 5,1MMm³ de produção diária para o ano de 2018 permanece inalterada, no entanto estamos atentos às previsões de crescimento econômico que impactam no potencial de recuperação da demanda do setor industrial, bem como às projeções das condições climáticas, para uma possível reavaliação deste guidance.

Outro elemento que também equilibrará nossos resultados em 2018 é a contribuição do nosso segundo ativo produtor, o Campo de Atlanta. No final do quarto trimestre, o FPSO Petrojarl I, totalmente adaptado, ingressou em águas brasileiras, chegando no Campo de Atlanta em 8 de janeiro de 2018. Como operadores do Bloco BS-4, estamos trabalhando em conjunto com a Teekay, operadora do FPSO, para interligar as linhas de produção e controle entre os poços e a

embarcação para extração do primeiro óleo de Atlanta em Março/Abril de 2018. Projetamos atingir a produção diária estabilizada de até 20 mil barris de óleo ao longo do segundo trimestre. Já temos um acordo assinado com a Shell para venda de toda a produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta. O valor de venda do óleo considera um desconto em relação ao Brent e há uma perspectiva de redução neste desconto em comparação à média histórica, como resultado da escassez de petróleo pesado no mercado. Além disso, os primeiros 18 meses de produção se beneficiarão de taxas diárias mais baixas, resultantes de um acordo com a operadora do FPSO.

Ao longo de 2018, tomaremos a decisão, juntamente com nossos parceiros, sobre a perfuração de um terceiro poço no Campo de Atlanta, que é parte do SPA e que quando em produção poderá acrescentar 10 mil barris por dia (kbpd) aos níveis de produção. Em 2019, avaliaremos o potencial de avançar com um Sistema de Produção Definitiva em Atlanta, o que implicaria a perfuração de até nove poços adicionais, trazendo a produção para a máxima de cerca de 75 kbpd até 2021. Estão sendo alocados cerca de US\$30 milhões no Capex contingente relativo ao ano de 2019 para esse desenvolvimento.

No quarto trimestre, começamos a trabalhar com nossos novos parceiros, ExxonMobil e Murphy Oil, no planejamento para avaliar os quatro blocos que possuímos em conjunto na Bacia de Sergipe-Alagoas. Após o farm-out para a ExxonMobil e Murphy Oil e do leilão ocorrido em setembro de 2017, a QGEP ficou com uma participação de 30% em todos os quatro blocos. Sergipe-Alagoas é uma bacia bem estabelecida com produção corrente de óleo e gás a partir de suas seções terrestres e de águas rasas e profundas. Nossos blocos estão localizados em águas ultraprofundas, adjacentes a várias descobertas e são considerados prospectos de médio a baixo risco com grande potencial. Em 2018, adquiriremos dados sísmicos para melhor avaliar os blocos e determinar um possível programa de perfuração, que poderia começar até 2020.

Estamos avançando com o processo de interpretação exploratória visando o farm-out dos blocos nas Bacias do Pará-Maranhão e da Foz do Amazonas, cujos ativos adquirimos na 11ª Rodada de Licitações da ANP. Semelhante ao processo que realizamos para os nossos blocos em Sergipe-Alagoas, reunimos os dados sísmicos relevantes e vamos apresentar a potenciais parceiros interessados e elegíveis ao longo do primeiro semestre de 2018.

Em julho de 2017, tomamos a decisão de aceitar a oferta da Statoil para a compra da participação de 10% da QGEP no Bloco BM-S-8 na Bacia de Santos, pelo valor total de US\$379 milhões. No final de 2017, recebemos 50% desse valor, de acordo com o cronograma pré-acordado. A entrada desses recursos em caixa nos deu a oportunidade de rever o programa de alocação de capital da Companhia para incluir um dividendo extraordinário, particularmente em função da redução significativa dos nossos compromissos financeiros futuros. Após análise dos fundamentos da Companhia, a Administração propôs dividendos totais de R\$400 milhões, ou R\$1,5452 por ação. Continuamos a avaliar oportunidades de aquisição de novos ativos nas próximas rodadas de licitação da ANP, agendadas para março e junho deste ano. Já nos habilitamos para participar da rodada de março e, com relação à rodada de junho, que deverá exigir maiores volumes de investimento, estamos abertos a participar de modo responsável, em conjunto com outros players da indústria de óleo e gás. Uma vez que tenhamos decidido sobre

nossa participação, poderemos avaliar ainda uma segunda potencial distribuição extraordinária, garantindo que não haja comprometimento de nossa posição financeira e nem dos nossos planos de investimento futuro.

Em resumo, 2017 foi um ano de transformação para a QGEP, de muitas maneiras. Estamos ingressando em 2018 com dois ativos produtores, uma excelente parceria com a ExxonMobil e a Murphy Oil que tem potencial estratégico importante para nós e várias oportunidades para continuar a otimizar e agregar à nossa base de ativos.

Vivemos um período animador na indústria brasileira de óleo e gás. O ambiente regulatório melhorou consideravelmente; o interesse de players globais e regionais continua crescendo e nossa economia está no caminho da recuperação. Tudo isso nos coloca em um cenário de crescimento em 2018 e sustenta o posicionamento da QGEP como um dos principais produtores brasileiros de óleo e gás no médio e longo prazos.

PERFIL

A QGEP figurava na quarta posição no ranking das maiores companhias produtoras de gás no Brasil ao final de 2017, respondendo por 2% da produção total do país, de acordo com dados da ANP. A QGEP foi ainda a oitava maior companhia em termos de produção no Brasil no ano, com 0,5% da produção total de óleo e gás brasileira.

A Companhia tem um portfólio balanceado presente nas principais bacias sedimentares marítimas do Brasil, e vem expandindo e diversificando sua base de ativos. Encerrou 2017 com 13 blocos exploratórios, um ativo em desenvolvimento e um ativo em produção.

A QGEP está bem posicionada para crescer, com relevante expertise técnico, flexibilidade financeira e otimização contínua do seu portfólio de ativos. A Companhia reúne todos os elementos para o crescimento no médio e longo prazo e de forma rentável: (i) importante ativo produtor, o Campo de Manati, gerando fluxo de caixa suficiente para suportar despesas operacionais de curto prazo e plano de investimentos; (ii) desenvolvimento de mais um ativo produtor de óleo em 2018, o Campo de Atlanta, que será uma importante fonte de receita no médio prazo; (iii) ativos exploratórios, incluindo quatro blocos de grande potencial na Bacia de Sergipe-Alagoas, com os parceiros ExxonMobil e Murphy Oil; (iv) outros ativos exploratórios adquiridos em recente Rodada de Licitação da ANP; (v) sólida posição financeira para apoiar os planos de crescimento; e (vi) time técnico altamente qualificado e experiência no mercado local que torna a QGEP um parceiro atraente para companhias globais de petróleo que estão cada vez mais interessadas no mercado brasileiro de óleo e gás.

CONTEXTO ECONÔMICO

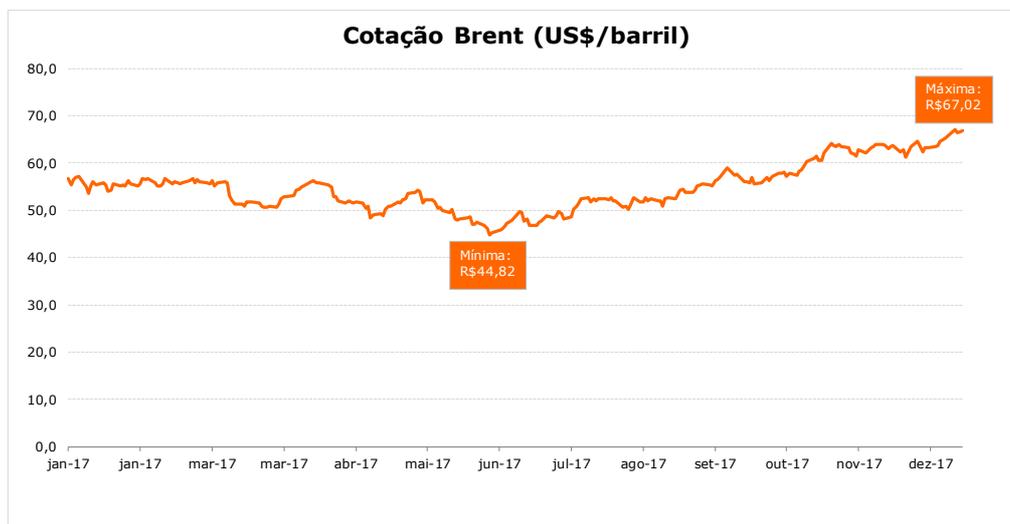
2017 foi um ano marcado pela retomada da atividade econômica, com crescimento de 1% do PIB (IBGE) e encerrando uma recessão severa e excessivamente longa. A recuperação tem sido gradual, ainda bastante dependente do comportamento do consumo e setor externo e sujeita às turbulências do ambiente político.

O governo federal tem conseguido implantar algumas reformas importantes para dar maior visibilidade para o equilíbrio fiscal, como o teto de gastos, e maior dinamismo à economia, como a reforma trabalhista. Mesmo sem ter conseguido aprovar a sua reforma mais ambiciosa, a da

previdência, as expectativas melhoraram acentuadamente, com rápida queda da inflação, que acumulou 2,95% (IPCA) em 2017, abrindo espaço para uma também rápida redução da taxa básica de juros, que fechou o ano em 7%. O câmbio teve comportamento bem menos volátil ao longo do ano, oscilando entre R\$ 3,00/US\$ e R\$ 3,40/US\$, com pequena valorização de 1,5% no encerramento. A melhora relativa do ambiente econômico influenciou também o mercado de ações. O IBOVESPA fechou o ano em 76.402 pontos, ultrapassando o recorde histórico de 73.516 pontos de maio de 2008, com alta de 26,9% em relação a 2016, e registrou em outubro sua pontuação máxima, de 76.989 pontos.

PETRÓLEO

Após atingir o valor mínimo no ano de US\$44,82 por barril em junho, os preços do Brent apresentaram forte valorização, de mais de 50% em apenas cinco meses, encerrando o ano cotados a US\$67 por barril. Este é o maior patamar dos preços de petróleo já registrado desde junho de 2015, explicado pela sólida demanda ao longo do ano, aumento das tensões no Oriente Médio, a perspectiva de extensão do acordo de corte de produção entre os países da OPEP e outros países exportadores, aliados à intensa temporada de eventos climáticos no Golfo do México.



Fonte: Bloomberg

SETOR DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL

O marco regulatório brasileiro do setor de óleo e gás passou, a partir de 2016, por mudanças e aperfeiçoamentos. Em um ambiente de recuperação dos preços internacionais do petróleo, e considerando a prospectividade dos reservatórios do pré-sal brasileiro, tais mudanças regulatórias têm contribuído para a retomada da indústria de óleo e gás no país, destravando investimentos e posicionando o Brasil novamente como uma fronteira de exploração no mercado global, com reflexos positivos para toda a sociedade.

Novas Rodadas de Licitações

O leilão realizado em setembro de 2017 (14ª Rodada), após dois anos sem nenhuma licitação, garantiu arrecadação de mais de R\$3,8 bilhões em bônus, com ágio de 1.556%, representando o maior bônus de assinatura total da história em uma licitação de concessão, segundo a ANP. Ao todo, 17 empresas arremataram áreas para exploração, sendo 7 delas estrangeiras. Mesmo tendo sido ofertados 287 blocos de exploração, divididos em 29 setores em nove bacias

sedimentares, totalizando uma área de quase 123 mil km², apenas 37 blocos, correspondendo a 13%, foram arrematados.

A previsibilidade do cronograma das licitações é um fator de atratividade do setor. A oferta constante de novos blocos exploratórios permite às companhias um melhor planejamento para a alocação de seus investimentos. Novas rodadas de licitação já estão programadas para 2018 e 2019, incluindo, ainda este ano, blocos localizados no pré-sal da Bacia de Santos adjacentes a áreas onde já ocorreram descobertas de grandes volumes de hidrocarbonetos. O crescimento dos investimentos no setor de óleo e gás no Brasil, com a atratividade de novos players, favorece a QGEP a implementar sua estratégia de diversificação de parceiros globais em áreas de grande atratividade e demandantes de tecnologia.

Para atrair o interesse dos players do setor nestas áreas conhecidas como “unitizáveis”, é fundamental a regulamentação das regras de unitização, ora em andamento. Estas regras garantirão a segurança jurídica necessária para os eventuais consórcios e darão transparência à governança destas descobertas, já que permitirão a compatibilização dos regimes de partilha da produção e concessão.

Fim da Obrigatoriedade da Petrobras como Operadora única no Pré-sal

Em janeiro de 2017, a Presidência da República sancionou a lei que retirou a obrigatoriedade da Petrobras de ser operadora de todos os campos de petróleo da área do polígono do pré-sal. Isso já permitiu o aumento da competição nos leilões realizados em 2017, resultando em um maior número de projetos sendo desenvolvidos simultaneamente, além de incrementar a inovação em tecnologias de ponta, úteis na superação dos desafios técnico-operacionais na exploração e produção no pré-sal.

Conteúdo Local

Em fevereiro de 2017, o governo propôs novas regras de conteúdo local, simplificando a sua adoção. A nova regra estabeleceu padrões que são mais compatíveis com a capacidade de entrega da indústria nacional. Espera-se um aprimoramento contínuo destas regras, tais como a previsibilidade dos mecanismos de waiver e da avaliação contínua da competitividade da indústria nacional, que dêem segurança jurídica a todos os participantes do setor. Isso vai permitir que o setor continue avançando e que a competitividade da indústria de óleo e gás no país siga crescendo.

Repetro

Outro passo na direção de maior competitividade foi a extensão do regime aduaneiro especial REPETRO de 2020 para 2040, aprovado em dezembro de 2017. O REPETRO é imprescindível na economicidade dos projetos e fator fundamental na atração de investimentos desde a abertura do setor.

Gás para Crescer

Outra iniciativa importante, foi o lançamento do programa Gás para Crescer, em 2016, que regulamenta e incentiva a comercialização do gás. O gás é fundamental na transição para uma economia de menor emissão de CO₂, portanto mais sustentável. Desta forma, espera-se que este insumo apresente a maior taxa de crescimento de utilização na matriz energética do Brasil.

Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reserva	
		Camarão Norte		Contingente	
	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reserva	
		Oliva		Contingente	
		Piapara		Prospectivo	
Espírito Santo	ES-M-598		20%	Prospectivo	
	ES-M-673		20%	Prospectivo	
Foz do Amazonas	FZA-M-90		100%	Prospectivo	
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		100%	Prospectivo	
	PAMA-M-337		100%	Prospectivo	
Ceará	CE-M-661		25%	Prospectivo	
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-894		30%	Prospectivo	
	PEPB-M-896		30%	Prospectivo	
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-351*		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-428*		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-501		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-503		30%	Prospectivo	

Óleo

Gás

* transação sujeita à aprovação das entidades regulatórias.

ATIVOS EM PRODUÇÃO E DESENVOLVIMENTO

MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45% 

A receita e o lucro operacional da QGEP derivam hoje do seu principal ativo de produção, o Campo de Manati, um dos maiores campos de gás não associado do Brasil, atendendo à demanda da região nordeste do país, e no qual a Companhia detém 45% de participação. Os demais sócios são Geopark (10%), Brasoil (10%) e Petrobras (35%), que também é a operadora do Campo.

Localizado na Bacia de Camamu, no litoral do estado da Bahia, o Campo de Manati é um marco na história da QGEP, por ter sido descoberto pelo primeiro poço perfurado em uma concessão na qual a Companhia detinha participação. Originário do Bloco BCAM-40, sua extensão é de aproximadamente 76 km², em lâmina d'água de 35 metros. O consórcio mantém um contrato para a venda de gás do Campo com a Petrobras, o qual engloba 100% da reserva do Campo e possui cláusula de *take-or-pay*. O preço do gás é denominado em Real e reajustado em bases anuais de acordo com índice contratual.

Em 2017, a produção média do Campo de Manati foi de 4,9MMm³/dia, mesma média registrada em 2016 e em linha com a projeção do guidance. A cadência de produção trimestral aumentou

ao longo do ano, passando de 4,2MMm³/dia no 1T17 a 4,5MMm³/dia no 2T17, 5,2MMm³/dia no 3T17 e finalmente alcançando 5,6MMm³/dia no 4T17.

O aumento dos níveis de produção trimestral no segundo semestre de 2017 deveu-se principalmente à maior demanda por energia proveniente de termoelétricas, relacionada diretamente à seca na região Nordeste do país, que reduziu a geração hidrelétrica. Essa situação se reverteu no início de 2018, com níveis recorde de chuva que possibilitaram o retorno da geração hidrelétrica. Em função da manutenção dessa tendência ao longo dos dois primeiros meses do ano, a Companhia estima que a produção de gás natural do Campo de Manati para o primeiro semestre 2018 seja de aproximadamente 4,6MMm³, semelhante à taxa de produção dos dois primeiros meses deste ano. O guidance de produção para o ano de 2018 de 5,1MMm³/dia permanece inalterado, podendo ser reavaliado em função das previsões de crescimento econômico e condições climáticas.

A capacidade de produção máxima de Manati foi reestabelecida com a conclusão do reparo na linha de fluxo danificada em meados do ano. O custo do reparo foi de R\$15,5 milhões, líquido para a QGEP, e que terá um reembolso parcial do seguro no valor de R\$3,9 milhões.

Na certificação de reservas da Gaffney, Cline & Associates (CGA) atualizada em 31 de dezembro de 2017 e divulgada hoje, as reservas 2P de 100% do Campo totalizaram 7,6 bilhões de m³ de gás natural e 0,8 milhões de barris de gás condensado, que correspondem a cerca de 48,4 milhões de barris de óleo equivalente (boe), em linha com a certificação anterior, considerando a redução do volume produzido.

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora 

O Campo de Atlanta será o segundo ativo produtor da QGEP, que é operadora com 30% de participação.

Em 2014, foram perfurados e concluídos dois poços horizontais com capacidade de produção na faixa superior de 12 mil barris por dia (kbpd) de acordo com os testes realizados. Em função dos resultados positivos, foi contratado o afretamento de um FPSO para o Sistema de Produção Antecipada (SPA), originalmente para iniciar a produção em 2016. O FPSO chegou ao Brasil no final de 2017. Em janeiro de 2018, a Teekay, operadora do FPSO, e a QGEP, operadora do campo, iniciaram o processo de conexão das linhas de produção e controle, processo esse a ser concluído no mês de março.

O Consórcio estima o primeiro óleo para o final de março, início de abril. Esperamos aumentar a capacidade de produção durante o segundo trimestre de 2018, até atingir uma média de 20 kbbl por dia para os meses remanescentes deste ano, a partir de dois poços de produção, ambos já perfurados e concluídos. O Consórcio pode optar por perfurar um poço adicional, o que aumentará a capacidade para 30 kbbl, sem aumento significativo nos custos operacionais. Esta decisão será baseada em uma série de fatores, incluindo os preços do petróleo em vigor, e atualmente é prevista para o quarto trimestre de 2018, com produção inicial em 2019.

