# QGEP Participações S.A.

**Informações financeiras trimestrais referentes ao período findo em 30 de setembro de 2017**

KPDS 204569

# Mensagem da Administração

Os últimos meses foram bastante ativos e produtivos para a QGEP. Ao longo desse período, confirmamos o cronograma para entrada em produção do nosso segundo ativo operacional, completamos dois bem-sucedidos acordos de *farm-out* e adquirimos participação em dois blocos da 14ª Rodada de Licitações da ANP, reforçando assim nossa posição no mercado brasileiro de óleo e gás. Ao mesmo tempo, estamos reportando métricas financeiras positivas nesse terceiro trimestre, com crescimento de receita e EBITDAX, em comparação ao mesmo trimestre do ano anterior, e nos posicionando para entregar bons resultados no ano.

Nesse terceiro trimestre, a produção média no Campo de Manati chegou a 5,3 milhões de m³ por dia, representando um aumento de 19% sobre os níveis do segundo trimestre, refletindo o aumento da geração das termelétricas em função da seca que atingiu a região nordeste e reduziu o nível dos reservatórios. Conforme previamente comunicado, a capacidade total de produção em Manati foi temporariamente reduzida devido ao dano causado em uma das linhas de produção. Os reparos estão em andamento, e a expectativa é de retorno à capacidade plena do Campo ainda em novembro. Enquanto isso, o nível mais alto de produção que verificamos no terceiro trimestre foi mantido em outubro, o que nos permite reafirmar a estimativa para a produção média diária de gás no Campo de Manati para o ano de 2017, de 4,9MMm³. Olhando para 2018, projetamos uma produção média diária de gás em Manati de aproximadamente 5,1 milhões de m³, ou seja, um aumento de aproximadamente 4% sobre os níveis de 2017.

Com relação à Atlanta, o FPSO que contratamos para o desenvolvimento do Campo deixou o estaleiro na Holanda em agosto, e está na Noruega para o comissionamento da embarcação, com a chegada ao Brasil confirmada em Dezembro. Com base no plano atual, prevemos produzir inicialmente uma média diária de aproximadamente 20 mil barris por dia através de dois poços. O Campo deverá contribuir positivamente para o fluxo de caixa operacional da QGEP, particularmente durante os primeiros 18 meses de produção.

Outro destaque importante do terceiro trimestre foi a conclusão bem-sucedida dos acordos de *farm-out* para os dois blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas que adquirimos na 13ª Rodada de Licitações da ANP em outubro de 2015. A aquisição de 100% de participação nestes blocos foi motivada pela certeza do alto potencial e baixo risco exploratório. O acerto dessa decisão foi confirmado pelo interesse de dois relevantes players do setor, a ExxonMobil e a Murphy Oil, que adquiriram 50% e 20% de participação, respectivamente. O fato de termos um operador como a Exxon, a maior petroleira do mundo, reforça a confiança na consecução dos nossos objetivos para essa área. Além do reembolso de R$70 milhões, referente ao valor pago em bônus de assinatura, a QGEP será integralmente reembolsada pelos custos de sísmica relacionados aos blocos, estimados em US$15 milhões, entre outras remunerações.

Mais importante até que os aspectos financeiros dessa transação são as implicações estratégicas. A QGEP se torna parceira de duas grandes empresas que estão investindo seus recursos no Brasil, que são líderes em seus setores, e que estão utilizando os mais avançados processos e ferramentas tecnológicas disponíveis hoje na área de exploração e produção.

Ainda em conjunto com a Exxon e a Murphy Oil, adquirimos mais dois blocos ofertados na 14ª Rodada de Licitações da ANP no final de setembro, localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas, adjacentes às nossas aquisições de 2015, com a QGEP mantendo 30% de participação nos novos blocos. Ao combinarmos os acordos de *farm-out* com mais estas aquisições, ampliamos o potencial de descobertas nessas áreas que são da mesma ordem de grandeza dos volumes de óleo decorrente da venda da participação na descoberta de Carcará.