Em meados do ano passado, a QGEP assinou um aditivo ao contrato com a Teekay, empresa responsável pela adaptação do FPSO para o Campo. Pelos termos do novo acordo, nos primeiros 18 meses de produção, as despesas operacionais diárias do Consórcio serão de US\$410mil/dia, levando-se em consideração uma redução de 15% na taxa diária do FPSO. Após os 18 meses iniciais de produção, os custos operacionais passarão para US\$480mil/dia, e flutuarão de acordo com algumas variáveis, que em grande parte são atreladas ao preço do Brent.

Análises recentes apontam que o desconto entre o preço do óleo pesado e o Brent tem diminuído em função da escassez do produto no mercado. Desta maneira, a QGEP espera uma maior remuneração na venda do óleo em 2018 em relação à originalmente prevista. Vale lembrar que a Companhia também já tem assinado um contrato com a Shell para a venda do óleo produzido no SPA do Campo de Atlanta.

Conforme já divulgado pela Companhia, e tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo Energia com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do Bloco BS-4, a Barra Energia exerceu em outubro do ano passado os direitos de expulsão previstos nos documentos do consórcio. A Dommo Energia contesta a validade da expulsão em procedimento arbitral perante a Corte de Arbitragem Internacional de Londres (LCIA). Em havendo o reconhecimento por parte do tribunal arbitral de que a titularidade sobre referidos 40% não cabe à Dommo Energia, os mesmos serão realocados entre Barra e QGEP, passando estas a deter 50% de participação no Bloco BS-4, respectivamente.

ATIVOS EXPLORATÓRIOS

SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-501 E SEAL-M-503

Participação: 30%* 

Os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 foram adquiridos pela QGEP na 13ª Rodada de Licitações da ANP, em outubro de 2015. Os blocos estão localizados em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 Km da costa, e abrangem uma área total de 1.512 km².

Em setembro de 2017, a QGEP anunciou que finalizou dois acordos de farm-out para esses blocos, um com a ExxonMobil e o outro com a Murphy Oil. Nos termos dos acordos, a QGEP manteve 30% de participação nos blocos e será reembolsada por 70% dos R\$100 milhões em bônus de assinatura pagos quando da aquisição dos blocos. A QGEP também será reembolsada por todos os custos incorridos com aquisição de dados sísmicos 3D, com valor estimado em US\$5 milhões, além de outras remunerações. A ExxonMobil será a operadora dos blocos e terá 50% de participação, enquanto a Murphy Oil manterá 20% de participação. O acordo com a ExxonMobil já foi aprovado no CADE e aguarda a aprovação da ANP.

Também em setembro de 2017, a Companhia anunciou que, em conjunto com seus sócios ExxonMobil e Murphy Oil, adquiriu os blocos SEAL-M-501 e SEAL-M-503 na 14ª Rodada de Licitações da ANP. Os blocos são adjacentes aos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 e possuem área total em torno de 1.500 km². O valor total dos bônus de assinatura para esses blocos exploratórios foi de R\$109,9 milhões ou R\$33,0 milhões líquidos para a QGEP.

A Companhia e seus sócios planejam adquirir dados sísmicos 3D para os quatro blocos no primeiro semestre de 2018, completar sua avaliação o mais breve possível e iniciar a perfuração até 2020. A região de águas ultraprofundas dessa bacia é considerada de alto potencial exploratório e de baixo risco, já havendo sido registradas seis significativas descobertas pela Petrobras. O sistema petrolífero principal nessa região da bacia é semelhante ao das descobertas realizadas pela ExxonMobil na Guiana, onde já se estimam em mais de 3 bilhões de barris de petróleo leve recuperáveis, e de importantes descobertas na Costa Oeste africana.

BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

Participação: diversas 

No final de 2016, a QGEP aumentou sua participação nos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 da Bacia do Pará-Maranhão e no Bloco FZA-M-90 na Bacia da Foz do Amazonas para 100%, por meio de duas transações com antigos parceiros. A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D já foram concluídos para os três blocos e a QGEP está em fase final de interpretação dessas áreas. Ao final da avaliação desses blocos, estimada ainda para o primeiro trimestre de 2018, a QGEP abrirá nova fase de farm-out, de forma a avaliar o alto potencial petrolífero já identificado.

O sistema petrolífero interpretado para as regiões de águas ultraprofundas dessas bacias é semelhante ao testado com sucesso em Sergipe-Alagoas, Guiana e Margem Oeste africana, com reservatórios e seções geradoras contemporâneas.

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D das Bacias do Ceará (CE-M-661) e do Espírito Santo (ES-M-598 e ES-M-673) já foram concluídos e os Consórcios estão interpretando os dados visando melhor avaliar o potencial desses blocos.

CAL-M-372

Participação: 20% 

As atividades no Bloco CAL-M-372 estão suspensas, aguardando a licença ambiental do IBAMA, atualmente prevista para ser obtida em 2018. Assim que a licença for emitida, o Consórcio deverá perfurar um poço pioneiro no prospecto CAM#01.

EVENTOS CORPORATIVOS RECENTES

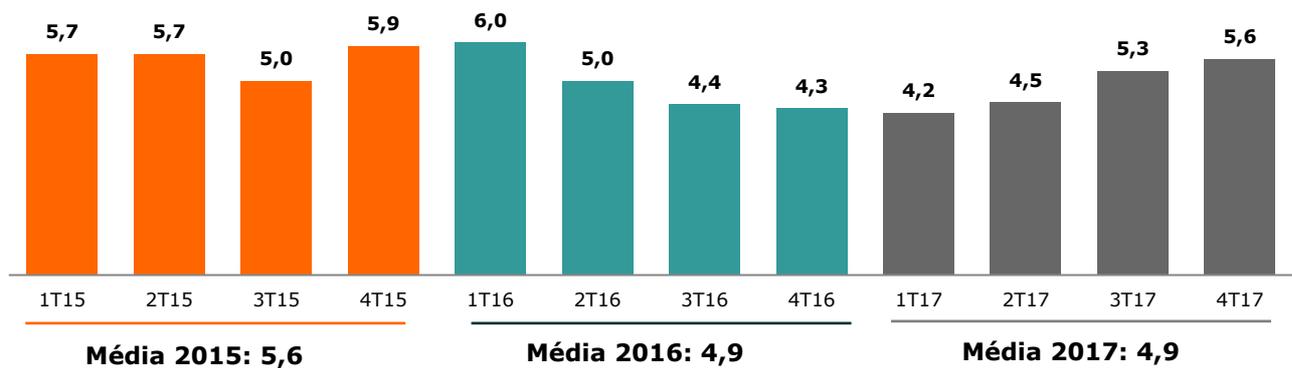
Em julho de 2017, a Companhia anunciou ter recebido e aceitado uma oferta não solicitada da Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US\$379 milhões. Nos termos da venda, 50% do preço total de compra seria pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes. A aprovação da ANP foi concedida em novembro de 2017, e a QGEP já recebeu da Statoil US\$189,5 milhões ao final de dezembro de 2017 e um segundo pagamento no valor de US\$45,0 milhões será recebido no final de março de 2018, após a assinatura do Contrato de Partilha da área adjacente ao Bloco, celebrado em 30 de janeiro de 2018. O pagamento remanescente, que representa 38% do valor de venda, será efetuado após a assinatura do Contrato de Individualização de Produção, ou Unitização das áreas.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A produção anual de gás natural do Campo de Manati atingiu média diária de 4,9 milhões de m³ em 2017, mesmo patamar de 2016, em função direta da continuação da redução do consumo provocada pela recessão econômica do país, principalmente no primeiro semestre do ano. A partir do segundo semestre de 2017, houve aumento dos níveis de produção trimestral, principalmente em função do crescimento da demanda por energia proveniente de termelétricas, devido à seca na região Nordeste do país, que reduziu a geração hidrelétrica.

Abaixo, apresentamos a curva de produção do Campo dos últimos três anos:

Produção de Gás Média (MM m³ por dia)



ESTRATÉGIA FINANCEIRA

Diligência financeira e eficiência na gestão de riscos são os fundamentos da estratégia financeira da QGEP. A Companhia possui alavancagem controlada, alta liquidez, riscos de mercado mapeados e mitigados, além de robusta geração de caixa.

A QGEP se destaca por sua abordagem disciplinada voltada para o crescimento sustentável, investindo em ativos complementares e em diferentes estágios de risco e desenvolvimento. Principalmente após a abertura de capital, a QGEP vem diversificando seu portfólio de forma seletiva, adquirindo participações em ativos exploratórios e de desenvolvimento, expandindo e consolidando o seu portfólio.

A Companhia possui uma Política de Gestão de Riscos de Mercado que permite a utilização de instrumentos financeiros derivativos e *hedge* natural com o intuito de mitigar os riscos de mercado que possam afetar capacidade de investimento e geração operacional.

O caixa da Companhia, integralmente denominado em reais, está investido predominantemente em instrumentos financeiros classificados com ratings AAA, sendo 78% com liquidez diária e apresentou retorno médio anual de 102,1% do CDI em 31 de dezembro de 2017.

DESEMPENHO FINANCEIRO

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o ano findo em 31 de dezembro de 2017. Como detentora de participações em corporações dedicadas à exploração, produção e comercialização de produtos de petróleo e gás natural, os resultados da Companhia refletem basicamente aqueles da Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. Abaixo estão os principais destaques econômicos e financeiros do período, comparados com os de 2016:

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

	2017	2016	Δ%
Receita líquida	501,7	476,5	5,3%
Custos	(227,7)	(240,7)	-5,4%
Lucro bruto	274,0	235,7	16,2%
Receitas (Despesas) operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(52,1)	(49,6)	5,1%
Equivalência patrimonial	(1,8)	0,5	-448,1%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(27,7)	(62,5)	-55,7%
Outras despesas operacionais líquidas	149,9	(2,8)	n.a.
Lucro (Prejuízo) operacional	342,3	121,3	182,2%
Resultado financeiro líquido	92,3	46,5	98,2%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	434,6	167,9	158,9%
Imposto de renda e contribuição social	(77,2)	(15,0)	416,4%
Lucro (Prejuízo) líquido	357,4	152,9	133,7%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	428,8	328,5	30,5%
EBITDAX⁽¹⁾	407,9	188,3	116,6%

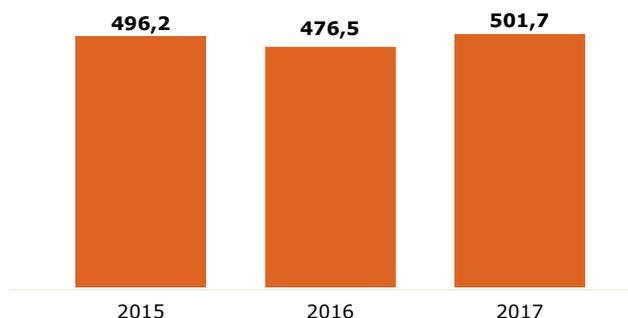
Alguns percentuais e outros números incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação, podendo, assim, apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas constantes nas informações trimestrais. Ademais, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas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

⁽¹⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela QGEP. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

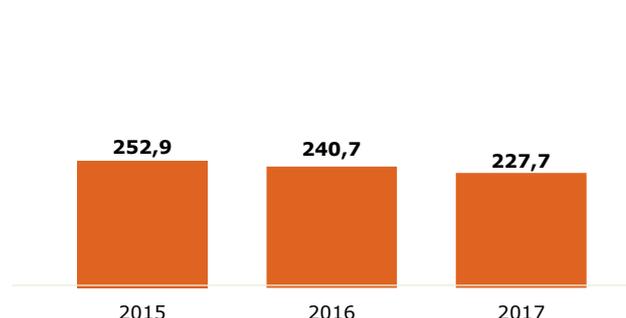
RESULTADO OPERACIONAL**RECEITA LÍQUIDA E CUSTOS OPERACIONAIS**

A receita líquida atingiu R\$501,7 milhões em 2017, aumento de 5,3% comparada aos R\$476,5 milhões em 2016, em função principalmente do reajuste do preço do gás de Manati no início do ano, já que a produção ficou estável em relação a 2016.

Receita Líquida (R\$ milhões)



Custos Operacionais (R\$ milhões)



Os custos operacionais totais tiveram uma queda de 5,4% em comparação ao de 2016, explicada principalmente pelos menores custos de manutenção no período. Parte dos custos de logística, usualmente atribuídos a produção, foram compartilhados com operações de manutenção, reduzindo, portanto, os custos de produção na comparação anual.

Abertura dos Custos Operacionais (R\$ milhões)

	2017	2016	Δ%
Depreciação e amortização	62,8	63,9	-1,7%
Custos de produção	72,6	80,7	-10,1%
Custos de manutenção	35,4	38,8	-8,9%
Royalties	39,0	36,6	6,4%
Participação especial	6,2	5,6	10,2%
P&D	4,5	5,6	-20,4%
Outros	7,4	9,5	-22,0%
TOTAL	227,7	240,7	-5,4%

RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas totalizaram R\$52,1 milhões, um aumento de 5,1% comparado a 2016. Esse aumento reflete a redução na alocação de despesas aos parceiros nos blocos em que a QGEP é a operadora e também investimentos incentivados principalmente pela Lei do Audiovisual por meio da destinação de parte do imposto de renda para projetos sociais.

Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios foram de R\$27,7 milhões, ante R\$62,5 milhões em 2016, em função dos menores gastos com aquisição e processamento de dados sísmicos no período.

Outras Receitas Líquidas

Em julho de 2017, a QGEP anunciou que recebeu e aceitou uma oferta não solicitada da Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US\$379 milhões. Outras receitas em 2017 totalizaram R\$149,9 milhões, refletindo principalmente o ganho nesta venda, no valor total de R\$156,1 milhões. Até o final de 2017, já haviam sido recebidos 50% do valor de venda, de acordo com o cronograma pré-acordado.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido do ano foi de R\$92,3 milhões, comparado a R\$46,5 milhões no ano anterior, em função de maiores receitas derivadas de instrumentos de renda fixa, aliadas a um maior rendimento do fundo cambial no período. Seguindo a Política de Gestão de Riscos de Mercado, a Companhia identificou que para os próximos 24 meses os valores a receber em dólares superaram suas obrigações, não sendo necessária a manutenção de recursos aplicados no Fundo Cambial, que foi liquidado em setembro de 2017. A QGEF possui hedge natural, já que os recebíveis provenientes da recente transação com a Statoil são denominados em dólar, bem como a receita de venda do óleo de Atlanta. Este balanço entre ativos e passivos em dólares é baseado em projeções internas e monitorado mensalmente.

EBITDA E EBITDAX

O EBITDAX foi de R\$407,9 milhões, comparado a R\$188,3 milhões em 2016, aumento de 118,4%, em razão, principalmente, do ganho com a venda do Bloco BM-S-8.

O EBITDA em 2017 foi de R\$407,9 milhões, comparado aos R\$188,5 milhões registrados em 2016, valor semelhante ao EBITDAX, já que nestes períodos não houve devolução ou baixa de ativos exploratórios.

LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido em 2017 foi de R\$357,4 milhões, comparado a R\$152,9 milhões em 2016, principalmente em função da venda do Bloco BM-S-8, aliado a um melhor resultado operacional e menores gastos exploratórios.

DESTAQUES DO BALANÇO E FLUXO DE CAIXA**CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)**

Em 31 de dezembro de 2017, a QGEF possuía saldo de caixa de R\$2,0 bilhões, superior ao R\$1,3 bilhão registrado em 31 de dezembro de 2016. Atualmente, 100% dos recursos da Companhia estão investidos em instrumentos denominados em Reais. Em 31 de dezembro de 2017, o retorno médio anual desses investimentos foi de 102,1% do CDI e 78% dos fundos tinha liquidez diária.

IMOBILIZADO

Em 31 de dezembro de 2017, o ativo imobilizado totalizava R\$735,2 milhões, inferior aos R\$928,2 milhões ao final de 2016. A redução deveu-se à venda do Bloco BM-S-8, parcialmente compensada pelos investimentos no desenvolvimento do Campo de Atlanta.

INTANGÍVEL

O ativo intangível ao final de 2016 totalizava R\$410,2 milhões, R\$316,8 milhões menor do que o valor registrado em 2016. A diferença é explicada pela baixa do Bloco BM-S-8 e dos acordos de farm-out com a ExxonMobil, de 50%, e com a Murphy Oil, de 20%, dos dois blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas.

CONTAS A PAGAR

O saldo de contas a pagar foi de R\$111,6 milhões, 60% superior quando comparado a R\$69,9 milhões ao final do exercício de 2016, devido às operações no Campo de Atlanta.

CRÉDITO COM PARCEIROS

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

Do montante de R\$108,0 milhões registrado em 31 de dezembro de 2017, 40% dos direitos de participação para o Bloco BS-4 representam R\$78,5 milhões. Incluso no valor de R\$78,5 milhões, R\$41,7 milhões foram acumulados ao longo de 2017 e encontram-se vencidos em 31 de dezembro de 2017. O valor remanescente de R\$29,5 milhões é relativo à outros consórcios.

Em 17 e 18 de janeiro e 15 de fevereiro de 2018 foram emitidos novos cash calls relativos à parcela de 40% dos direitos de participação para o Bloco BS-4, no valor de R\$33,2 milhões, R\$2,2 milhões e R\$37,9 milhões com vencimentos em 01 de fevereiro de 2018, 02 de fevereiro de 2018 e 02 de março de 2018, respectivamente. Assim como os montantes vencidos e não pagos pela Dommo Energia S.A. (denominada "Dommo", antiga OGX Petróleo e Gás S.A. – Recuperação Judicial) nos exercícios de 2016 e 2017, o montante de fevereiro de 2018 foi suportado na proporção de 20% cada pela QGEP e Barra Energia, e o montante de março continua em aberto e deverá ser novamente suportado por QGEP e Barra Energia na mesma proporção. Conforme já divulgado pela Companhia, e tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do Bloco BS-4, a Barra Energia exerceu em outubro de 2017 os direitos de expulsão previstos nos documentos do consórcio. A Dommo contesta a validade da expulsão em procedimento arbitral perante a Corte de Arbitragem Internacional de Londres (LCIA).

Os aportes feitos pela QGEP Netherlands suportando a OGX Netherlands B.V totalizam R\$19,2 milhões em 31 de dezembro de 2017, valor também vencido e suportado pela QGEP.

ENDIVIDAMENTO

A dívida da QGEP é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil. O endividamento total em 31 de dezembro de 2017 era de R\$325,2 milhões, comparados aos R\$359,7 milhões registrados ao final de 2016, refletindo os pagamentos à FINEP que começaram em setembro de 2016.