Em resumo, a QGEP encerrou o 3T17 em excelente posição. Nosso desempenho financeiro no acumulado do ano aponta para resultados anuais superiores aos níveis reportados em 2016, e as transações realizadas ampliaram nossa visibilidade e incrementaram nossa solidez financeira. Esperamos que o ambiente operacional e regulatório no Brasil continue a melhorar em 2018, já que ao longo do ano estaremos com dois ativos produtores, permitindo que a QGEP permaneça com um balanço sólido e compromissos de capital de curto prazo totalmente equacionados. Ao mesmo tempo, teremos atividades adicionais de *farm-out* a desenvolver em 2018, buscando uma redução da nossa exposição nos blocos em que temos 100% de participação. As parcerias que mantemos com algumas das empresas mais renomadas do setor, como ExxonMobil, Total, Statoil e Petrobras nos permitirão a eventual recomposição do nosso portfólio. Estes movimentos contribuirão para a contínua geração de valor a todos os stakeholders da QGEP.

# 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.

# Produção e Desenvolvimento

## MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

A produção média diária do Campo de Manati, um dos principais produtores de gás da região Nordeste do Brasil, foi de 5,3MMm³ no 3T17, 19% acima dos 4,4MMm³ produzidos no mesmo trimestre do ano passado. A produção do terceiro trimestre apresentou os maiores níveis do ano, superando a produção do primeiro e segundo trimestres de 2017, que foram de 4,5MMm³ por dia e 4,2MMm³ por dia, respectivamente. A partir do segundo trimestre e ao longo do terceiro, o nível de produção do Campo aumentou à medida em que a região Nordeste passou a enfrentar seca, impactando a capacidade das usinas hidrelétricas e levando ao aumento da produção das termelétricas. A produção diária de Manati, no entanto, ainda não está em plena capacidade, em função dos danos ocorridos em uma das linhas de produção do Campo no segundo trimestre. O consórcio já está trabalhando para restaurar a capacidade plena, com a conclusão prevista em novembro. O valor estimado para esse reparo é de cerca de US$15 milhões, cuja parcela da Companhia é de 45%.

Com base na previsibilidade atual, a Companhia reafirma o guidance de produção para 2017 de 4,9MMm³ de gás por dia, a mesma produção diária realizada em 2016. A previsão para a produção diária de 2018 é de aproximadamente 5,1MMm³.

Na certificação de reservas da Gaffney, Cline & Associates (CGA), em 31 de dezembro de 2016, as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 9,4 bilhões de m³ de gás natural e 0,9 milhões de barris de condensado, que correspondem a cerca de 59,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe).

## ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

Em agosto, o FPSO destinado ao Campo de Atlanta deixou o estaleiro em Roterdã na Holanda para realizar as atividades de comissionamento no estaleiro da Aibel em Haugesund, na Noruega. A embarcação deverá chegar no Brasil em Dezembro. O Consórcio estima que o primeiro óleo do Sistema de Produção Antecipada (SPA) seja produzido no primeiro trimestre de 2018. A produção inicial será de 20 kbpd a partir de dois poços, ambos já perfurados e completados. O Consórcio poderá optar por perfurar um poço adicional, o que aumentará a capacidade para 30 kbpd, sem acréscimo relevante nos custos operacionais. Essa decisão se baseará em diversos fatores, inclusive os preços vigentes de petróleo, e deverá ser tomada no segundo semestre de 2018.

Em julho de 2017, a QGEP anunciou a assinatura de um aditivo ao contrato com a Teekay Offshore Partners, empresa responsável pela adaptação do FPSO para o Campo. Pelos termos do acordo, nos primeiros 18 meses de produção, o Consórcio irá reduzir as despesas operacionais totais do Campo para um total de US$410 mil/dia, que representa uma redução de aproximadamente 15% nesse período, considerando o ajuste negociado na taxa diária do FPSO. Após os 18 meses iniciais de produção, a taxa original voltará a vigorar, e flutuará de acordo com algumas variáveis, que em grande parte são atreladas ao preço do Brent.

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

Na segunda quinzena de outubro, a Barra Energia, uma das sócias do consórcio, exerceu os direitos de expulsão da Dommo Energia (ex-OGX) no Bloco BS-4, a qual detém 40%, nos exatos termos do disposto no contrato de operações conjuntas do consórcio (JOA), ou seja, determinando a cessão compulsória de sua participação pro-rata à QGEP e Barra Energia. O exercício, sujeito à aprovação da ANP, se deu em virtude da inadimplência da Dommo Energia com suas obrigações de pagamento, atualmente no valor de R$97 milhões.

A Dommo Energia contesta sua expulsão em procedimento arbitral, iniciado em 20 de outubro de 2017 perante a Corte de Arbitragem Internacional de Londres (LCIA). A Dommo Energia alega, em suma, suposta ilegalidade no exercício dos direitos de expulsão pela Barra Energia e danos causados a esta por suposta responsabilidade da QGEP, na qualidade de operador, e da Barra Energia, na qualidade de não-operador, em relação às atividades do Bloco, ou pleiteando, caso o tribunal mantenha a expulsão da Dommo Energia do consórcio, adequada compensação pela perda ou diluição de sua participação em favor das consorciadas adimplentes de maneira equitativa à sua inadimplência. A QGEP não concorda que há respaldo nas alegações da Dommo Energia e irá se manifestar nos autos da arbitragem instaurada pela Dommo Energia conforme prazos e regras adotados pelas partes.

Em 17 de outubro de 2017, a Dommo Energia divulgou através de Fato Relevante ao mercado um acordo com empresa do grupo Seacrest, informando sua intenção firme de venda de 30% de sua participação no Bloco pelo valor global de US$63 milhões, o qual inclui repagamento integral da dívida com o consórcio. Não obstante, até a presente data a Dommo Energia não apresentou ao consórcio contrato de farm-out assinado com terceiro interessado para venda de sua participação e para equacionamento da sua dívida com o consórcio.

Atualmente a ANP já avalia a reabertura de prazo para cessão compulsória da participação integral da Dommo Energia no âmbito dos procedimentos administrativos em andamento. Estes têm por objeto a rescisão do contrato de concessão em relação à Dommo por falta de capacidade financeira, sob pena de perda da concessão para os concessionários adimplentes, QGEP e Barra Energia, caso não haja a cessão para terceiro no prazo estipulado.

Independente da discussão acerca da inadimplência da Dommo Energia, a Administração da Companhia não espera que esta situação traga qualquer impacto nas operações futuras do Bloco BS-4.

# Exploração

## 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. Eles estão localizados em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 Km da costa brasileira, 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 Exploração Brasil Ltda. e o outro com a Murphy Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda. Nos termos dos acordos, a QGEP manterá 30% de participação nos blocos e será reembolsada por 70% dos R$100 milhões em bônus de assinatura pagos quando da aquisição dos blocos e por todos os custos com aquisição de dados sísmicos 3D, com valor estimado em US$15 milhões. A ExxonMobil será a operadora dos blocos e terá 50% de participação, enquanto a Murphy Oil ficará com 20% de participação. O acordo com a ExxonMobil já foi aprovado no CADE e ambos os acordos ainda estão sujeitos à 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 é 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 trimestre de 2018.

Sergipe-Alagoas é uma bacia bem estabelecida, com produção de petróleo e de gás terrestre e também em águas rasas e profundas, e é reconhecida como uma área de alto potencial e baixo risco exploratório.

## 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 perfurará um poço pioneiro no prospecto CAM#01.

## BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

Participação: Diversas

No final de 2016, a QGEP aumentou sua participação nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão e no Bloco FZA-M-90 para 100%, por meio de duas transações. A Companhia planeja reiniciar em 2018 processos de *farm-out* para suas concessões de Pará-Maranhão e Foz do Amazonas. A aquisição dos dados sísmicos das Bacias de Foz do Amazonas, Ceará e Espírito Santo já foi concluída e os Consórcios estão interpretando os dados visando melhor avaliar o potencial desses blocos. A QGEP está também analisando os dados sísmicos finais da Bacia de Pará-Maranhão para definição do potencial exploratório da área.