Os recursos tomados com a FINEP fazem parte de uma linha de financiamento que visa dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste de duas linhas de crédito, à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante atrelada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de amortização de sete anos. A QGEP conta com uma linha de crédito total com a FINEP de R\$266,0 milhões. O financiamento do BNB está direcionado à operação dos ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano com um bônus de adimplência de 15%, tem carência de cinco anos.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional totalizou R\$428,8 milhões em 2017, ante R\$328,5 milhões em 2016.

CAPEX

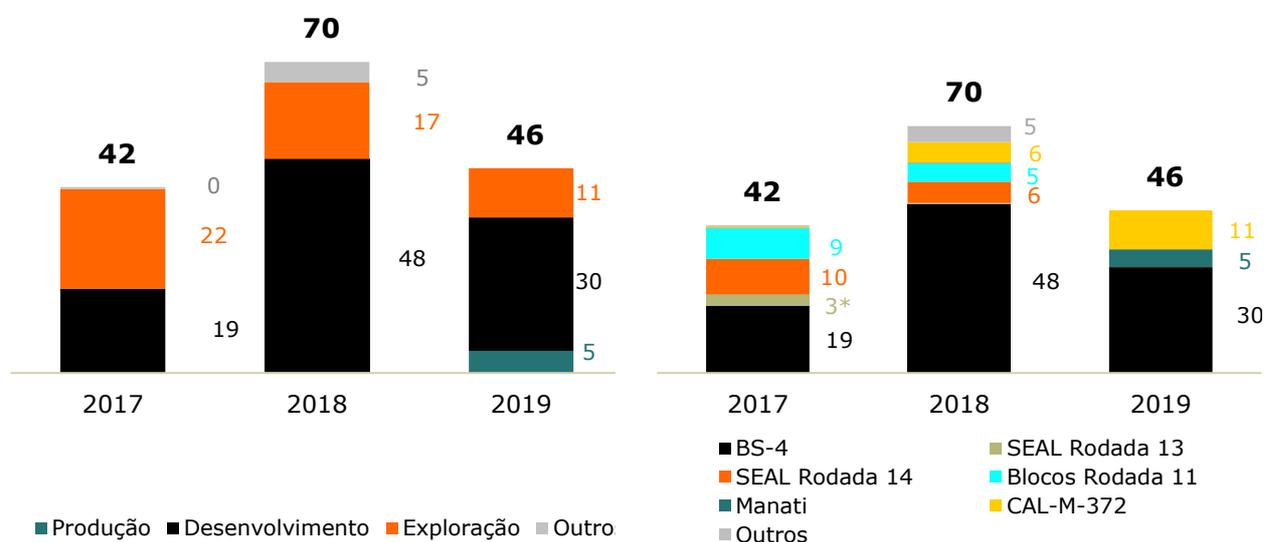
Com uma abordagem disciplinada em relação a investimentos, aliada a rígidos controles sobre as despesas, a QGEP mantém uma posição de caixa confortável que suporte suas necessidades futuras. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos do portfólio da QGEP, e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

O CAPEX realizado em 2017 foi de US\$42 milhões, dos quais US\$19 milhões foram investidos no Campo de Atlanta e US\$22 milhões na aquisição e análise de dados sísmicos dos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP.

A Companhia estima investir o montante de US\$70 milhões em 2018. Esse valor inclui US\$48 milhões para o Campo de Atlanta e US\$17 milhões em atividades de exploração, sendo US\$6 milhões destinados às atividades na Bacia de Sergipe-Alagoas e US\$5 milhões relativos à aquisição de sísmica para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

Em 2019, a Companhia planeja investir US\$30 milhões no Sistema Definitivo a ser implementado no Campo de Atlanta, valor que corresponde a 65% do capex total planejado para o ano. O valor remanescente corresponde ao início da perfuração exploratório no Bloco CAL-M-372.

CAPEX Líquido para a QGEP (US\$ milhões)



*Deste valor, U\$1,5 milhão será reembolsado em função dos acordos de farm-out para os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 com a ExxonMobil e Murphy Oil.

MERCADO DE CAPITAIS

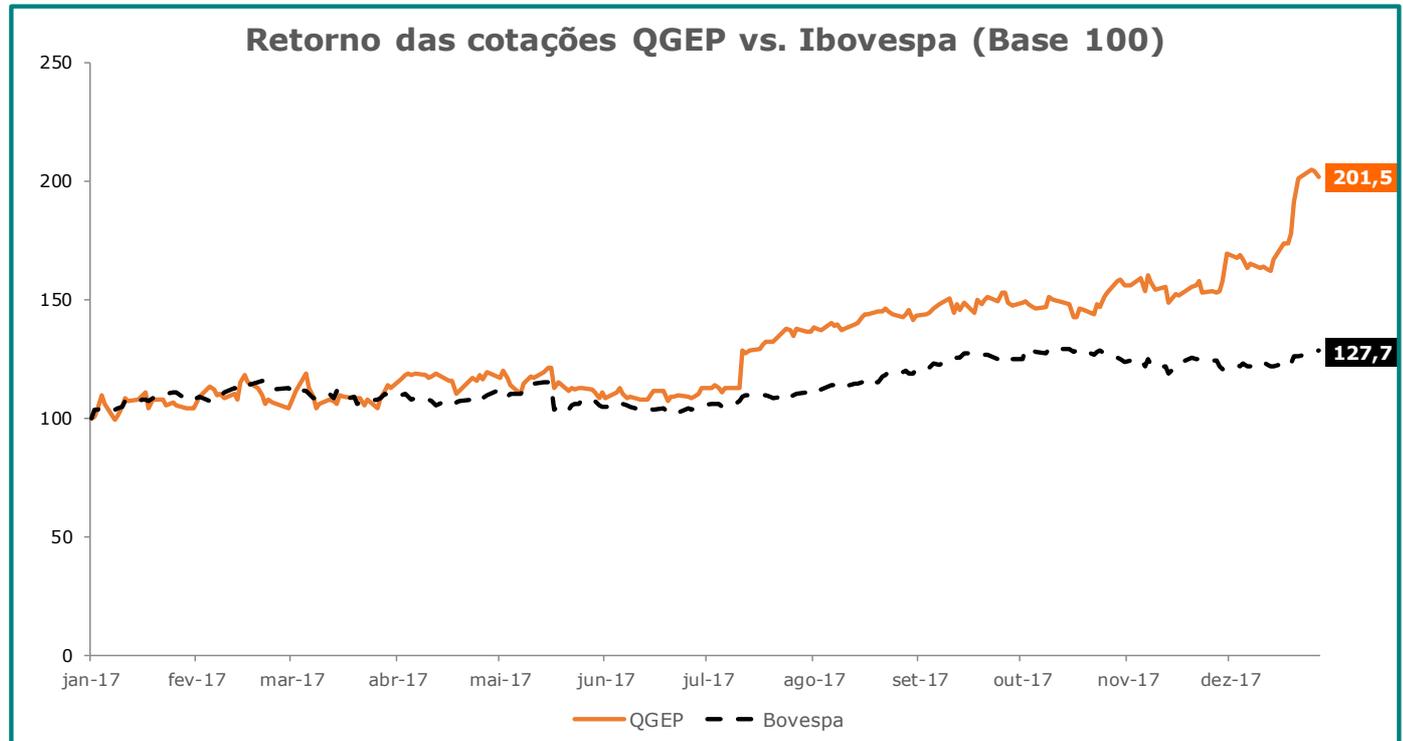
A ação da QGEP (B3: QGEP3) fechou o ano de 2017 cotada a R\$10,75 e valor de mercado de R\$2,9 bilhões, o que indica uma alta de 96% em relação à cotação de 31 de dezembro de 2016, enquanto o principal índice da B3, o Ibovespa, valorizou 27% no mesmo período.

O desempenho da ação foi mais positivo no segundo semestre do ano, após o anúncio da venda do Bloco BM-S-8, acompanhado de um melhor desempenho operacional da Companhia e da preparação para entrada em produção do Campo de Atlanta, em 2018. O valor médio diário negociado em 2017 foi de R\$3,8 milhões, estável em relação a 2016.

Ao final de 2017, a Companhia contava com nove coberturas de analistas de investimento, representando bancos e corretoras nacionais e estrangeiros. Desses analistas, três recomendavam COMPRA, quatro recomendavam MANUTENÇÃO e dois recomendavam VENDA.

O preço-alvo mais alto para as ações da Companhia era de R\$13,60, e o mais baixo, de R\$6,50, com preço alvo médio de R\$9,49 por ação.

No ano de 2017, a QGEP esteve presente na carteira teórica do IBrX-100 até o mês de agosto. A participação nesse índice pode contribuir para o aumento da liquidez das ações da Companhia e ampliar a visibilidade do papel entre os analistas de mercado de capitais, tanto no Brasil quanto no exterior. A carteira do IBrX-100 é revista a cada 4 meses.



DIVIDENDOS

A QGEP possui uma política de pagamento de dividendos complementares (“Política de Dividendos”), superiores ao dividendo mínimo obrigatório estabelecido no Estatuto Social.

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

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

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

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

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

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

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

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

Para o exercício de 2017, a Administração propôs dividendos totais de R\$400 milhões, ou R\$1,5452 por ação. Continuamos a avaliar oportunidades de aquisição de novos ativos nas próximas rodadas de licitação da ANP, agendadas para março e junho deste ano. Já nos habilitamos para participar da rodada de março e, com relação à rodada de junho, que deverá exigir maiores volumes de investimento, estamos abertos a participar de modo responsável, em conjunto com outros players da indústria de óleo e gás. Uma vez que tenhamos decidido nossa participação, poderemos avaliar uma segunda potencial distribuição extraordinária, garantindo que não haja comprometimento de nossa posição financeira e nem dos nossos planos de investimento futuro.

A tabela abaixo mostra o histórico de pagamento de dividendos nos últimos três anos:

Histórico de Pagamento de Dividendos nos Últimos 3 Anos

Tipo de Pagamento	Ano Base	Data de Aprovação	Data de Pagamento	Montante Total (R\$)	Valor por Ação (R\$/Ação)
Dividendos	2016	19/04/2017	11/05/2017	38.677.840,95	0,150000
Dividendos	2015	12/04/2016	28/04/2016	38.677.840,95	0,150000
Dividendos	2014	17/04/2015	05/05/2015	38.677.840,95	0,150000

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O ano de 2017 foi um período de maturidade e evolução nas práticas de Governança Corporativa da QGEP. A empresa, listada no Novo Mercado da B3 desde sua abertura de capital, em 2011,

vem implementando e customizando essas práticas de acordo com as suas necessidades, visando o aprimoramento de sua gestão, otimização de controles e procedimentos, tendo em vista o alinhamento de interesses de seus stakeholders com a maximização do valor de longo prazo da Companhia.

A estrutura de Governança Corporativa da QGEP é composta da seguinte forma:



O Comitê de Ética, Governança e Sustentabilidade foi instalado no final de 2015, como um órgão de governança, não estatutário, de caráter permanente, informativo e consultivo, destinado a assessorar o Conselho de Administração. Desde o início de sua atuação, no primeiro semestre de 2016, o comitê vem provocando discussões relevantes, além de ter desempenhado ações em todas as disciplinas que rege, promovendo mudanças importantes para a Companhia, principalmente na estruturação do Programa de Compliance, implementação de iniciativas de Governança Corporativa e novas medidas na área de Sustentabilidade.

Em 2017 tivemos como destaques o aprimoramento da Política de Alçadas Estatutárias, no intuito de adequar regras de outorga de poderes de representação da Diretoria Executiva na Política e discussões acerca de um redesenho do fluxo de processos com a estrutura offshore. Adicionalmente, já em linha com ações propostas no novo regulamento do Novo Mercado, a QGEP iniciou seu processo de avaliação do Conselho e da Diretoria Executiva. O processo de avaliação do Conselho foi concluído e elaborado um plano de ação para a implementação de melhorias, enquanto o processo de avaliação da Diretoria está na fase da escolha de indicadores de desempenho adequados para cada área.

No âmbito de Compliance, o foco foi a implementação do Procedimento de Contratação de Terceiros, com um fluxo de análises de contratações de fornecedores e prestadores de serviço de maior impacto nas atividades da QGEP e a adoção de um Código de Conduta Ética do Fornecedor, para a conscientização de fornecedores e prestadores de serviço. Além disso, promovemos uma campanha interna do Canal Confidencial, que foi reforçada com um evento anual com o envolvimento da alta administração para esclarecimentos da função do Canal e estímulo à sua utilização. Por fim, a empresa também avançou na realização de due diligences de potenciais parceiros da QGEP em consórcios de E&P.

O Comitê de Remuneração foi instalado no final de 2015 e neste ano de 2017, atuou na revisão e aprovação da remuneração dos diretores e conselheiros, bem como na revisão do pagamento do pacote total de remuneração dos funcionários. O Comitê também estuda a possibilidade de

revisar a atual política de remuneração total, de forma a adequá-la melhor ao momento da empresa e do mercado, mantendo-se desta forma em linha com as melhores práticas de remuneração do mercado de óleo e gás.

RECURSOS HUMANOS

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

Ao final de 2017, a Companhia tinha um total de 123 funcionários, sendo 53 mulheres e 70 homens. Em 2016, a Companhia fechou o ano com 128 funcionários.

SEGURANÇA E RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

A QGEP prioriza a identificação e avaliação dos impactos e o gerenciamento dos potenciais riscos ambientais, sociais e de segurança associados às suas atividades, agindo para sua minimização e controle. A empresa, como pontuado em sua política de Sistema de Gestão Integrado, tem como compromisso trabalhar de forma segura, transparente e responsável em projetos que gerem benefícios para os stakeholders, minimizando os impactos negativos.

Em 2017, a Companhia manteve foco na gestão de seus processos, com ênfase na segurança de suas atividades. Visando a excelência e a segurança de nossas operações, destacamos a realização de auditorias internas e mais de 30 auditorias externas em fornecedores críticos, a realização de diversos estudos de risco, adequação dos nossos procedimentos para o atendimento aos regulamentos de segurança operacional, como o Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO), Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS) e Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), assim como o desenvolvimento de outros indicadores.

Também em 2017, a Companhia publicou sua política e seus valores de segurança operacional, demonstrando seu compromisso com a proteção da vida humana, o meio ambiente, e as atividades econômicas próprias e de terceiros. Foram também realizados diversos treinamentos na área de resposta a emergências, sendo estes teóricos no sistema de comando de incidentes, ou práticos, com a realização de exercícios simulados. Destacamos também a recertificação nas normas ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental), sendo esta já na versão 2015, e OHSAS 18001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança) para gestão das atividades de exploração e produção, corroborando nosso compromisso com a melhoria contínua.

Ao longo do ano foram realizados acompanhamentos contínuos dos processos de licenciamento, um levantamento meteoceanográfico na margem equatorial, e investimentos na área de pesquisa e desenvolvimento com o Projeto Costa Norte. Este projeto visa a avaliação da eficiência da utilização de métodos de modelagem computacional ambiental (hidrodinâmica marinha e dispersão de óleo) em representar o transporte de poluentes nas zonas costeira e estuarina amazônica, alinhada ao detalhamento dos ecossistemas costeiros, buscando uma metodologia para identificação da vulnerabilidade dos manguezais da região.

Em 2017, a QGEP manteve sua participação no Carbon Disclosure Project (CDP) com os dados referentes ao ano de 2016. Desde 2012, a empresa responde a seus investidores, por meio do formulário do CDP, sobre seu processo de inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEE). A QGEP recebeu o certificado de verificação conforme o Programa Brasileiro GHG Protocol e Norma NBR ISO 14064-3:2007, tendo optado também em promover uma cultura permanente de elaboração de inventários corporativos de GEE. As emissões da empresa estão divulgadas no registro público de emissões, atualmente o maior banco de dados de inventários corporativos da América Latina.

Ao longo do ano, desenvolvemos em parceria com institutos e organizações, projetos sociais que serão implantados em comunidades das áreas de influência do Campo de Atlanta. Dentre estas iniciativas, foram elaborados projetos de promoção da proteção ambiental e conhecimento do ambiente marinho, ampliação de práticas esportivas e fortalecimento de ações para o tratamento oncológico.

Reafirmamos nosso compromisso com a transparência e a gestão responsável e, além da manutenção de um canal para comunicação direta com as partes interessadas, iniciamos a elaboração de nosso 7º Relatório Anual de Sustentabilidade, que deverá ser divulgado no primeiro semestre de 2018.

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

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

A KPMG Auditores Independentes ("KPMG") foi contratada pela QGEP Participações S.A. para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Em conformidade às normas brasileiras de preservação da independência do auditor externo, nossos auditores independentes não prestaram outros serviços profissionais além daqueles de auditoria independente das demonstrações financeiras relacionados à Companhia e suas controladas.

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em conformidade com as disposições na Instrução CVM no. 480/09, a Diretoria declara que discutiu e revisou as demonstrações contábeis relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, e que concordou com as opiniões expressas no Relatório de Auditores Independentes.

AGRADECIMENTOS

Expressamos nossa gratidão e reconhecimento a todos os colaboradores, fornecedores e parceiros. Agradecemos também aos representantes do poder público e aos demais stakeholders, pelo apoio e confiança em nossa Companhia.