# Desempenho Financeiro

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

| | 3T17 | 3T16 | Δ% | 9M17 | 9M16 | Δ% |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Receita líquida** | **135,6** | **108,4** | **25,1%** | **356,6** | **372,6** | **-4,3%** |
| Custos | (59,3) | (57,4) | 3,2% | (172,5) | (185,6) | -7,0% |
| **Lucro bruto** | **76,3** | **51,0** | **49,7%** | **184,1** | **187,0** | **-1,6%** |
| **Receitas (Despesas) operacionais** | | | | | | |
| Despesas gerais e administrativas | (11,6) | (13,4) | -12,8% | (36,6) | (34,4) | 6,3% |
| Equivalência patrimonial | (0,2) | 0,1 | n.a. | (1,3) | 0,3 | n.a. |
| Gastos exploratórios de óleo e gás | (6,0) | (6,0) | 0,4% | (24,4) | (51,3) | -52,4% |
| Outras despesas operacionais líquidas | (0,0) | 0,0 | -107,5% | (0,0) | (2,6) | -99,6% |
| **Lucro (Prejuízo) operacional** | **58,4** | **31,7** | **84,1%** | **121,8** | **98,9** | **23,1%** |
| Resultado financeiro líquido | 13,8 | 37,1 | -62,8% | 79,3 | 13,1 | 507,0% |
| Lucro antes dos impostos e contribuição social | 72,2 | 68,9 | 4,9% | 201,0 | 112,0 | 79,6% |
| Imposto de renda e contribuição social | (11,7) | (5,9) | 98,6% | (36,7) | (10,3) | 258,0% |
| **Lucro (Prejuízo) líquido** | **60,5** | **63,0** | **-3,9%** | **164,3** | **101,7** | **61,6%** |
| | | | | | | |
| **Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais** | **73,8** | **36,3** | **103,5%** | **211,8** | **125,1** | **69,4%** |
| **EBITDAX[1]** | **75,9** | **46,1** | **64,5%** | **168,1** | **150,8** | **11,5%** |

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.

Os resultados financeiros consolidados do terceiro trimestre de 2017 continuam exibindo uma melhora progressiva tanto na produção quanto na rentabilidade. O EBITDAX cresceu 64,5% ano-a-ano e 65,4% em relação ao 2T17 devido à maior produção e a uma melhor estrutura de custos. A Companhia encerrou o período com uma sólida posição de caixa, da ordem de R$1,5 bilhão, que combinada com os recursos provenientes das duas operações de *farm-out*, serão mais do que suficientes para suportar o programa de investimentos nos próximos anos. O Campo de Manati sozinho fornece à Companhia fluxo de caixa suficiente para cobrir seus custos operacionais e continuar a financiar os projetos de exploração.

## Destaques Financeiros do 3T17:

- A receita líquida foi de R$135,6 milhões, um aumento de 25,1% quando comparada ao 3T16. Esse aumento foi decorrente da maior produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 5,3MMm³ no 3T17, ante 4,4MMm³ no 3T16. Além da maior produção, a receita também se beneficiou do reajuste anual de preços do gás em Manati, que ocorreu no ínicio de 2017.

- Os gastos exploratórios foram de R$6,0 milhões, estáveis na comparação com o mesmo período do ano anterior. Não houve despesas relevantes relacionadas à aquisição ou processamento de sísmica nesse trimestre, apenas estudos geológicos e geofísicos (G&G).

- Os custos de manutenção totalizaram R$6,6 milhões, queda de 35,0% quando comparados ao mesmo período do ano anterior e de 45,1% em relação ao trimestre anterior. Nesse item estão incluídos os R$4,0 milhões associados ao reparo da linha de produção danificada do Campo de Manati. Os custos de manutenção estão menores, pois tivemos apenas um custo remanescente referente à pintura e manutenção da plataforma de Manati, cujas atividades se encerraram no 2T17.

- Despesas gerais e administrativas totalizaram R$11,6 milhões, queda de 12,8% em relação ao mesmo período do ano anterior e de 10,5% em relação ao 2T17. Esse decréscimo reflete, principalmente, a redução na alocação de despesas com o plano de opção de ações e otimização nas despesas com pessoal.