Rio de Janeiro, 7 de março de 2018.
A Administração



KPMG Auditores Independentes

Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro

20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil

Telefone +55 (21) 2207-9400, Fax +55 (21) 2207-9000

www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

**Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
QGEP Participações S.A.**

Rio de Janeiro – RJ

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da QGEP Participações S.A. (Companhia), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial individual e consolidado em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações individuais e consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da QGEP Participações S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

1 - Perda por redução ao valor recuperável de ativos (Impairment) - Individual e Consolidado

Conforme Notas Explicativas 2.8 e 13 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>Em 31 de dezembro de 2017 as demonstrações financeiras consolidadas apresentam ativo imobilizado e intangível no montante de R\$735 milhões e R\$410 milhões, respectivamente.</p> <p>A Companhia avaliou a existência de indicadores de redução ao valor recuperável das suas unidades geradoras de caixa ("UGCs") às quais esses ativos estão alocados. Para o cálculo do valor recuperável, e avaliação sobre a necessidade de registro de impairment, a Companhia utilizou-se do método de fluxo de caixa descontado que incorpora julgamentos significativos em relação a fatores associados ao nível de produção futura, preço das commodities, custo de produção e premissas econômicas como taxas de desconto, taxas de inflação e taxas de câmbio onde a Companhia opera.</p>	<p>Nossos procedimentos incluíram, entre outros:</p> <ul style="list-style-type: none">• Avaliação sobre os procedimentos de valorização dos ativos da Companhia, incluindo aqueles que visam identificar a necessidade de se constituir ou reverter um <i>impairment</i>;• Avaliação das premissas da Companhia para determinar o valor recuperável dos seus ativos, incluindo aqueles relacionados a produção, custo de produção, investimentos de capital, taxas de desconto e taxas de câmbio;• Avaliação dos critérios de definição e identificação das Unidades Geradoras de Caixa (UGC);• Avaliação, com o auxílio dos nossos especialistas em finanças corporativas, da projeção de fluxos de caixa, da razoabilidade e da consistência das premissas utilizadas na preparação das projeções de fluxos de caixa e comparação dessas premissas com informações do mercado e com base em nosso conhecimento da Companhia e da indústria, bem como avaliação da análise de sensibilidade elaborada pela Administração;

<p>Devido à relevância do ativo imobilizado e do ativo intangível e ao nível de incerteza para a determinação da perda por redução ao valor recuperável relacionado, que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras consolidadas e o valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, consideramos esse tema um assunto significativo para a auditoria.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Efetuamos também a análise da adequação dos cálculos matemáticos dos modelos econômicos dos fluxos de caixa futuros e resultados projetados, efetuando o cruzamento dos mesmos com as informações contábeis e relatórios gerenciais e com os planos de negócios aprovados; e Avaliação da adequação da divulgação em relação ao teste do valor em uso e sua comparação com o valor justo, líquido do custo para vender ativos, nos casos aplicáveis. <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitáveis os saldos do ativo imobilizado e intangível, bem como as divulgações relacionadas, no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.</p>
---	---

2 - Provisão para abandono de áreas - Individual e Consolidado

Conforme Notas Explicativas 2.8 e 17 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Principal assunto de auditoria	Como nossa auditoria conduziu esse assunto
<p>Em 31 de dezembro de 2017 as demonstrações financeiras consolidadas apresentam provisão para o abandono de áreas (ARO) no montante de R\$224 milhões.</p> <p>Devido à natureza das suas operações, a Companhia incorre em obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando há o abandono de áreas.</p> <p>A reabilitação de áreas e do meio ambiente é requerida tanto pela legislação em vigor quanto pelas políticas da Companhia. Estimar os custos associados a estas atividades futuras exige considerável julgamento em relação a fatores como o período de utilização de determinada área, o tempo necessário para reabilitá-la e determinadas premissas econômicas como taxa de desconto, taxas de moeda estrangeira e os valores originais que são cotados por fornecedores específicos.</p>	<p>Nossos procedimentos incluíram, entre outros:</p> <ul style="list-style-type: none"> Avaliação dos procedimentos relacionados à determinação das estimativas do valor da provisão para restaurar e reabilitar áreas exploradas comercialmente pela Companhia; Com auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos as premissas utilizadas, incluindo o custo base das áreas a serem abandonadas, taxas de inflação, de desconto e de risco; Análise da movimentação da provisão no exercício relativa às áreas abandonadas, restauradas/reabilitadas e a obrigação ambiental pertinente, visando avaliar os principais inputs, como os custos, a inflação e as taxas de desconto, assim como do plano de abandono;

Devido à relevância da provisão para abandono de áreas e o nível de incerteza para a determinação da sua estimativa que pode impactar o valor dessa provisão nas demonstrações financeiras consolidadas e o valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, consideramos esse tema um assunto significativo para a auditoria.

- Conferência aritmética dos resultados das estimativas, confrontando-os com as informações contábeis e relatórios gerenciais; e
- Avaliação da adequação da divulgação da provisão das obrigações para restaurar e reabilitar o meio ambiente quando do abandono de áreas.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos aceitável o saldo da provisão para restaurar e reabilitar áreas exploradas comercialmente pela Companhia, bem como as respectivas divulgações, no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o relatório da administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o relatório da administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2018

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



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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 e 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.046	90	18.815	17.738
Aplicações financeiras	4	65.855	2.585	1.874.376	1.159.778
Caixa restrito	10	-	-	-	32.519
Contas a receber	5	-	-	128.539	102.292
Estoques	7	-	-	863	1.542
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	-	92	50.024	36.046
Contas a receber - Partes relacionadas	9	2.081	-	20.028	15.498
Juros sobre capital próprio	9	161.163	-	-	-
Créditos com parceiros	6	-	-	108.005	64.021
Bens disponíveis para venda	8	-	-	70.003	-
Outros		1.170	-	13.723	4.476
Total do ativo circulante		<u>231.315</u>	<u>2.767</u>	<u>2.284.376</u>	<u>1.433.910</u>
NÃO CIRCULANTE					
Caixa restrito	10	-	-	158.270	125.245
Aplicações financeiras	4	-	-	156.545	160.084
Impostos e contribuições a recuperar	11.1	-	-	4.188	4.540
IR e CSLL diferidos	11.4	-	-	45.361	44.414
Outros ativos não circulantes		-	-	1.009	1.600
Investimentos	12.2	2.907.705	2.777.035	143.397	138.363
Imobilizado	13	-	-	735.191	928.211
Intangível	14	-	-	410.204	727.053
Total do ativo não circulante		<u>2.907.705</u>	<u>2.777.035</u>	<u>1.654.165</u>	<u>2.129.510</u>
TOTAL DO ATIVO		<u>3.139.020</u>	<u>2.779.802</u>	<u>3.938.541</u>	<u>3.563.420</u>
PASSIVO					
CIRCULANTE					
Fornecedores		136	41	111.646	69.933
Empréstimos e financiamentos	15	-	-	36.813	36.557
Impostos e contribuições a recolher	11.2	28.581	62	62.455	21.701
Remuneração e obrigações sociais		59	52	8.345	9.955
Contas a pagar - partes relacionadas	9	-	-	3.106	3.937
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	12.421	11.855
Adiantamento de terceiros		-	-	57.922	62.836
Outras obrigações		136	-	23.334	37.758
Total passivo circulante		<u>28.912</u>	<u>155</u>	<u>316.042</u>	<u>254.533</u>
NÃO CIRCULANTE					
Provisão para abandono	17	-	-	224.021	206.057
Empréstimos e financiamentos	15	-	-	288.369	323.184
Total do passivo não circulante		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>512.390</u>	<u>529.241</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social integralizado	25	2.078.116	2.078.116	2.078.116	2.078.116
Reserva de capital		40.712	41.874	40.712	41.874
Reserva de lucros		1.043.707	725.010	1.043.707	725.010
Outros resultados abrangentes		18.187	15.654	18.187	15.654
Ações em tesouraria	26	(70.614)	(81.007)	(70.614)	(81.007)
Total do patrimônio líquido		<u>3.110.108</u>	<u>2.779.647</u>	<u>3.110.108</u>	<u>2.779.647</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u>3.139.020</u>	<u>2.779.802</u>	<u>3.938.541</u>	<u>3.563.420</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
RECEITA LÍQUIDA	18	-	-	501.726	476.454
CUSTOS	19	-	-	(227.714)	(240.732)
LUCRO BRUTO		-	-	274.012	235.722
RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS					
Gerais e administrativas	19	(5.545)	(4.691)	(52.104)	(49.597)
Equivalência patrimonial	12	417.315	157.151	(1.772)	509
Gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás	20	-	-	(27.732)	(62.540)
Outras operacionais líquidas		-	-	149.942	(2.788)
		411.770	152.460	342.346	121.306
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO					
Rendimento das aplicações financeiras	21	3.156	453	112.401	51.009
Outras receitas e despesas financeiras	21	(17.682)	(15)	(20.128)	(4.460)
RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO		(14.526)	438	92.273	46.549
RESULTADO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL		397.244	152.898	434.619	167.855
Imposto de renda e contribuição social correntes	11.3	(39.869)	-	(78.301)	(13.834)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.3	-	-	1.057	(1.123)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		357.375	152.898	357.375	152.898
RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO	25	1,38	0,58		

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Lucro líquido do exercício		357.375	152.898	357.375	152.898
Outros resultados abrangentes					
Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior	12	2.533	(27.715)	2.533	(27.715)
Resultado abrangente do exercício		<u>359.908</u>	<u>125.183</u>	<u>359.908</u>	<u>125.183</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Capital social integralizado	Reserva de capital		Reserva de lucros		Outros resultados abrangentes	Dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	Ações em tesouraria	Lucros acumulados	Total
			Plano de opções de ações	Alienação ações em tesouraria	Reserva legal	Reserva de Investimentos					
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2016		2.078.116	37.899	-	36.166	535.946	43.369	38.676	(81.007)	-	2.689.165
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	-	(27.715)	-	-	-	(27.715)
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	(38.676)	-	-	(38.676)
Plano de opções de ações	25	-	3.975	-	-	-	-	-	-	-	3.975
Lucro líquido do exercício	25	-	-	-	-	-	-	-	-	152.898	152.898
Reserva legal		-	-	-	7.645	-	-	-	-	(7.645)	-
Reserva para investimentos		-	-	-	-	106.577	-	-	-	(106.577)	-
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Dividendos adicionais propostos		-	-	-	-	-	-	38.676	-	(38.676)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016		2.078.116	41.874	-	43.811	642.523	15.654	38.676	(81.007)	-	2.779.647
SALDOS EM 1 JANEIRO DE 2017		2.078.116	41.874	-	43.811	642.523	15.654	38.676	(81.007)	-	2.779.647
Ajustes acumulados de conversão	12	-	-	-	-	-	2.533	-	-	-	2.533
Pagamento de dividendos		-	-	-	-	-	-	(38.676)	-	-	(38.676)
Plano de opções de ações	25	-	2.118	-	-	-	-	-	10.393	-	12.511
Realização do plano de opção de ação	25	-	(1.725)	-	-	-	-	-	-	-	(1.725)
Lucro líquido do exercício	25	-	-	(1.555)	-	-	-	-	-	-	(1.555)
Lucro líquido do exercício	25	-	-	-	-	-	-	-	-	357.375	357.375
Reserva legal		-	-	-	17.869	-	-	-	-	(17.869)	-
Reserva para investimentos		-	-	-	-	(60.493)	-	60.493	-	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios		-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Dividendos adicionais propostos		-	-	-	-	-	-	339.503	-	(339.503)	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017		2.078.116	42.267	(1.555)	61.680	582.030	18.187	399.997	(70.614)	-	3.110.107

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEF PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		357.375	152.898	357.375	152.898
Ajustes para reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:					
Equivalência patrimonial	12.2	(417.315)	(157.151)	1.772	(509)
Variação cambial sobre investimento	12.2	-	-	(5.034)	-
Amortização e depreciação	13/14	-	-	65.576	67.147
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.4	-	-	(947)	1.124
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos / outros passivos		-	-	7.839	15.948
Juros capitalizados	15	-	-	9.349	-
Baixa de imobilizado / intangível	13/14	-	-	189	87.811
Exercício do plano de opção de ação	25	10.393	-	-	-
Despesa com plano de opção de ação	25	-	-	(1.162)	3.975
Provisão para imposto de renda e contribuição social	11.3	(39.869)	-	78.301	13.834
Provisão para pesquisa e desenvolvimento		-	-	566	(3.848)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:					
Contas a receber de clientes	5	-	-	(26.247)	323
Impostos a recuperar	11.1	92	(9)	(13.626)	38.674
Partes relacionadas		(2.081)	-	(4.530)	(8.757)
Juros sobre capital próprio		(161.163)	-	-	-
Outros ativos		(1.170)	-	(51.962)	(39.320)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:					
Fornecedores		95	(30)	41.713	(15.946)
Impostos a recolher	11.2	28.519	3	(31.305)	(19.711)
Partes relacionadas	9	-	-	(831)	3.518
Outros passivos		142	(1)	14.513	60.516
Juros pagos	15	-	-	(6.532)	(15.904)
Imposto de renda e contribuição social pagos		-	-	(6.242)	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais		<u>(224.983)</u>	<u>(4.290)</u>	<u>428.777</u>	<u>341.773</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa restrito	10	-	-	(506)	(70.977)
Aplicações financeiras	4	(63.270)	452	(711.059)	(220.588)
Recebimento de caixa - venda de ativo		-	-	507.278	-
Aumento de capital empresas no exterior		-	(180)	-	(12.736)
Pagamentos de imobilizado	13	-	-	(118.157)	(122.861)
Pagamentos de intangível	14	-	-	(32.983)	(184)
Recebimento de dividendos		327.885	42.684	-	-
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento		<u>264.615</u>	<u>42.956</u>	<u>(355.427)</u>	<u>(427.346)</u>
Liberação de empréstimo	14	-	-	-	-
Amortização de empréstimo	15	-	-	(36.130)	(11.993)
Pagamento de dividendos		(38.676)	(38.676)	(38.676)	(38.676)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		<u>(38.676)</u>	<u>(38.676)</u>	<u>(74.806)</u>	<u>(50.669)</u>
Variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa		-	-	2.533	(26.691)
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa no exercício		<u>956</u>	<u>(10)</u>	<u>1.077</u>	<u>(162.933)</u>
Demonstração da variação no caixa e equivalentes de caixa no exercício:					
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		90	100	17.738	180.672
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		1.046	90	18.815	17.738
Redução do saldo de caixa e equivalentes de caixa		<u>956</u>	<u>(10)</u>	<u>1.077</u>	<u>(162.934)</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEF PARTICIPAÇÕES S.A.

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO PARA O PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
RECEITAS		-	-	765.786	750.664
Vendas de gás	18	-	-	620.560	586.674
Outras receitas		-	-	1.214	9.947
Receitas relativas à construção de ativos próprios		-	-	144.012	154.043
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS (inclui os valores dos impostos - ICMS, IPI, PIS e COFINS)		1.692	934	133.650	344.010
Custo dos produtos, das mercadorias e serviços vendidos		-	-	145.566	194.593
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		1.692	934	(24.622)	137.180
Outros		-	-	12.706	12.237
VALOR (UTILIZADO) ADICIONADO BRUTO		(1.692)	(934)	632.136	406.654
DEPRECIAÇÃO, AMORTIZAÇÃO E EXAUSTÃO	13/14	-	-	65.641	67.654
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO (UTILIZADO) PELA ENTIDADE		(1.692)	(934)	566.495	339.000
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA		402.803	157.592	111.087	61.222
Resultado de equivalência patrimonial e dividendos	12.2	417.316	157.151	(1.772)	509
Receitas financeiras	21	(14.514)	441	105.937	58.996
Outros		1	-	6.922	1.717
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		<u>401.111</u>	<u>156.658</u>	<u>677.582</u>	<u>400.222</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO					
Pessoal:					
Remuneração direta		3.082	3.008	42.509	46.149
Benefícios		151	145	6.259	6.406
F.G.T.S		-	-	2.620	2.755
Outros		6	-	52	(68)
		<u>3.239</u>	<u>3.153</u>	<u>51.440</u>	<u>55.242</u>
Impostos, taxas e contribuições:					
Federais		40.487	604	143.463	78.509
Estaduais		-	-	56.906	53.992
Municipais		-	-	45.595	42.793
		<u>40.487</u>	<u>604</u>	<u>245.964</u>	<u>175.294</u>
Remuneração de capitais de terceiros:					
Juros		(1)	1	7.478	5.423
Aluguéis		-	-	2.217	2.623
Despesas bancárias		11	2	9.833	5.783
Variação monetária / cambial		-	-	3.275	2.959
		<u>10</u>	<u>3</u>	<u>22.803</u>	<u>16.788</u>
Remuneração de capitais próprios:					
Resultado líquido do exercício		357.375	152.898	357.375	152.898
		<u>357.375</u>	<u>152.898</u>	<u>357.375</u>	<u>152.898</u>
VALOR ADICIONADO DISTRIBUIDO		<u>401.111</u>	<u>156.658</u>	<u>677.582</u>	<u>400.222</u>

As notas explicativas são partes integrantes das demonstrações financeiras

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

Estrutura societária

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

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016 a Companhia apresentava a seguinte estrutura societária:



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

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

A Atlanta Field B.V. (“AFBV”) com sede na cidade de Roterdã, Holanda, é controlada indireta da QGEP e direta da QGEP B.V., a qual detém 30% de participação societária. A AFBV tem como principal 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 e operar equipamentos, incluindo aqueles registrados para apoiar as atividades declaradas do Grupo. A AFBV possui ainda a OGX Netherlands Holding B.V. e a FR Barra 1S.àr.l., como acionistas com 40% e 30%, respectivamente, de participação. A AFBV foi criada visando a parceria dos mencionados acionistas com a QGEP na concessão do Bloco BS-4, cujo controle é conjunto.

A QGEP International GmbH in Liqu (“QGEP International”), com sede na cidade de Viena, Áustria, subsidiária integral da QGEP, tem como objeto social aquisição e participação em empresas na Áustria e exterior, constituição e gestão de empresas subsidiárias na Áustria e exterior e gestão de seus ativos. O Conselho de Administração aprovou o encerramento das operações desta empresa em reunião realizada em 10 de abril de 2017 e os trâmites de encerramento estão em processo de finalização, já tendo a Corte Comercial de Viena deferido o pedido de liquidação em 20 de novembro de 2017.

2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

2.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem as demonstrações financeiras individuais e consolidadas preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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

2.2. Base de elaboração

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

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

2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

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

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as demonstrações financeiras das controladas diretas e indiretas são reconhecidas por meio do método de equivalência patrimonial.

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

Participações da Companhia em controladas

As demonstrações financeiras da Companhia, em 31 de dezembro de 2017, compreendem as demonstrações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Participação</u>	
			<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
QGEP	Brasil	Direto	100%	100%
QGEP International	Áustria	Direto	100%	100%
QGEP B.V.	Holanda	Indireto	100%	100%

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

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

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

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

Participações da Companhia em negócios em conjunto

	<u>País de operação</u>	<u>Controle</u>	<u>Tipo de negócio</u>	<u>Participação</u>	
				<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
AFBV	Holanda	Indireto	Negócios em conjunto (<i>Joint venture</i>)	30%	30%

2.5. Informações do segmento operacional

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

2.6. Caixa e equivalentes de caixa

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

2.7. Ativos e passivos circulantes e não circulantes

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

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

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

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

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

- Direitos de concessão exploratória e bônus de assinatura são registrados como ativo intangível;
- Os gastos com perfuração de poços onde as avaliações de viabilidade não foram concluídas permanecem capitalizados no imobilizado até a sua conclusão. Gastos de perfuração de poços exploratórios bem-sucedidos, vinculados às reservas economicamente viáveis, são capitalizados, enquanto os determinados como não viáveis (“*dryhole*”) são registrados diretamente na demonstração de resultado na conta de gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

- Outros gastos exploratórios que não relacionados ao bônus de assinatura são registrados na demonstração do resultado em gastos exploratórios para a extração de petróleo e gás (custos relacionados com aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento, gastos com ocupação e retenção de área, impacto ambiental, outros).

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

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

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

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

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

- Período de concessão para exploração expirado ou a expirar em futuro próximo, não existindo expectativa de renovação da concessão;
- Gastos representativos para exploração e avaliação de recursos minerais em determinada área/bloco não orçados ou planejados pela Companhia ou parceiros;
- Esforços exploratórios e de avaliação de recursos minerais que não tenham gerado descobertas comercialmente viáveis e os quais a Administração tenha decidido por descontinuar em determinadas áreas/blocos específicos;

- Informações suficientes existentes e que indiquem que os custos capitalizados provavelmente não serão realizáveis mesmo com a continuidade de gastos exploratórios em determinada área/bloco que reflitam desenvolvimento futuro com sucesso, ou mesmo com sua alienação.

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

A obrigação futura com desmantelamento de área de produção é registrada no momento da perfuração do poço após a declaração de comercialidade de cada campo e tão logo exista uma obrigação legal ou construtiva de desmantelamento da área e também quando exista possibilidade de mensurar os gastos com razoável segurança, como parte dos custos dos ativos relacionados (ativo imobilizado) em contrapartida à provisão para abandono, registrada no passivo, que sustenta tais gastos futuros (nota explicativa 17). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do exercício (resultado financeiro líquido).

Os ativos circulantes são classificados como ativos mantidos para venda quando seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de uma venda e quando essa venda for praticamente certa. Esses ativos são avaliados pelo menor valor entre o valor contábil e o valor justo menos os custos de venda.

2.9. Avaliação do valor recuperável dos ativos

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

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

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

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

2.11. Estoques

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

2.12. Empréstimos e financiamentos

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

2.13. Provisão para processos judiciais

A provisão para processos judiciais fiscais, cíveis e trabalhistas são constituídas para os riscos com expectativa de “perda provável”, com base na opinião dos Administradores e assessores legais externos, sendo os valores registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos. Riscos com expectativa de “perda possível” são divulgados pela Administração, mas não registrados (nota explicativa 16).

2.14. Obrigações legais

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

2.15. Apuração do resultado

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

2.16. Imposto de renda e contribuição social

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

2.17. Incentivos fiscais

2.17.1. Federais

Por possuir o Campo de Manati, que está localizado na área de abrangência da Sudene, a QGEP detém o direito de redução de 75% do imposto de renda e adicional, calculados com base no Lucro da Exploração durante 10 (dez) anos, usufruindo deste benefício a partir do exercício de 31 de dezembro de 2008. Destaca-se que, o referido benefício foi prorrogado devido à modernização e expansão do campo de Manati, e sua finalização ocorrerá em 31 de dezembro de 2025. Na investida operacional QGEP, o valor correspondente ao incentivo foi contabilizado no resultado e posteriormente transferido para a reserva de lucros - incentivos fiscais, no patrimônio líquido.

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

2.17.2. Estaduais

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

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

2.18. Acordos de pagamentos baseados em ações

O plano de remuneração baseado em ações para empregados, a serem liquidados com instrumentos patrimoniais, são mensurados pelo valor justo na data da outorga, conforme descrito na nota explicativa nº 25 (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 líquido (“plano de opção de ações”). No final de cada exercício, a Companhia revisa suas estimativas sobre a quantidade de instrumentos de patrimônio que serão eventualmente adquiridos.

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

2.19. Ações em tesouraria

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

2.20. Instrumentos financeiros

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

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

2.21. Ativos financeiros

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

2.21.1. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

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

2.21.2. Investimentos mantidos até o vencimento

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

2.21.3. Empréstimos e recebíveis

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

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

2.21.4. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

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

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

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

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

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

2.22. Passivos financeiros

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

2.22.1. Outros passivos financeiros

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

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo exercício. 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 exercício menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido. O Grupo possui empréstimos e financiamentos classificados nesta categoria.

2.23. Moeda funcional

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

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

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

2.23.1. Conversão de moeda estrangeira

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

2.24. Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pelo Grupo e sua distribuição durante determinado exercício e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

2.25. Demonstração do fluxo de caixa (DFC)

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

2.26. Resultado líquido por ação

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

2.27. Novas normas, alterações e interpretações

(a) Impacto estimado da adoção do CPC 48 / IFRS 9 e CPC 47 / IFRS 15

A Companhia é obrigada a adotar o CPC 48 / IFRS 9 Instrumentos Financeiros e CPC 47 / IFRS 15 Receita de Contratos com Clientes a partir de 1º de janeiro de 2018. A Companhia já avaliou que não haverá impacto da aplicação inicial do CPC 48 / IFRS 9 e do CPC 47 / IFRS 15 em suas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com o atual modelo de negócios. O impacto estimado da adoção dessas normas sobre o patrimônio da Companhia em 1º de janeiro de 2018 poderá ser alterado e baseia-se em avaliações realizadas até à data de emissão destas demonstrações financeiras. Os impactos futuros da adoção das normas podem ser diferentes pois novos negócios entrarão em vigor em 2018 e nos anos subsequentes para os quais a avaliação e aplicação das referidas normas será requerida.

(b) IFRS 16 Leases (Arrendamentos)

A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil. A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019 e a Companhia não pretende antecipar a adoção desta norma.

A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia efetuou a avaliação inicial do potencial impacto em suas demonstrações financeiras consolidadas, mas ainda não completou sua avaliação detalhada. O impacto real da aplicação da IFRS 16 nas demonstrações financeiras no período de aplicação inicial dependerá das condições econômicas futuras, incluindo a composição da carteira de arrendamento da Companhia nessa data, a avaliação se a Companhia exercerá quaisquer opções de renovação de arrendamento e a medida em que a mesma optará por usar expedientes práticos e isenções de reconhecimento.

Até agora, o impacto mais significativo identificado é que a Companhia reconhecerá novos ativos e passivos por seus arrendamentos operacionais. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia encontrava-se em fase de detalhamento dos pagamentos mínimos dos arrendamentos, não sendo possível estimar com precisão o impacto total a ser registrado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento agora vai mudar, pois a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional com um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento.

Não é esperado impacto significativo para os arrendamentos financeiros da Companhia.

(c) Outras alterações

As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter impacto significativo nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia:

- Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - Alterações à IFRS 1 e à IAS 28;
- Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações;
- Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40);
- Alterações ao CPC 36 Demonstrações Consolidadas (IFRS 10) e ao CPC 18 Investimento em Coligada (IAS 28) em relação a vendas ou contribuições de ativos entre um investidor e sua coligada ou seu empreendimento controlado em conjunto;
- ICPC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiantamento; e
- IFRIC 23 Incerteza sobre Tratamentos de Imposto de Renda.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a todas as novas IFRS. Portanto, a adoção antecipada dessas IFRS não é permitida para entidades que divulgam as suas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

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 exercícios subsequentes.

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

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

3.1. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis

3.1.1. Investimentos mantidos até o vencimento

A Administração revisou os ativos financeiros do Grupo em conformidade com a manutenção do capital e as exigências de liquidez e confirmou a intenção e a capacidade do Grupo manter esses ativos até o seu vencimento. O valor contábil dos ativos financeiros mantidos até o vencimento em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 é de R\$158.270 e R\$157.764, respectivamente (caixa restrito). Os detalhes a respeito desses ativos estão descritos na nota explicativa nº 10.

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 exercícios:

3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros

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

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

3.2.2. Vidas úteis dos bens do imobilizado e intangível

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

3.2.3. Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

3.2.4. Provisão para processos judiciais

O registro da provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas de um determinado passivo na data das demonstrações financeiras é feito quando o valor da perda pode ser razoavelmente estimado (nota explicativa 16). 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 e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais.

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

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

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

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

Esta provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados prospectivamente. Revisões das estimativas na provisão de abandono são reconhecidas prospectivamente como custo do imobilizado, sendo os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto), considerados no modelo de apuração da obrigação futura, alocadas diretamente no resultado (nota explicativa 17).

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

3.2.6. Provisão para participação nos lucros

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

a) Caixa e equivalentes de caixa

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Caixa e depósitos bancários	<u>1.046</u>	<u>90</u>	18.815	17.738
Total	<u>1.046</u>	<u>90</u>	<u>18.815</u>	<u>17.738</u>

Em 31 de dezembro de 2016 o caixa e equivalentes de caixa encontravam-se concentrados em certificados de depósitos bancários pós-fixados (CDB) e debêntures compromissadas, com liquidez imediata, estando sua rentabilidade atrelada à remuneração dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), sem risco de variação significativa do principal e rendimentos quando do resgate, ocorrido durante o ano de 2016. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possuía somente caixa e depósitos bancários a prazo para fazer frente a pagamentos já programados.

b) Aplicações financeiras (circulante e não circulante)

	Controladora	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Operações Compromissadas (i)	-	2.585
Fundo de investimento exclusivo - renda fixa (ii)	<u>65.855</u>	-
Total	<u>65.855</u>	<u>2.585</u>
Circulante	<u>65.855</u>	<u>2.585</u>

	Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Operações Compromissadas e CDBs (i)	222.632	222.699
Fundo cambial exclusivo (iii)	-	346.355
Fundo de investimento exclusivo multimercado (ii):	<u>1.808.289</u>	<u>750.808</u>
Renda fixa	10.858	-
Operações Compromissadas (debêntures)	54.117	41.595
CDB (pós-fixado CDI)	9.261	-
Títulos públicos (LFT/NTN/ LTN)	1.278.713	432.472
Letras Financeiras (iv)	<u>455.340</u>	<u>276.741</u>
Total	<u>2.030.921</u>	<u>1.319.862</u>
Circulante	<u>1.874.376</u>	<u>1.159.778</u>
Não circulante (i)	<u>156.545</u>	<u>160.084</u>

- (i) No consolidado, o valor classificado como ativo não circulante e refere-se à aplicação financeira em operações compromissadas e CDBs, colateral de fiança com vencimentos em 2019 e 2021 (nota explicativa 15).
 - (ii) A controladora QGEPP e a controlada QGEP possuem fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de sua aplicação, que investe em cotas de dois fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI.
 - (iii) Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia possuía fundo cambial exclusivo com o objetivo de atender à política de proteção da empresa com gastos exploratórios e de produção em moeda estrangeira. Este fundo foi encerrado em 27 de setembro de 2017.
 - (iv) Letras Financeiras dos Bancos Bradesco, CEF, Citibank, do Brasil, Itaú, Safra e Santander.
- c) Rentabilidade

A rentabilidade dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente à média de 102,13% da variação da taxa CDI acumulada do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (101,93% em 31 de dezembro de 2016).

No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a variação do fundo cambial foi de -16,21% (PTAX -16,54% como benchmark do fundo).

Seguindo sua Política de Gestão de Riscos de Mercado, de 12 de março de 2015, a Companhia identificou que para os próximos 24 meses (a partir de 27 de setembro de 2017) os valores a receber em dólares superaram suas obrigações, não sendo necessária neste momento a manutenção de recursos aplicados no Fundo Cambial. Este balanço entre ativos e passivos em dólares é baseado em projeções internas e monitorado mensalmente.

5. CONTAS A RECEBER

A QGEP tem contrato de longo prazo iniciado em 2007 com vencimento em junho de 2030 para fornecimento de um volume mínimo anual de gás à Petrobras do Campo de Manati, por um preço em reais que é ajustado anualmente com base em índice contratual corrigido pela inflação brasileira, com cláusula de *take or pay*. Em 16 de julho de 2015, foi assinado o aditivo ao referido contrato de venda de gás que previa a compra do volume de 23 bilhões de m³ de gás, que elevou o volume total contratado para toda a reserva do Campo, mantendo-se os demais termos e condições do contrato original.

Os saldos de contas a receber nos montantes de R\$128.539 e R\$102.292 registrados em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, respectivamente, referem-se basicamente a operações de venda de gás para a Petrobras, os quais historicamente não possuem inadimplência ou atrasos. Não foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa, pois o saldo de contas a receber é composto apenas de saldo a vencer com prazo médio de recebimento de, aproximadamente, 40 dias após a emissão da nota fiscal.

Em 31 de dezembro de 2017, a Petrobras não adquiriu todo o volume contratado que define o *take or pay* anual. Dessa forma, a QGEP possui registrado nesta data o valor de R\$11.970, sendo \$8.287 referente ao ano de 2017 a receber em contrapartida de obrigação firmada pela entrega futura que deverá ser realizada.

6. CRÉDITOS COM PARCEIROS

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

Do montante total de R\$108.005 e R\$64.021 registrados em 31 de dezembro de 2017 e 2016, respectivamente, 40% referem-se a parcela dos direitos de participação no bloco BS-4 que representam R\$78.539 e R\$45.609, respectivamente, naquelas datas.

Do montante de R\$78.539, R\$41.712 foram acumulados ao longo de 2017 e encontram-se vencidos em 31 de dezembro de 2017.

O restante dos valores supra mencionados são relativos a outros consórcios (R\$29.467 e R\$18.412, respectivamente aos exercícios de 2017 e 2016).

Em 17 e 18 de janeiro e 15 de fevereiro de 2018 foram emitidos novos “cash calls” relativos à parcela de 40% dos direitos de participação para o bloco BS-4, no valor de R\$33.165, R\$2.206 e R\$37.947 com vencimentos em 01 de fevereiro de 2018, 02 de fevereiro de 2018 e 02 de março de 2018, respectivamente. Assim como os montantes vencidos e não pagos pela Dommo Energia S.A. (denominada “Dommo”, antiga OGX Petróleo e Gás S.A. – Recuperação Judicial) nos exercícios de 2016 e 2017, o montante de fevereiro de 2018 foi suportado na proporção de 20% cada por QGEP e Barra Energia, respectivamente e o montante de março continua em aberto e deverá ser novamente suportado por QGEP e Barra Energia na mesma proporção. Conforme já divulgado pela Companhia, e tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do bloco BS-4, a Barra Energia exerceu em outubro de 2017 os direitos de expulsão previstos nos documentos do consórcio. A Dommo contesta a validade da expulsão em procedimento arbitral perante a Corte de Arbitragem Internacional de Londres (LCIA).

Os aportes feitos pela QGEP Netherlands suportando a OGX Netherlands B.V totalizam R\$19.191 em 31 de dezembro de 2017, valor também vencido e suportado pela QGEP.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

7. ESTOQUES

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo refere-se basicamente a materiais e insumos necessários à execução de serviços no Campo de Manati.

	Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Materiais e insumos	<u>863</u>	<u>1.542</u>
Total	<u>863</u>	<u>1.542</u>
Circulante	<u>863</u>	<u>1.542</u>

8. BENS DESTINADOS À VENDA

Em 31 de dezembro de 2017, a rubrica ‘bens destinados à venda’, no valor de R\$70.003 representa os valores do intangível dos acordos de farm-out realizado com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (“ExxonMobil”) e com a Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda. (“Murphy Oil”) para os blocos SEAL-M-351 (R\$44.702) e SEAL-M-428 (R\$25.301) localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. De acordo com os termos dos contratos de farm-out, a QGEP manterá 30% de participação e a ExxonMobil e Murphy Oil irão adquirir 50% e 20%, respectivamente (nota explicativa 14). No momento a QGEP está aguardando a aprovação pela ANP dos blocos mencionados acima.

9. PARTES RELACIONADAS

(i) Transações com parte relacionadas

Os saldos e as transações entre a Companhia e suas controladas, descritas na nota explicativa 12, 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:

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Ativo – circulante</u>				
Contas a receber - QGEP. (e)	163.244	-	-	-
AFBV (a)	-	-	830	693
Contas a receber - QGEP B.V. (d)	-	-	<u>19.198</u>	<u>14.805</u>
Total	<u>163.244</u>	=	<u>20.028</u>	<u>15.498</u>

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Passivo – circulante</u>		
Contas a pagar - QGOG (b)	7	11
Contas a pagar - AFBV (c)	<u>3.097</u>	<u>3.926</u>
Total	<u>3.104</u>	<u>3.937</u>

	Consolidado	
	<u>01/01/2017 a 31/12/2017</u>	<u>01/01/2016 a 31/12/2016</u>
Receita de serviços (a)	7.372	9.561
Variação cambial sobre receita de serviços	153	935
Despesas gerais e administrativas (b)	<u>(91)</u>	<u>(102)</u>
Total	<u>7.434</u>	<u>10.394</u>

- (a) Referem-se a serviços de consultoria técnica prestados pela QGEP para AFBV para aquisição pela controlada no exterior de equipamentos *subsea* e ao contrato de cost sharing entre as empresas AFBV e QGEP BV. Estes valores são pagos em dólar norte-americano. Em caso de atraso do pagamento, multa de 2% e juros de 1% ao mês, *pro rata die*, são cobráveis.
- (b) O montante decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Queiroz Galvão Óleo e Gás (QGOG) para contratação de seguros. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 35 dias. No caso de atraso incorrerão juros de 1% ao mês.
- (c) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos *subsea* celebrados entre a QGEP e a AFBV categorizados como arrendamento operacional. Estes valores são pagos trimestralmente, em dólares norte-americanos.
- (d) Valor a receber da OGX Netherlands B.V referente aos *fundings requests* para aporte na AFBV, vencidos em 04 de julho de 2016, 29 de agosto de 2016, 27 de setembro de 2016, 14 de dezembro de 2016 e 05 de janeiro de 2017 e que foram carregados igualmente pela QGEP Netherlands B.V e pela FR Barra 1 S.à r.l.
- (e) Em Assembleia Geral Extraordinária de 21 de dezembro de 2017, foi aprovada a distribuição de juros sobre capital próprio (JCP) no valor de R\$189.603 (valor líquido de retenção de IRRF de R\$161.163), a serem imputados ao dividendo obrigatório do exercício do ano de 2017. O valor será pago pela empresa QGEP à QGEPP.

(ii) Garantias e fianças com partes relacionadas

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

A QGEP possui outorga de fiança para garantir o financiamento contratado junto ao BNB (Banco do Nordeste do Brasil), conforme mencionado na nota explicativa 15.

A QGEPP garante através de aval corporativo os empréstimos contratados pela QGEP da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e do BNB, conforme mencionado na nota explicativa 15.

A Companhia é garantidora da AFBV junto à Teekay no contrato de afretamento do FPSO Petrojarl 1, conforme mencionado na nota explicativa 22 c.

(iii) Remuneração dos Administradores

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

	Controladora		Consolidado	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Benefícios de curto prazo	3.844	3.751	7.882	9.240
Plano de opção de ações	-	-	2.118	1.809

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 28.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

10. CAIXA RESTRITO

	Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Aplicação financeira - Garantidoras (a)	20.255	18.835
Fundo de abandono (b)	138.015	106.410
Antecipação Pacific (c)	-	<u>32.519</u>
Total caixa restrito	<u>158.270</u>	<u>157.764</u>
Circulante	-	32.519
Não circulante	158.270	125.245

(a) Garantia para empréstimos e financiamentos, conforme nota explicativa 15.

(b) O “fundo de abandono” é representado pelas aplicações financeiras mantidas para o compromisso de pagamento do abandono do Campo de Manati, as quais são administradas pela Petrobras (fundo de abandono - vide nota explicativa 17) e geridas pelo Bradesco Asset Management. A rentabilidade do fundo foi de 8,25% para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (4,30% no exercício findo em 31 de dezembro de 2016).