- Os custos operacionais totais somaram R$59,3 milhões no trimestre, um aumento de 3,2% em comparação ao 3T16, principalmente devido a maiores despesas de depreciação e amortização e de royalties, refletindo o aumento da produção.

- O EBITDAX no período foi de R$75,9 milhões, um aumento de 64,5% em relação aos R$46,1 milhões no 3T16, uma vez que a Companhia se beneficiou de maior produção, e também de despesas administrativas menores. Por sua vez, a margem EBITDAX chegou a 56,0%, 320 pontos base superior em relação ao mesmo período do ano anterior.

- O resultado financeiro foi de R$13,8 milhões, comparado a R$37,1 milhões no 3T16, já que a Companhia não possui mais recursos investidos em fundos cambiais, pois o valor a receber com a venda do BM-S-8 é denominado em dolar e portanto, funciona como um *hedge* para os investimentos futuros comprometidos na mesma moeda.

- O lucro líquido no 3T17 atingiu R$60,5 milhões, comparado a R$63,0 milhões registrado no 3T16, em função do aumento do lucro operacional que foi compensado por menor resultado financeiro.

- No Balanço Patrimonial do 3T17, foi contabilizado na rúbrica Bens destinados à venda, o valor total de R$577,3 milhões. Este valor inclui R$507,3 milhões referente ao Bloco BM-S-8, sendo R$228,6 milhões anteriormente contabilizado no Imobilizado e R$278,7 milhões no Intangível, bem como R$70,0 milhões anteriormente contabilizado no Intangível referente aos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428, objetos de acordos de farm-out.

- O fluxo de caixa operacional totalizou R$73,8 milhões, ante R$36,3 milhões no 3T16.

## Custos operacionais (R$ milhões)

| | 3T17 | 3T16 | Δ% | 9M17 | 9M16 | Δ% |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Depreciação e amortização | 16,7 | 13,2 | 26,7% | 44,1 | 49,1 | -10,0% |
| Custos de produção | 19,5 | 20,6 | -5,2% | 58,2 | 60,8 | -4,3% |
| Custos de manutenção | 6,6 | 10,1 | -35,0% | 29,4 | 30,0 | -2,1% |
| *Royalties* | 10,6 | 8,4 | 26,6% | 27,7 | 28,6 | -3,3% |
| Participação especial | 2,4 | 1,4 | 69,5% | 3,8 | 5,2 | -26,4% |
| P&D | 1,6 | 1,3 | 20,1% | 4,0 | 4,4 | -10,4% |
| Outros | 1,8 | 2,4 | -23,7% | 5,3 | 7,4 | -28,4% |
| **TOTAL** | **59,3** | **57,4** | **3,2%** | **172,5** | **185,6** | **-7,0%** |

### Destaques Financeiros do 9M17:

- A receita líquida até setembro foi de R$356,6 milhões, queda de 4,3% em relação ao mesmo período de 2016. Esse declínio foi resultado de uma menor produção de gás em Manati, cuja média atingiu 4,6MMm³ por dia nos 9M17, em comparação com 5,1MMm³ por dia no mesmo período de 2016. A produção média diária vem aumentando ao longo de 2017 quando comparado ao segundo semestre de 2016, em função da maior demanda de gás em decorrência da seca no Nordeste, levando a uma transição de fontes hidroelétricas para termoelétricas. A queda na produção ano-a-ano foi parcialmente compensada pelo reajuste anual do preço do gás em Manati, que ocorreu no início de 2017.

- Os gastos exploratórios foram de R$24,4 milhões, ante R$51,3 milhões nos 9M16, em função dos menores gastos com aquisição e processamento de dados sísmicos no período.

- Despesas gerais e administrativas totalizaram R$36,6 milhões, um aumento de 6,3% comparado ao 9M16. Esse aumento reflete uma redução na alocação de despesas aos parceiros nos blocos em que a QGEP é a operadora, parcialmente compensado por otimização nas despesas com pessoal.

- Os custos de manutenção totalizaram R$29,4 milhões, em linha com o ano anterior. Nestes custos de manutenção estão incluídos R$7,6 milhões relativos ao reparo em uma das linhas de produção do Campo de Manati, bem como R$14,3 milhões relacionados à conclusão da pintura e manutenção da plataforma.