(c) Valor antecipado pela Pacific Brasil Exploração e Produção de Óleo e Gás Ltda. ("Pacific") referente à quitação da inadimplência de aquisição de sísmica para os blocos de PAMA, como parte das obrigações mínimas assumidas nos blocos. Este montante foi liberado pelo Banco Itaú para uso da Companhia no dia 12 de setembro de 2017.

11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

11.1. Impostos e contribuições a recuperar

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Antecipação IR e CSLL	-	-	36.925	3.479
Imposto retido na fonte (a)	-	92	12.327	16.663
Saldo negativo IRPJ e CSLL	-	-	710	14.112
Crédito PIS/COFINS	-	-	4.169	6.069
ICMS - ativo imobilizado	-	-	81	194
Outros	-	-	-	68
Total	<u>==</u>	<u>92</u>	<u>54.212</u>	<u>40.586</u>
Circulante	<u>==</u>	<u>92</u>	<u>50.024</u>	<u>36.046</u>
Não circulante	<u>==</u>	<u>==</u>	<u>4.188</u>	<u>4.540</u>

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

11.2. Impostos e contribuições a recolher

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
ICMS (b)	-	-	5.995	4.008
PIS/COFINS (c)	17.552	1	28.422	10.291
IRRF	61	59	1.486	1.424
IR e CSLL	10.966	-	10.966	-
Royalties (d)	-	-	4.012	2.673
Participação especial (d)	-	-	2.630	811
IRRF sobre remessas estrangeira (e)	-	-	4.736	-
Outros (f)	-	<u>2</u>	<u>4.207</u>	<u>2.494</u>
Total - circulante	<u>28.580</u>	<u>62</u>	<u>62.455</u>	<u>21.701</u>

- (a) Refere-se basicamente a IRRF incluindo os créditos referentes ao sistema de cobrança semestral do imposto de renda sobre a rentabilidade das carteiras, denominado "come-cotas".
- (b) Débitos sobre a venda de gás natural do campo de Manati, o mesmo encontra-se líquido dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 18.
- (c) Referem-se aos débitos incidentes sobre a venda de gás natural do campo de Manati e JCP.
- (d) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati, conforme descrito na nota explicativa 22.
- (e) O valor refere-se a adesão pelo Operador ao programa instituído pela Lei 13.586/2017 de desistência das ações administrativas e judiciais relativas ao IRRF sobre remessas estrangeiras devido a contratos de aluguel de embarcações (o valor ainda não foi objeto de cash call pelo Operador).
- (f) Basicamente refere-se a retenção de área e tributos retidos sobre serviços prestados.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

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

	Controladora	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Lucro antes do IR e CSLL	397.244	152.898
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(135.063)	(51.985)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Incentivos fiscais	600	-
Equivalência patrimonial	141.887	53.429
Juros sobre capital próprio	(64.465)	-
Prejuízos fiscais não ativados (a)	-	(1.453)
Compensação prejuízos fiscais dos anos anteriores	17.354	-
Despesas indedutíveis/receita não tributável:		
Permanentes	(180)	-
Temporais	(2)	9
Imposto de renda/contribuição social correntes	(39.869)	-
Imposto de renda/contribuição social diferidos	-	-

(a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 31 de dezembro de 2017 a QGEP possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$27.457 e R\$ 27.458, respectivamente, (R\$78.498 para Prejuízo Fiscal e R\$78.499 para Base Negativa em 31 de dezembro de 2016), sendo que a QGEP não registra ativos diferidos de imposto de renda e de contribuição social decorrentes de prejuízos fiscais de imposto de renda ou bases negativas de contribuição social, por não haver histórico de lucratividade fiscal até a corrente data e pela Companhia ser uma empresa de participação sendo o resultado de equivalência já líquido da tributação na investida.

	Consolidado	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Lucro antes do IR e CSLL	434.619	167.855
Alíquotas oficiais de imposto	34%	34%
Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais	(147.771)	(57.071)
Ajuste dos encargos à taxa efetiva:		
Incentivos fiscais (a)	52.696	36.232
Juros sobre capital próprio	(64.465)	-
Compensação prejuízos fiscais dos anos anteriores	17.354	-
Despesas indedutíveis/receita não tributável, líquidas:		
Permanentes (b)	65.713	7.509
Temporais (d)	(2)	9
Prejuízos fiscais não ativados (c)	<u>(769)</u>	<u>(1.638)</u>
Imposto de renda e contribuição social	<u>(77.244)</u>	<u>(14.958)</u>
Imposto de renda/contribuição social correntes	(78.301)	(13.834)
Imposto de renda/contribuição social diferidos	1.057	(1.123)

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

- (a) Incentivo fiscal apurado pelo lucro da exploração nas operações do Campo de Manati - nota explicativa 2.17.1.
- (b) A principal adição refere-se basicamente ao plano de opção de ações e benefícios de crédito presumido de ICMS.
- (c) A adição refere-se à parcela de despesas indedutíveis com fornecedores da empresa QGEPP, cujo valor não foi constituído IRPJ e CSLL diferidos, por não haver histórico de lucratividade fiscal até o momento.
- (d) Refere-se basicamente a prejuízos fiscais e base negativa da empresa QGEPP.

11.4. 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 QGEP e a QGEP B.V., as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em exercícios lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

	<u>Consolidado</u>	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<u>Composição ativo fiscal diferido</u>		
Amortização da provisão para abandono	63.228	52.033
Provisão fornecedores indedutíveis	117	2.490
Provisão royalties e participação especial	-	1.185
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	4.152	3.961
Provisões diversas	<u>2.253</u>	<u>1.690</u>
Total composição do ativo diferido	<u>69.750</u>	<u>61.359</u>
		<u>Consolidado</u>
<u>Ativo fiscal diferido</u>		
<u>Saldo em 31 de dezembro de 2016</u>		61.359
Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões:		
Amortização da provisão para baixa de poços		11.195
Reversão de pesquisa e desenvolvimento		191
Provisões diversas - Adições e reversões		<u>(2.995)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2017		<u>69.750</u>
		<u>Consolidado</u>
<u>Passivo fiscal diferido</u>		
Saldo em 31 de dezembro de 2016		(16.944)
Exclusões temporais		<u>(7.445)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2017		<u>(24.389)</u>
<u>Saldo de ativo fiscal diferido líquido</u>		<u>45.361</u>

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 31 de dezembro de 2017, o estudo técnico de viabilidade o qual está baseado nas projeções elaboradas em 2016 e aprovadas pela Diretoria. O estudo de viabilidade demonstra a recuperação.

Cronograma esperado de realização do crédito tributário diferido em 31 de dezembro de 2017:

<u>Ativo diferido</u>	
2018	5.413
2019	1.041
2020	-
2021 a 2023	<u>63.296</u>
Total	<u>69.750</u>
<u>Passivo diferido</u>	
2018	(718)
2019	(630)
2020	-
A partir de 2021	<u>(23.041)</u>
Total	<u>(24.389)</u>

12. INVESTIMENTOS

12.1. Composição

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

<u>Participação</u>	<u>Nome da controlada</u>	<u>Local de constituição e operação</u>	<u>Participação no capital votante e total detidos</u>
Direta	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	Brasil	100%
Direta	QGEP International GmbH	Áustria	100%
Indireta	QGEP B.V.	Holanda	100%
Indireta	Atlanta Field B.V.	Holanda	30%

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

12.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

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

	31/12/2017			
	<u>QGEP</u>	<u>QGEP International</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1	1.000	3.000
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	2.907.705	(139)	166.197	477.991
Resultado do exercício	417.563	(246)	(840)	(1.772)
Ativo total	3.870.312	2	166.362	483.966
Passivo total	962.608	141	166	5.975
Receita líquida	501.726	-	-	20.734

	31/12/2016			
	<u>QGEP</u>	<u>QGEP International</u>	<u>QGEP B.V.</u>	<u>AFBV</u>
Quantidade de ações ordinárias	191.262.711	1	1.000	3.000
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	2.776.925	110	164.516	476.624
Resultado do exercício	157.335	(184)	149	2.508
Ativo total	3.540.312	144	169.481	493.928
Passivo total	763.387	33	4.965	17.303
Receita líquida	476.454	-	-	13.398

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

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

	31/12/2017			Consolidado
	Controladora			
	QGEP	International	Total	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	2.776.925	110	2.777.035	138.363
Plano de opção de ações	393	-	393	-
Pagamento de dividendos (a)	(100.109)	-	(100.109)	-
Juros sobre capital próprio (b)	(189.603)	-	(189.603)	-
Ajustes acumulados de conversão	2.536	(3)	2.533	4.993
Resultado de equivalência patrimonial (c)	<u>417.563</u>	<u>(246)</u>	<u>417.317</u>	<u>41</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2017	<u>2.907.705</u>	<u>(139)</u>	<u>2.907.566</u>	<u>143.397</u>

- (a) No dia 10 de março de 2017, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório no montante de R\$97.107 (QGEPP). Esta proposta foi aprovada em Assembleia Geral dos Acionistas no dia 19 de abril de 2017 e os dividendos foram pagos em 11 de maio de 2017 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.
- (b) No dia 05 de março de 2018, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório no montante de R\$399.997 (QGEPP). Esta proposta será deliberada pelos acionistas em Assembleia Geral Ordinária e/ Extraordinária no dia 11 de abril de 2018 e caso a proposta de administração seja aprovada, os dividendos serão pagos em 20 de abril de 2018 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.
- (c) Resultado apurado pelas investidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

	31/12/2016			Consolidado
	Controladora			
	QGEP	International	Total	
Saldo em 31 de dezembro de 2015	2.685.960	168	2.686.128	125.118
Aumento de capital	-	180	180	36.496
Plano de opção de ações	3.975	-	3.975	-
Pagamento de dividendos (a)	(42.678)	-	(42.678)	-
Ajustes acumulados de conversão	(27.667)	(54)	(27.721)	(23.760)
Resultado de equivalência patrimonial (b)	<u>157.335</u>	<u>(184)</u>	<u>157.151</u>	<u>509</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2016	<u>2.776.925</u>	<u>110</u>	<u>2.777.035</u>	<u>138.363</u>

- (a) No dia 07 de março de 2016, o Conselho de Administração propôs uma distribuição adicional de dividendos ao mínimo obrigatório no montante de R\$42.678. Esta proposta foi aprovada em Assembleia Geral dos Acionistas no dia 12 de abril de 2016 e os dividendos foram pagos em 27 de abril de 2016 para os acionistas identificados na base acionária na data da aprovação.
- (b) Resultado apurado pelas investidas no ano findo em 31 de dezembro de 2016.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

13. IMOBILIZADO

	Taxa de depreciação e amortização	Consolidado		
		31/12/2017		
		<u>Custo</u>	<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Líquido</u>
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.722	(1.245)	1.477
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(4.107)	-
Instalações	11%	1.556	(532)	1.024
Computadores - <i>Hardware</i>	20%	3.107	(2.411)	696
Imóveis	3%	6.363	(624)	5.739
Terrenos	-	<u>174</u>	<u>-</u>	<u>174</u>
Subtotal		<u>18.029</u>	<u>(8.919)</u>	<u>9.110</u>
 <u>Segmento de upstream</u>				
		<u>Custo</u>	<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Líquido</u>
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)		16.844	(13.951)	2.893
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv) e (v)		494.552	-	494.552
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás	(iii)	<u>1.044.810</u>	<u>(816.174)</u>	<u>228.636</u>
Subtotal		<u>1.556.206</u>	<u>(830.125)</u>	<u>726.081</u>
Total		<u>1.574.235</u>	<u>(839.044)</u>	<u>735.191</u>
	Taxa de depreciação e amortização	Consolidado		
		31/12/2016		
		<u>Custo</u>	<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Líquido</u>
<u>Segmento corporativo</u>				
Móveis e utensílios	10%	2.709	(977)	1.732
Veículos	20%	189	(132)	57
Benfeitorias em imóveis de terceiros	20%	4.107	(3.379)	728
Instalações	11%	1.556	(354)	1.202
Computadores - <i>Hardware</i>	20%	3.014	(2.005)	1.009
Imóveis	3%	6.363	(448)	5.915
Terrenos	-	<u>174</u>	<u>-</u>	<u>174</u>
Subtotal		<u>18.112</u>	<u>(7.294)</u>	<u>10.819</u>

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Segmento de *upstream*

Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i)	-	224.024	-	224.024
Gastos com exploração de recursos naturais (ii)		16.844	(13.090)	3.754
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv) e (v)		406.465	-	406.459
Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás (iii)		<u>1.037.372</u>	<u>(754.222)</u>	<u>283.150</u>
Subtotal		<u>1.684.705</u>	<u>(767.312)</u>	<u>917.393</u>
Total		<u>1.702.817</u>	<u>(774.606)</u>	<u>928.211</u>

- (i) Gastos com exploração em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando a conclusão do processo exploratório.
- (ii) Referentes a poços descobridor e delimitadores do Campo de Manati, os quais já estão em fase de produção.
- (iii) As reservas provadas utilizadas para cálculo da amortização (em relação ao volume mensal de produção) são estimadas por geólogos e engenheiros de petróleo de acordo com padrões internacionais e revisados anualmente ou quando há indicação de alteração significativa (nota explicativa 21(b)). Os efeitos das alterações das reservas em relação à amortização são computados de forma prospectiva, ou seja, não impactam os valores outrora registrados.
- (iv) Gastos com desenvolvimento em andamento não estão sendo amortizados, pois ficam ativados aguardando o início da produção.
- (v) Foram capitalizados ao imobilizado até o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 R\$40.873 de encargos financeiros (R\$30.335 em 31 de dezembro de 2016), referentes ao financiamento do FINEP. As taxas dos financiamentos relacionadas encontram-se descritas na nota explicativa 15.

<u>Custo</u>	<u>Consolidado</u>					
	<u>Gastos com imobilizados corporativos</u>	<u>Gastos com exploração de recursos naturais em andamento</u>	<u>Gastos com exploração de recursos naturais</u>	<u>Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - em andamento</u>	<u>Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31/12/2015	<u>18.842</u>	<u>201.358</u>	<u>16.844</u>	<u>305.060</u>	<u>1.052.301</u>	<u>1.594.406</u>
(+)Adições do exercício	569	22.666	(e) -	108.507	(f) 64.475	(g) 196.217
(-) Baixas do exercício	<u>(1.299)</u>	-	-	<u>(7.107)</u>	<u>(79.404)</u>	(i) <u>(87.810)</u>
Saldo em 31/12/2016	<u>18.112</u>	<u>224.024</u>	<u>16.844</u>	<u>406.460</u>	<u>1.037.372</u>	<u>1.702.813</u>
(+)Adições do exercício	185	4.671	(e) -	87.976	(f) 7.438	(g) 100.089
(-) Baixas do exercício	<u>(189)</u>	<u>(228.586)</u>	(e) -	-	-	(i) <u>(228.776)</u>
Saldo em 31/12/2017	<u>18.029</u>	<u>109</u>	<u>16.844</u>	<u>494.443</u>	<u>1.044.810</u>	<u>1.574.232</u>

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Em 31 de dezembro de 2017, as principais adições e baixas de imobilizado no exercício referem-se a: (e) adições e baixas ao BM-S-8, (f) adições ao BS-4, (g) adições no Campo de Manati, e (i) variação cambial sobre a provisão de abandono nos Campos de Camarão Norte, Manati e de Atlanta.

- (e) Em 11 de julho de 2017, o Conselho de Administração aprovou a venda por US\$379.000 do total de sua participação (equivalente a 10%) no bloco exploratório BM-S-8 onde está localizada a área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos, para a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda.

Em 5 de setembro de 2017 e 30 de novembro de 2017, o Conselho Administrativo de Defesa econômica - CADE e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP aprovaram sem restrições o processo de venda, respectivamente.

A Statoil pagou o valor de US\$189.500, correspondente a 50% do valor total da transação, no dia 29 de novembro de 2017, após o cumprimento de todas as condições precedentes previstas no contrato, sendo apurado um ganho de R\$156.109, reconhecido em outras operacionais líquidas. O restante será pago em parcelas relacionadas a eventos subsequentes, incluindo a celebração do Acordo de Individualização da Produção.

(f)

<u>Depreciação e amortização</u>	<u>Depreciação imobilizado corporativo</u>	<u>Amortização gastos com exploração de recursos naturais</u>	<u>Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás</u>	<u>Total</u>
Saldo em 31/12/2015	<u>(5.546)</u>	<u>(12.224)</u>	<u>(691.178)</u>	<u>(708.948)</u>
(-) Adições do exercício	<u>(2.345)</u>	<u>(866)</u>	<u>(63.043)</u>	<u>(66.254)</u>
(+) Baixas do exercício	<u>597</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>597</u>
Saldo em 31/12/2016	<u>(7.294)</u>	<u>(13.090)</u>	<u>(754.221)</u>	<u>(774.605)</u>
(-) Adições do exercício	<u>(1.624)</u>	<u>(853)</u>	<u>(61.953)</u>	<u>(64.430)</u>
(+) Baixas do exercício	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Saldo em 31/12/2017	<u>(8.919)</u>	<u>(13.948)</u>	<u>(816.174)</u>	<u>(839.041)</u>

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

14. INTANGÍVEL

	Consolidado			
	Taxa de depreciação	Custo	Amortização	31/12/2017
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	250.709	-	250.709
Bônus de assinatura (ii)	-	158.452	-	158.452
Software	20%	<u>7.862</u>	<u>(6.819)</u>	<u>1.043</u>
Total		<u>417.023</u>	<u>(6.819)</u>	<u>410.204</u>

	Consolidado			
	Taxa de depreciação	Custo	Amortização	31/12/2016
Aquisição de concessão exploratória (i)	-	529.399	-	529.399
Bônus de assinatura (ii)	-	195.472	-	195.472
Software	20%	<u>7.863</u>	<u>(5.682)</u>	<u>2.181</u>
Total		<u>732.735</u>	<u>(5.682)</u>	<u>727.053</u>

Custo e amortização	Consolidado			
	Aquisição de concessão exploratória	Bônus de assinatura	Software	Total
Saldo em 31/12/2015	<u>529.399</u>	<u>195.472</u>	<u>3.486</u>	<u>728.357</u>
(+) Adições (custo)	-	-	184	184
(-) Adições (amortização)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.490)</u>	<u>(1.490)</u>
Saldo em 31/12/2016	<u>529.399</u>	<u>195.472</u>	<u>2.180</u>	<u>727.051</u>
(+) Adições (custo)	-	32.983	-	32.983
(-) Baixas (custo) (iii)	(278.690)	(70.003)	-	(348.695)
(-) Adições (amortização)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.136)</u>	<u>(1.137)</u>
Saldo em 31/12/2017	<u>250.709</u>	<u>158.452</u>	<u>1.044</u>	<u>410.204</u>

- (i) Refere-se aos direitos de participação de de 30% nos campos de Atlanta e Oliva (BS-4), localizado no *offshore* da Bacia de Santos no valor de R\$250.709. Não está sendo amortizado, pois o campo ainda está em fase de desenvolvimento.
- (ii) Gastos para a aquisição de direitos de exploração em leilões da ANP, os quais não estão sendo amortizados, pois se referem às áreas de concessão em fase exploratória (nota explicativa 22).