- Os custos operacionais totais somaram R$172,5 milhões no período de nove meses, uma queda de 7,0% em comparação ao 9M16. A redução se deu principalmente pelos menores custos com depreciação e amortização devido a menor produção no período.
- O resultado financeiro líquido foi de R$79,3 milhões, comparado a R$13,1 milhões no 9M16, em função de maiores receitas derivadas de instrumentos de renda fixa, aliadas a um maior rendimento do fundo cambial no período.
- O lucro líquido no 9M17 atingiu R$164,3 milhões, um aumento de 61,6% em relação ao 9M16, já que o aumento do resultado financeiro compensou a queda na receita no período.
- O fluxo de caixa operacional totalizou R$211,8 milhões, ante R$125,1 milhões no 9M16.

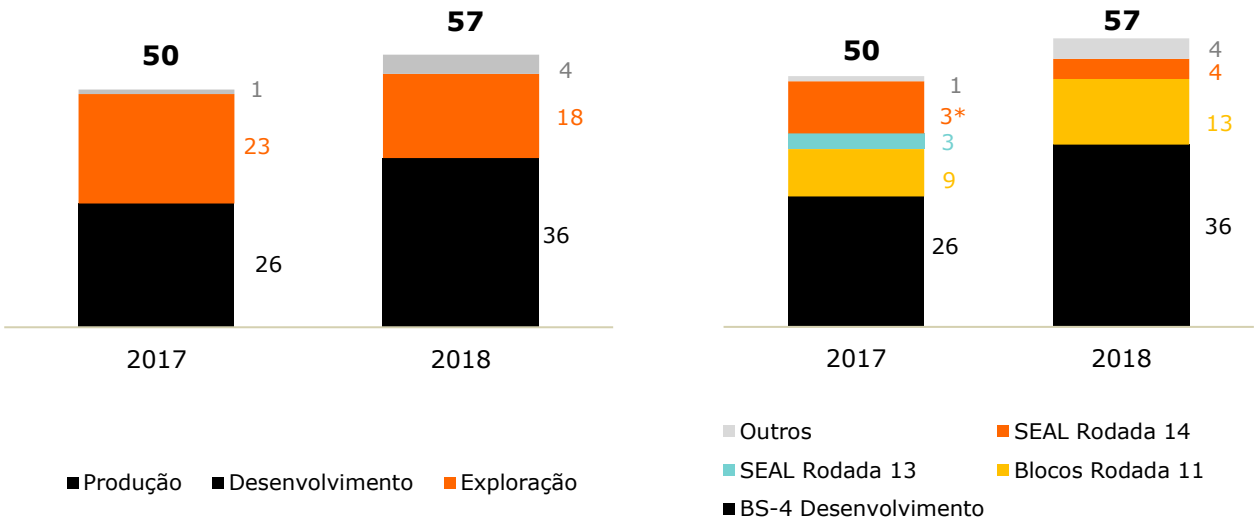
# Capex e Outros Gastos Exploratórios

Uma combinação de rígidos controles sobre as despesas e uma abordagem disciplinada em relação aos investimentos possibilita à QGEP financiar suas necessidades de investimentos a partir dos fundos gerados internamente. Além disso, a Companhia mantém uma posição de caixa confortável que suporta suas necessidades de investimento pelos próximos anos. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos do portfólio e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

O CAPEX realizado no terceiro trimestre de 2017 foi de US$5,9 milhões, sendo US$2,7 milhões despendidos no Campo de Atlanta. Até setembro, o CAPEX totalizou US$22,4 milhões, com a maior parte dos recursos sendo utilizada no desenvolvimento de Atlanta e sísmica dos blocos da Bacia de Pará-Maranhão.

Para o ano de 2017, a QGEP orçou um CAPEX de US$50 milhões, superior aos US$48 milhões anteriormente previstos, devido à adição do bônus de assinatura da 14ª Rodada de Licitações da ANP, que compensou a redução do valor que seria desembolsado com a sísmica de Sergipe-Alagoas da 13ª Rodada, já que seremos reembolsados deste valor como parte do acordo de *farm-out*. Esse valor inclui US$26 milhões para o Campo de Atlanta e US$23 milhões em atividades de exploração, sendo US$9 milhões relativos à aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP. Para 2018, a Companhia está projetando um aumento de 15,5% do CAPEX, totalizando US$57 milhões.