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

(iii) Em 27 de setembro de 2017, a QGEP fechou dois acordos de farm-out, um com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (“ExxonMobil”) e com a Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda. (“Murphy Oil”) para os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. De acordo com os termos dos contratos de farm-out, a QGEP manterá 30% de participação e a ExxonMobil e Murphy Oil irão adquirir 50% e 20%, respectivamente. A QGEP receberá 70% de R\$100.000 em bônus de assinatura, valor pago quando da aquisição dos blocos. Adicionalmente, a QGEP será integralmente reembolsada pelos custos de sísmica, entre outras formas de remuneração. A aquisição sísmica está estimada pelo equivalente a US\$15.000, a maior parte já considerada em seu orçamento de 2018. Os acordos de farm-out estão relacionados aos blocos em que a QGEP, adquiriu 100% de participação na 13ª Rodada de Licitações da ANP que ocorreu em outubro de 2015.

Adicionalmente, a QGEP e seus parceiros, ExxonMobil e Murphy Oil, adquiriram os blocos SEAL-M-501 e SEAL-M-503 na 14ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) ocorrida em 27 de setembro de 2017. Estes blocos são adjacentes aos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428. O valor total dos bônus de assinatura para estes blocos exploratórios é de R\$109.900, R\$33.000 líquidos para a QGEP. O consórcio também se comprometeu com a aquisição de dados sísmicos para os blocos.

Em 11 de julho de 2017, o Conselho de Administração aprovou a venda por U\$379.000 do total de sua participação (equivalente a 10%) no bloco exploratório BM-S-8 onde está localizada a área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos, para a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda (nota explicativa 13).

15. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

	31/12/2017	31/12/2016	Consolidado		
			Encargos	Forma de pagamento - juros	Vencimento
<u>Moeda nacional</u>					
BNB - Banco do Nordeste	118.061	117.943	4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15%	Mensal	Até Set/2026
FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A	100.364	118.310	Subcrédito A: 3,5% a.a	Mensal	Até Set/2023
Subcrédito B	<u>108.275</u> <u>208.639</u>	<u>125.270</u> <u>243.580</u>	Subcrédito B: TJLP + (5% a.a - 6,5% a.a) (a)	Mensal	Até Set/2023
Total	<u>326.700</u>	<u>361.523</u>			
Circulante	36.813	36.557			
Não circulante	<u>289.887</u>	<u>324.966</u>			
Total consolidado (b)	<u>326.700</u>	<u>361.523</u>			

Em dezembro de 2016 a TJLP foi de 7,5% a.a e em dezembro de 2017 a TJLP foi de 7% a.a..

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

- (a) Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito A incidirão juros compostos de 3,5% ao ano, *pro rata tempore*.
Sobre o principal da dívida referente ao Subcrédito B incidirão juros compostos de TJLP acrescidos de 5% ao ano a título de spread, reduzidos por equalização equivalente a 6,5% ao ano.
- (b) Saldo não inclui o custo de captação do empréstimo no valor de R\$1.518 em 31 de dezembro de 2017 (valor retido no momento da liberação do crédito).

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Saldo em 31/12/2015	<u>369.643</u>
(+) Adições de juros	17.729
(-) Amortização de principal	<u>(11.993)</u>
(-) Amortização de juros	<u>(15.903)</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo	<u>361.523</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	<u>(1.782)</u>
Saldo final em 31/12/2016	<u>359.741</u>
(+) Adições de juros	16.924
(-) Amortização de principal	(36.130)
(-) Amortização de juros	<u>(15.617)</u>
Saldo bruto do custo de empréstimo	<u>326.700</u>
(-) Custo do empréstimo FINEP	<u>(1.518)</u>
Saldo final em 31/12/2017	<u>325.182</u>

	Consolidado	
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Circulante	<u>36.813</u>	<u>36.557</u>
Não circulante	<u>288.369</u>	<u>323.184</u>

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

<u>Vencimentos</u>	<u>31/12/2017</u>
2018	35.905
2019	37.983
2020	<u>46.406</u>
2021 a 2026	<u>206.405</u>
Total	<u>326.700</u>

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

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

16. PROCESSOS JUDICIAIS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

A Administração, consubstanciada na opinião de seus assessores legais externos e/ou nos termos dos contratos de consórcio relevantes, com base na opinião do Operador do Bloco respectivo (este como responsável por acompanhamento da demanda judicial), concluiu que não existem processos prováveis de perda para a Companhia e suas controladas. Conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída nas demonstrações financeiras referentes a 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2017.

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

INEMA – Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos

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\$466 (participação da QGEP).

INEMA - Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos

O Auto de Infração nº 2009-014426/TEC/AIMU0265 foi lavrado em razão do descumprimento da condicionante 1 e cumprimento parcial das condicionantes 2, 6 e 7 da estabelecidas pelo Instituto do Meio Ambiente (IMA) em Portaria RA 8050 de 30 de março de 2007 com vistas a obter a Licença Ambiental para construir gasoduto. A contingência atualizada tem valor de R\$125 (participação da QGEP).

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

O processo administrativo nº 02006.001664/2007-46 foi aberto em razão da lavratura do Auto de Infração nº 409516-D instaurado pelo IBAMA em 2007. Trata-se de ação decorrente do arraste de gasoduto do Campo de Manati sobre a região denominada Laje do Machadinho (BA), fato este que teria causando danos ambientais no local. A contingência atualizada tem valor de R\$9.198 (participação da QGEP).

Secretaria de Fazenda do Estado da Bahia – Superintendência de Administração Tributária (SAT)

O auto de infração nº 206983.0004/15-5 foi lavrado pela Superintendência de Administração Tributária da SEFAZ/BA, em razão do suposto cometimento das seguintes infrações: (i) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadorias adquiridas para integrar o ativo permanente do estabelecimento; (ii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a aquisição de material para uso e consumo do estabelecimento; (iii) utilização indevida de crédito fiscal de ICMS referente a mercadoria(s) adquirida(s) com pagamento de imposto por substituição tributária; e (iv) omissão na prestação de informações relacionadas a lançamentos efetuados na EFD. A contingência atualizada tem valor de R\$2.928 (participação da QGEP).

ICMS

Aproveitamento de crédito de ICMS nas aquisições de mercadorias (combustíveis) como insumos para as embarcações afretadas no período de 2007 a 2009. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está verificando a assertividade do valor e acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. No tocante à participação da QGEP, os valores em discussão, montam aproximadamente R\$6.213.

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de impostos e contribuições sobre remessas ao exterior para o pagamento de afretamento no período de 2008 a 2013. O período de 2008 e 2009 refere-se ao não recolhimento de IRRF e CIDE. Já os anos de 2010 a 2013 referem-se ao não recolhimento de IRRF, CIDE, PIS e COFINS. A questão envolve processos em fase administrativa, onde a Companhia está acompanhando as defesas e estratégias sob responsabilidade do operador, Petrobras. Em relação ao IRRF, o Operador optou pelo pagamento especial previsto na Lei nº 13.586/2017, artigo 3º, o que resultou na obrigatória desistência (parcial) dos processos que tinham por objeto os débitos deste imposto, conforme descrito na nota explicativa 11.2 (f). Os processos permanecem em trâmite para discutir os recolhimentos de PIS, COFINS e CIDE. Com relação à participação da QGEP, os valores que permanecem em discussão referentes aos afretamentos realizados em 2008 a 2013, montam aproximadamente a 56.621.

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 à Companhia. Consubstanciada na opinião dos assessores legais externos, a Companhia concluiu que não existem processos prováveis de perda relacionados a estes contratos com a QGOG, e consequentemente nenhuma provisão foi constituída no exercício apresentado nas demonstrações financeiras.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

17. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono, informadas pelo operador, foram revisadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, conforme notas explicativas 2.8 e 3.2.5. Em 31 de dezembro de 2017, esta provisão reflete a revisão das estimativas dos gastos a serem incorridos, incluindo e não limitados, a: (i) tamponamento dos poços; e (ii) remoção das linhas e dos equipamentos de produção, e (iii) outros custos inerentes.

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

Movimentação da provisão para abandono no exercício findo em 31 de dezembro de 2017:

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2015	<u>225.960</u>
Adição de provisão (a)	<u>27.011</u>
Variação cambial e outros, líquidos	<u>(46.914)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2016	<u>206.057</u>
Variação cambial e outros, líquidos	<u>17.964</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2017	<u>224.021</u>

(a) A Companhia, juntamente aos seus parceiros, reavaliou a provisão de abandono referente aos Campos de Camarão Norte, Campo de Atlanta e Campo de Manati, efetuando a alteração dos valores durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2016. A análise reflete a revisão prospectiva dos principais gastos de abandono à luz das novas tecnologias existentes e do novo patamar de custos dos prestadores de serviço para a indústria de óleo e gás.

18. RECEITA LÍQUIDA

	<u>Consolidado</u>	
	<u>01/01/2017</u>	<u>01/01/2016</u>
	<u>a 31/12/2017</u>	<u>a 31/12/2016</u>
Receita bruta	<u>627.932</u>	<u>596.235</u>
PIS	(10.030)	(9.479)
COFINS	(46.197)	(43.657)
ICMS	(71.131)	(67.416)
Crédito presumido ICMS (*)	14.226	13.483
ISS	(369)	(478)
Descontos - reduções contratuais	<u>(12.705)</u>	<u>(12.234)</u>
Total de deduções	<u>(126.206)</u>	<u>(119.781)</u>
Receita líquida	<u>501.726</u>	<u>476.454</u>

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

19. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

19.1. Custos

	Consolidado	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Custos de extração	(115.324)	(129.004)
Amortização e depreciação	(62.810)	(63.911)
Royalties e participação especial	(45.129)	(42.225)
Pesquisa e desenvolvimento	<u>(4.451)</u>	<u>(5.593)</u>
Total	<u>(227.714)</u>	<u>(240.733)</u>

19.2. Despesas gerais e administrativas

	Controladora	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Pessoal	(3.850)	(3.755)
Serviços contratados de terceiros	(602)	(422)
Impostos e taxas	(192)	(190)
Anúncios e publicações	(247)	(262)
Patrocínio / doação (a)	(600)	(8)
Outras despesas	<u>(54)</u>	<u>(54)</u>
Total	<u>(5.545)</u>	<u>(4.691)</u>

	Consolidado	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Pessoal	(61.619)	(66.213)
Serviços contratados de terceiros	(10.875)	(10.692)
Seguros	(1.268)	(1.777)
Impostos e taxas	(801)	(958)
Anúncios e publicações	(704)	(855)
Patrocínio / doação (a)	(2.147)	(149)
Serviços compartilhados	(91)	(102)
Amortização e depreciação	(2.831)	(3.744)
Manutenção	(2.531)	(3.569)
Locação	(2.217)	(2.623)
Outras despesas	(2.036)	(1.408)
Alocação de projetos E&P (b)	<u>35.016</u>	<u>42.493</u>
Total	<u>(52.104)</u>	<u>(49.597)</u>

(a) Basicamente, o valor refere-se a apoio aos projetos audiovisuais aprovados na ANCINE amparados pelo artigo 1º A da Lei nº 8.685/93, introduzido pela Lei nº 11.437/06.

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

20. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

	Consolidado	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Aquisição / processamento de sísmica	(7.601)	(42.268)
Gastos com geologia e geofísica	(6.106)	(4.512)
Segurança, meio-ambiente e saúde	(2.198)	(1.361)
Serviços de perfuração	(5.161)	(6.152)
Despesas gerais e administrativas	(3.927)	(5.528)
Outros	<u>(2.739)</u>	<u>(2.719)</u>
Total	<u>(27.732)</u>	<u>(62.540)</u>

21. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

	Controladora	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Rendimento das aplicações financeiras (*)	3.156	453
PIS e COFINS sobre JCP	(17.538)	-
Outras receitas e despesas financeiras	<u>(144)</u>	<u>(15)</u>
Total	<u>(14.526)</u>	<u>438</u>

	Consolidado	
	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
Rendimento das aplicações financeiras (*)	<u>112.401</u>	<u>51.009</u>
Fundo cambial	(7.324)	(69.213)
Aplicação Renda Fixa/DI	<u>119.725</u>	120.222
Outras receitas e despesas financeiras	<u>(20.128)</u>	<u>(4.460)</u>
PIS e COFINS sobre receita financeira e JCP	(24.108)	(6.807)
Outros	<u>3.980</u>	<u>2.347</u>
Total	<u>92.273</u>	<u>46.549</u>

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

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

a) Direitos e compromissos com a ANP

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

Fase	Bacia	Bloco/ Campo	Data de concessão	Participação	%
Produção e desenvolvimento	Camamu - Almada	Manati Camarão Norte (BCAM-40)	06/08/1998	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção Geopark Brasoil	35 45 10 10
	Santos	Atlanta e Oliva (BS-4)	06/08/1998	OGX Barra Energia Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	40 30 30
Exploração	Camamu - Almada	CAL-M-372	24/11/2004	Petrobras (operador) Queiroz Galvão Exploração e Produção OP Energia	60 20 20
	Foz do Amazonas	FZA-M-90	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Espírito Santo	ES-M-598	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Espírito Santo	ES-M-673	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Statoil Brasil (operador) Petrobras	20 40 40
	Pará-Maranhão	PAMA-M-265	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Pará-Maranhão	PAMA-M-337	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Ceará	CE-M-661	30/08/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção Total (operador) Premier	25 45 30
	Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-894	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-896	17/09/2013	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) Petra Energia	30 70
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-351 (*)	23/12/2015	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-428 (*)	23/12/2015	Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)	100
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-501 (**)	29/01/2018	Queiroz Galvão Exploração e Produção ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20
	Sergipe - Alagoas	SEAL-M-503 (**)	29/01/2018	Queiroz Galvão Exploração e Produção ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador) Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda	30 50 20

(*) Vide nota explicativa 14

(**) A QGEP e seus parceiros, ExxonMobil e Murphy Oil, adquiriram os blocos SEAL-M-501 e SEAL-M-503 na 14ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) ocorrida em 27 de setembro de 2017. Estes blocos são adjacentes aos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428. O valor total dos bônus de assinatura para estes blocos exploratórios é de R\$109.900, R\$33.000 líquidos para a QGEP. O consórcio também se comprometeu com a aquisição de dados sísmicos para os blocos (nota explicativa 14). A transação foi aprovada pela ANP e publicada no Diário Oficial da União dia 01 de fevereiro de 2018.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

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

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

Bloco/campo	Garantia para o PEM (% QGEP) MM R\$	Ano do contrato	Bônus de assinatura	Área km ²	Royalties	Taxa de retenção de área por km ² (Valores em Reais)		
						Exploração	Desenvolvimento	Produção
Manati	-	2000	-	75.650	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
Camarão Norte	-	2000	-	16.470	7,5%	100,00	200,00	1.000,00
CAL-M-372	7,3	2004	562	745.031	10%	239,00	478,00	2.390,00
PEPB-M-896	7,2	2013	637	722.400	10%	93,75	187,50	937,50
PEPB-M-894	3,6	2013	239	721.200	10%	93,75	187,50	937,50
FZA-M-90	48,9	2013	18.945	768.500	10%	644,80	1.289,60	6.448,00
PAMA-M-265	9,1	2013	3.020	766.300	10%	62,50	125,00	625,00
PAMA-M-337	68,6	2013	35.206	769.300	10%	214,93	429,86	2.149,30
ES-M-598	27,9	2013	14.182	769.300	10%	214,93	429,86	2.149,30
ES-M-673	9,0	2013	12.562	507,2	10%	95,49	190,98	954,9
CE-M-661	33,9	2013	10.116	760.900	10%	31,25	62,50	312,50
SEAL-M-351	11,8	2015	63.860	756,86	10%	875,73	1.741,76	8.757,30
SEAL-M-428	12,0	2015	36.143	746,24	10%	875,73	1.741,76	8.757,30
Atlanta e Oliva (BS-4)	-	1998	-	199,6	7,8%	200,00	400,00	2.000,00
Total	<u>239,3</u>		<u>195.472</u>					

Em 31 de dezembro de 2017, o compromisso remanescente relativo a Programas Exploratórios Mínimos (“PEM”) das concessões mencionadas na tabela acima, anteriores à Rodada 11 de licitação da ANP, compreende a perfuração de 1 poço pioneiro, no BM-CAL-12 (Bloco CAL-M-372), prevista para ser iniciada em 2018/2019, ainda está sujeita a licença ambiental.

Nos blocos adquiridos na Rodada 11 há o compromisso de perfuração de poço nos blocos FZA-M-90, CE-M-661, PAMA-M-337 e ES-M-598, com as operações de perfuração previstas para serem realizadas a partir de 2019.

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

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

- Royalties - Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foram provisionados R\$38.952 (R\$36.621 em 31 de dezembro de 2016) de royalties referentes à produção do campo Manati, dos quais R\$4.011 (R\$2.673 em 31 de dezembro de 2016) permanecem no passivo a pagar naquela data. Esses gastos estão registrados na demonstração do resultado como custos.
- Participação especial - A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997 constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos no Decreto nº 2705/98, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foram registrados R\$6.177 (R\$5.604 em 31 de dezembro de 2016) de participação especial na demonstração do resultado como custos, dos quais R\$2.630 (R\$811 em 31 de dezembro de 2016) permanecem no passivo a pagar naquela data.
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão - Na fase de exploração, desenvolvimento e produção foi desembolsado o montante de R\$2.426 para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R\$2.224 em 31 de dezembro de 2016).

b) Informações sobre as reservas

As reservas de gás provadas líquidas da controlada QGEP para o Campo de Manati foram apresentadas de acordo com os conceitos definidos pela Petroleum Resources Management System (PRMS), o qual foi aprovado pela Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists e a Society of Petroleum Evaluation Engineers em março de 2007.

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.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

A reserva de gás estimada comercializável está apresentada conforme abaixo:

	<u>Reserva total campo (MMm³)*</u>
Reserva Provada ao 100% da participação em 31/12/2017 (conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA)	<u>6.060</u>

c) Garantias

Em 31 de dezembro de 2017, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia, junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicom bustíveis - ANP no total de R\$357.706. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R\$252.050 e desenvolvimento do Campo de Atlanta (BS-4) no montante de R\$105.656.

A QGEPP é garantidora de parceiro junto à Teekay no montante de USD 36,000 (R\$119.088 de acordo com a ptax em 31 de dezembro de 2017)), referente a 10% das obrigações da AFBV no contrato de afretamento do FPSO Petrojarl 1.

23. COMPROMISSOS

Em 31 de dezembro de 2017, o Grupo possuía compromissos contratados para fornecimento e operação de materiais e equipamentos, incluindo arrendamento de embarcações, bem como compromissos junto a prestadores de serviços de consultoria técnica, com vencimentos diversos, para a campanha exploratória e de desenvolvimento conforme o seguinte cronograma financeiro:

	<u>Consolidado (*)</u>		
	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020 em diante</u>
Total de compromissos	<u>206.939</u>	<u>92.190</u>	<u>308.446</u>

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

24. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Considerações gerais

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

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

b) Categoria dos instrumentos financeiros

	31/12/2017			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito	-	-	158.270	158.270
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	1.046	1.046	18.815	18.815
Contas a receber (i)	-	-	128.539	128.539
Partes relacionadas	-	-	20.028	20.028
Valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras (ii)	65.855	65.855	2.030.921	2.030.921
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	136	136	111.622	111.622
Partes relacionadas	-	-	3.106	3.106
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	325.182	264.239

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	31/12/2016			
	Controladora		Consolidado	
	Valor contábil	Valor Justo	Valor contábil	Valor Justo
<u>Ativos financeiros</u>				
Mantidos até o vencimento				
Caixa restrito	-	-	157.764	157.764
Empréstimos e recebíveis				
Caixa e depósitos bancários	90	90	17.738	17.738
Contas a receber (i)	-	-	102.292	102.292
Partes relacionadas	-	-	15.498	15.498
Valor justo por meio do resultado				
Equivalentes de caixa (ii)	-	-	1.319.862	1.319.862
Aplicações financeiras (ii)				
<u>Passivos financeiros</u>				
Custo amortizado:				
Fornecedores (i)	41	41	69.933	69.933
Partes relacionadas	-	-	3.937	3.937
Empréstimos e financiamentos (ii)	-	-	359.741	296.294

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

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

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

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

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

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

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

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

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

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

	Controladora				
	Até 1 ano	Total			
Fornecedores	<u>136</u>	<u>136</u>			
Total	<u>136</u>	<u>136</u>			

	Consolidado				
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	Até 1 ano	Até 10 anos	Total
Fornecedores	109.764	26	1.491	-	111.281
Partes relacionadas	-	-	3.106	-	3.106
Empréstimos e financiamentos	-	-	<u>36.813</u>	<u>288.369</u>	<u>325.182</u>
Total	<u>109.764</u>	<u>26</u>	<u>41.410</u>	<u>288.369</u>	<u>439.569</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (100% em 31 de dezembro de 2017 e 97,6% em 31 de dezembro de 2016). A Administração entende que a concentração de negócios, pelo fato da maior parte das transações ser com apenas um cliente, a Petrobras, controlada pelo Governo Federal, representa risco de crédito não relevante, pois historicamente não possui inadimplência ou atrasos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 não foi registrada perda com créditos junto ao cliente Petrobras.

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

e) Risco de taxa de juros

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

Análise de sensibilidade para a taxa de juros

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2017</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
CDI anual em 31 de dezembro de 2017 (6,89%)	2.030.921				
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) - efetivo		Redução do CDI	6,89%	5,17%	3,45%
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2017		Redução do CDI	2.170.852	2.133.459	2.096.066
Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado					
Receita estimada em 31 de dezembro de 2017			139.930	102.538	65.145
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2017			-	(37.393)	(74.786)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2017, de acordo com o relatório Focus em 27 de fevereiro de 2018, emitido pelo Banco Central do Brasil.

<u>Operação</u>	<u>Saldo em 31/12/2017</u>	<u>Risco</u>	<u>Cenário provável (a)</u>	<u>Cenário I - deterioração de 25%</u>	<u>Cenário II - Deterioração de 50%</u>
CDI anual em 31 de dezembro de 2017 (6,89%)	158.270				
Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2017		Redução do CDI	6,89%	5,17%	3,45%
Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2017		Redução do CDI	169.175	166.261	163.347
Receita estimada em 31 de dezembro de 2017			10.905	7.991	5.077
Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2017			-	(2.914)	(5.828)

(a) Cenário provável da taxa de juros CDI para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2017, de acordo com o relatório Focus em 27 de fevereiro de 2018, emitido pelo Banco Central do Brasil.

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

Operação	Saldo em 31/12/2017	Risco	Cenário provável (a)	Cenário I - deterioração de 25%	Cenário II - Deterioração de 50%
TJLP em 31 de dezembro de 2017 (7,0% a.a.) Empréstimos e financiamentos:					
FINEP	108.275 (b)	Alta da TJLP			
Empréstimos e financiamentos:					
Taxa efetiva da TJLP para 31 de dezembro de 2017		Alta da TJLP	7,0%	8,75%	10,50%
Despesa estimada em 31 de dezembro de 2017			7.579	9.607	11.634
Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2017			115.854	117.882	119.909
Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2017			-	2.027	4.055

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

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

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

i. Capital social

O capital social integralizado da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 é de R\$2.078.116, dividido em 265.806.905 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, líquido do montante de R\$57.380 dos custos com emissão de ações. A composição do capital social realizado em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 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	72.591.956	27,3
Ações em tesouraria	6.933.838	2,6
Administradores	<u>215.232</u>	<u>0,1</u>
Total	<u>265.806.905</u>	<u>100</u>

ii. Resultado líquido por ação

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

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

	<u>01/01/2017</u> <u>a 31/12/2017</u>	<u>01/01/2016</u> <u>a 31/12/2016</u>
<u>Resultado básico e diluído por ação</u>		
Numerador:		
Lucro líquido do exercício		
Denominador (em milhares de reais):	357.375	152.898
Média ponderada de número de ações ordinárias (em milhares de ações):	<u>258.873</u>	<u>257.852</u>
Resultado básico e diluído por ação ordinária	<u>1,38</u>	<u>0,58</u>

O resultado básico e diluído por ação ordinária é o mesmo, uma vez que em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 as opções de ações não impactam o cálculo do resultado diluído por ação.

iii. Plano de outorga de opções de compra de ações

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

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

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

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

A movimentação das opções de ações existentes em 31 de dezembro de 2017 está apresentada a seguir:

	Opções de ações	Preço de Exercício médio ponderado
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2013	<u>5.709.275</u>	<u>14,70</u>
Concedidas no exercício - 24/02/2014	<u>2.296.500</u>	<u>8,98</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2014	<u>8.005.775</u>	<u>13,56</u>
Concedidas no exercício - 12/03/2015	<u>2.334.915</u>	<u>6,36</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2015	<u>10.340.690</u>	<u>12,36</u>
Concedidas no exercício - 23/02/2016	<u>2.334.915</u>	<u>4,88</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2016	<u>12.675.605</u>	<u>11,29</u>
Exercício de opções no exercício de 31/12/2017	<u>(1.020.794)</u>	<u>6,62</u>
Opções em circulação em 31 de dezembro de 2017	<u>11.654.711</u>	<u>12,03</u>

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 estão sumariadas abaixo:

Plano	Opções em circulação			Opções exercíveis	
	Opções em circulação em dez/2017	Maturidade em anos	Preço de exercício	Opções exercíveis em dez/2017	Preço de exercício médio (*)
Plano 2016	1.997.780	7	4,88	399.556	5,15
Plano 2015	1.651.256	7	6,36	825.628	7,40
Plano 2014	2.296.500	7	8,98	2.296.500	11,29
Plano 2013	2.120.319	7	12,83	2.120.319	16,93
Plano 2012 - 2ª outorga	550.000	7	12,81	550.000	17,97
Plano 2012 - 1ª outorga	1.941.517	7	14,17	1.941.517	19,97
Plano 2011	1.097.439	7	19,00	1.097.439	28,14

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

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R\$2.118, sendo R\$310 da outorga do plano de 2014, R\$878 da outorga do plano de 2015 e R\$930 da outorga do plano de 2016, e a contrapartida na demonstração de resultado como custo de pessoal. Foram exercidas opções relativas aos programas dos anos de 2015 e 2016 no montante de R\$858.

A redução da provisão em 31 de dezembro de 2017 quando comparado com os reflexos de 2016 deve-se à revisão das premissas referentes a “service conditions” dos respectivos planos de outorgas dos exercícios anteriores, bem como o não reconhecimento de despesa do Plano referente a 2011, os 2 Planos de 2012, o Plano de 2013 e o Plano de 2014 que foi contabilizado até fevereiro de 2017 (duração da opção por 3 anos).

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

iv. Destinação do lucro do exercício

O estatuto social da Companhia prevê a seguinte destinação do lucro do exercício, ajustado na forma da Lei das Sociedades por Ações:

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Lucro líquido do exercício	357.375	152.898
Constituição da reserva legal (5%)	(17.869)	(7.645)
Dividendos mínimos obrigatórios	(3)	(1)
Dividendos adicionais	(339.503)	(38.676)
Reserva de investimentos	-	(106.576)

O Conselho de Administração aprovou a distribuição de dividendos no valor de R\$400.000, sendo R\$3 referente dividendo mínimo obrigatório, R\$339.503 referente a dividendo adicional e R\$60.493 referente a reversão parcial de reserva de investimento de anos anteriores. O valor foi proposto para distribuição conforme decisão em Reunião do Conselho de Administração da Companhia, ocorrida em 05 de março de 2018.

Reserva de investimentos

Tem como finalidade assegurar a manutenção e o desenvolvimento para as atividades principais que compõem o objeto social da companhia, até o limite máximo do capital social.

Reserva legal

Constitui uma exigência para as empresas brasileiras de capital aberto para reter 5% do lucro líquido anual apurado até o limite de 20% do capital social. A reserva só pode ser utilizada para absorver prejuízos ou para aumento de capital. Em 31 de dezembro de 2017, foi proposto a destinação de R\$17.869 (R\$ 7.645 em 2016) a título de reserva legal.

26. AÇÕES EM TESOURARIA

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

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

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

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 exercício		
Outorga de opção de compra de ações 2011	1.097.439	9.107
Outorga de opção de compra de ações 2012	<u>2.491.517</u>	<u>29.792</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>3.588.956</u>	<u>38.899</u>
Outorga de opção de compra de ações 2013	<u>2.120.319</u>	<u>23.601</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>5.709.275</u>	<u>62.500</u>
Outorga de opção de compra de ações 2014	<u>2.245.357</u>	<u>18.507</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014, 2015, 2016	<u>7.954.632</u>	<u>81.007</u>
Realização de stock options em 31 de dezembro de 2017	<u>(1.020.794)</u>	<u>(10.393)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2017	<u>6.933.838</u>	<u>70.614</u>

(*) Quantidade de ações

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações ordinárias em tesouraria em 31 de dezembro de 2017:

Quantidade de ações em tesouraria	6.933.838
Cotação por ação na B3 (R\$)	<u>10,75</u>
Valor de mercado (R\$mil)	<u>74.539</u>

A quantidade de ações em tesouraria em 31 de dezembro de 2017 representa 2,6% do total de ações ordinárias emitidas pela Companhia.

27. SEGUROS

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

<u>Modalidade</u>	<u>Data de vigência</u>		<u>Importâncias</u>
	<u>Início</u>	<u>Vencimento</u>	<u>seguradas</u>
Responsabilidade civil geral	11/03/2016	21/07/2018	430.971
Riscos de petróleo	31/12/2016	30/06/2018	310.574
Riscos operacionais	11/03/2016	21/07/2018	335.344
Total			<u>1.076.889</u>

QGEP PARTICIPAÇÕES S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado em contrário)

28. 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 de tributação, progressivo e regressivo. Quando os empregados deixam o plano antes do exercício de carência o valor já pago pela Companhia é depositado em um fundo inominado que poderá ser utilizado para quitação de faturamentos futuros. A única obrigação da Companhia em relação ao plano de aposentadoria é fazer as contribuições específicas.

A despesa total é reconhecida na demonstração do resultado consolidada e refere-se a contribuições pagas conforme alíquotas especificadas pelas regras desse plano.

	Controladora	
	<u>01/01/2017</u> <u>a 31/12/2017</u>	<u>01/01/2016</u> <u>a 31/12/2016</u>
Despesas previdência privada	<u>(94)</u>	<u>(93)</u>
Total	<u>(94)</u>	<u>(93)</u>

	Consolidado	
	<u>01/01/2017</u> <u>a 31/12/2017</u>	<u>01/01/2016</u> <u>a 31/12/2016</u>
Despesas previdência privada	<u>(1.060)</u>	<u>(1.043)</u>
Total	<u>(1.060)</u>	<u>(1.043)</u>

29. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

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

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Fornecedores de imobilizado	17.964	20.309
Bens destinados a venda	70.003	-
Variação cambial sobre provisão de abandono e imobilizado	17.964	27.011
Encargos financeiros capitalizados	40.873	30.335

30. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As demonstrações financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 5 de março de 2018 e autorizadas para arquivamento junto à CVM em 7 de março de 2018.

31. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

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

Diretoria

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

Conselho Fiscal

Sérgio Tuffy Sayeg
José Ribamar de Lemos de Souza
Carlos Eduardo Parente de Oliveira Alves

Controller e Contadora responsável

Ana Glória de Oliveira Nogueira
CRC 074611/O-2 RJ
Fernanda Amaral Rodrigues de Britto
CRC 090320/O-4 RJ

Anexo I à Ata de Reunião do Conselho Fiscal
realizada em 05 de março de 2018

PARECER DO CONSELHO FISCAL

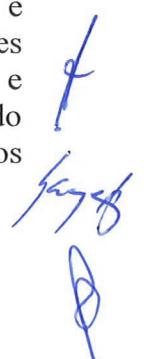
Os membros do Conselho Fiscal, todos independentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária da QGEP Participações S.A. realizada em 19 de abril de 2017, desenvolveram, a partir da sua posse, trabalhos de forma abrangente tanto em conjunto como individualmente.

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

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

Nas reuniões, quando solicitadas, foram registradas as presenças de representantes da Administração e suas equipes, de sócio e gerentes da KPMG Auditores Independentes, bem como consultores jurídicos externos, para prestação de esclarecimentos, dentre outros, sobre (i) as demonstrações financeiras; (ii) as operações da Companhia e das controladas; (iii) a dinâmica dos negócios no período; (iv) gestão de riscos; (v) produção e receita provenientes do Campo de Manati; (vi) o Bloco BS-4 (Campo de Atlanta), no tocante ao afretamento do FPSO, recebíveis da parceira Dommo Energia S.A. e processo arbitral instaurado; (vii) Relatório de Recomendações sobre os Controles Internos referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, emitido pela KPMG Auditores Independentes, e repostas da Administração; (viii) análise de premissas e demonstrativos de cálculo utilizados para testes sobre os ativos, incluindo a realização dos mesmos (*impairment*) e sobre as obrigações registradas nos passivos; (ix) obrigações para desmobilização de ativos; (x) contingências de créditos e passivos previstos em processos administrativos e judiciais; (xi) a Medida Provisória nº. 795/2017 e as novas regras fiscais no setor de óleo e gás.

Os membros do Conselho Fiscal da QGEP Participações, no exercício de suas atribuições legais e estatutárias, em cumprimento ao que dispõe a Lei nº. 6.404/1976 e suas alterações, examinaram (i) o Relatório da Administração, (ii) as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 e respectivas notas explicativas, (iii) a Proposta da Administração para destinação do resultado e (iv) o estudo técnico para manutenção dos montantes registrados de créditos



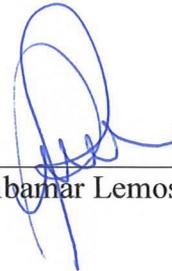
fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2017, conforme Instrução CVM nº. 371, de 27 de junho de 2002.

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

Rio de Janeiro, 05 de março de 2018.



Carlos Eduardo Alves



José Ribamar Lemos de Souza



Sérgio Tuffy Sayeg

Anexo I à Ata de Reunião do Conselho Fiscal
realizada em 05 de março de 2018

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal, todos independentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária da QGEP Participações S.A. realizada em 19 de abril de 2017, desenvolveram, a partir da sua posse, trabalhos de forma abrangente tanto em conjunto como individualmente.

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

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

Nas reuniões, quando solicitadas, foram registradas as presenças de representantes da Administração e suas equipes, de sócio e gerentes da KPMG Auditores Independentes, bem como consultores jurídicos externos, para prestação de esclarecimentos, dentre outros, sobre (i) as demonstrações financeiras; (ii) as operações da Companhia e das controladas; (iii) a dinâmica dos negócios no período; (iv) gestão de riscos; (v) produção e receita provenientes do Campo de Manati; (vi) o Bloco BS-4 (Campo de Atlanta), no tocante ao afretamento do FPSO, recebíveis da parceira Dommo Energia S.A. e processo arbitral instaurado; (vii) Relatório de Recomendações sobre os Controles Internos referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, emitido pela KPMG Auditores Independentes, e repostas da Administração; (viii) análise de premissas e demonstrativos de cálculo utilizados para testes sobre os ativos, incluindo a realização dos mesmos (*impairment*) e sobre as obrigações registradas nos passivos; (ix) obrigações para desmobilização de ativos; (x) contingências de créditos e passivos previstos em processos administrativos e judiciais; (xi) a Medida Provisória nº. 795/2017 e as novas regras fiscais no setor de óleo e gás.

Os membros do Conselho Fiscal da QGEP Participações, no exercício de suas atribuições legais e estatutárias, em cumprimento ao que dispõe a Lei nº. 6.404/1976 e suas alterações, examinaram (i) o Relatório da Administração, (ii) as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 e respectivas notas explicativas, (iii) a Proposta da Administração para destinação do resultado e (iv) o estudo técnico para manutenção dos montantes registrados de créditos

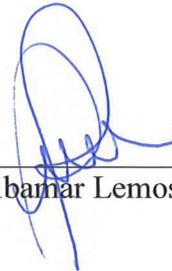
fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2017, conforme Instrução CVM nº. 371, de 27 de junho de 2002.

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

Rio de Janeiro, 05 de março de 2018.



Carlos Eduardo Alves



José Ribamar Lemos de Souza



Sérgio Tuffy Sayeg

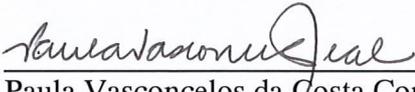
DECLARAÇÃO
PARA FINS DO ARTIGO 25, INCISO V DA INSTRUÇÃO CVM nº 480/09

Declaramos, na qualidade de diretores da QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso V do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia (KPMG Auditores Independentes) referentes às demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2017 e 31 de dezembro de 2017.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2018.



Lincoln Rumeos Guardado
Diretor Presidente



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



Danilo Oliveira
Diretor

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

Declaramos, na qualidade de diretores da QGEP PARTICIPAÇÕES S.A., sociedade anônima com sede na Avenida Almirante Barroso, nº 52, sala 1301 (parte), Centro, Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ/MF sob nº 11.669.021/0001-10 (“Companhia”), nos termos do inciso VI do parágrafo 1º artigo 25 da Instrução Normativa nº480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários em 7 de dezembro de 2009, que revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao período compreendido entre 01 de janeiro de 2017 e 31 de dezembro de 2017.

Rio de Janeiro, 5 de março de 2018.



Lincoln Rumeños Guardado
Diretor Presidente



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



Danilo Oliveira
Diretor