**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.

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

Em 30 de setembro de 2017, a QGEP possuía saldo de caixa de R$1,5 bilhão, superior a R$1,3 bilhão registrado em 30 de setembro de 2016. Atualmente, 100% dos recursos da Companhia estão investidos em instrumentos denominados em Reais. Em 30 de setembro de 2017, o retorno médio anual desses investimentos foi de 102,3% do CDI e 73% dos fundos tinha liquidez diária.

Seguindo sua 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 neste momento a manutenção de recursos aplicados no Fundo Cambial. A QGEP possui *hedge* natural, já que os recebíveis provenientes da recente transação com a Statoil são denominados em dólar. Este balanço entre ativos e passivos em dólares é baseado em projeções internas e monitorado mensalmente.

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 30 de setembro de 2017 era de R$335,5 milhões, comparados aos R$370,0 milhões registrados ao final do terceiro trimestre 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.

A posição de caixa líquido da Companhia em 30 de setembro de 2017 era de R$1,1 bilhão.

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 sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Ao
Conselho de Administração,Acionistas e Conselheiros da
QGEP Participações S.A.
Rio de Janeiro - RJ

**Introdução**

**1.** Revisamos as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da QGEP Participações S.A. ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

**Alcance da revisão**

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

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

*KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.*

**Conclusão sobre as informações intermediárias**

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

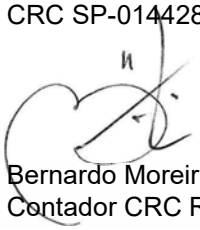
**Outros assuntos**

***Demonstrações do valor adicionado***

**5.** As informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas, relativas às demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, apresentadas como informação suplementar para fins da IAS 34, foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais - ITR da Companhia. Para a formação de nossa conclusão, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as informações contábeis intermediárias 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. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as demonstrações do valor adicionado acima referidas não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 06 de novembro de 2017

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



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

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

*KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.*

# Índice


## Dados da Empresa

Composição do Capital 1

## DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo 2

Balanço Patrimonial Passivo 3

Demonstração do Resultado 4

Demonstração do Resultado Abrangente 5

Demonstração do Fluxo de Caixa 6

**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido**

DMPL - 01/01/2017 à 30/09/2017 7

DMPL - 01/01/2016 à 30/09/2016 8

Demonstração do Valor Adicionado 9

## DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo 10

Balanço Patrimonial Passivo 11

Demonstração do Resultado 13

Demonstração do Resultado Abrangente 14

Demonstração do Fluxo de Caixa 15

**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido**

DMPL - 01/01/2017 à 30/09/2017 16

DMPL - 01/01/2016 à 30/09/2016 17

Demonstração do Valor Adicionado 18

# Dados da Empresa / Composição do Capital

| Número de Ações (Unidades) | Trimestre Atual 30/09/2017 |
|---|---|
| **Do Capital Integralizado** | |
| **Ordinárias** | 265.806.905 |
| **Preferenciais** | 0 |
| **Total** | 265.806.905 |
| **Em Tesouraria** | |
| **Ordinárias** | 7.772.424 |
| **Preferenciais** | 0 |
| **Total** | 7.772.424 |

## DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 30/09/2017 | Exercício Anterior 31/12/2016 |
|---|---|---|---|
| 1 | Ativo Total | 2.903.672 | 2.779.802 |
| 1.01 | Ativo Circulante | 63.523 | 2.767 |
| 1.01.01 | Caixa e Equivalentes de Caixa | 94 | 90 |
| 1.01.02 | Aplicações Financeiras | 62.935 | 2.585 |
| 1.01.06 | Tributos a Recuperar | 67 | 92 |
| 1.01.06.01 | Tributos Correntes a Recuperar | 67 | 92 |
| 1.01.08 | Outros Ativos Circulantes | 427 | 0 |
| 1.01.08.03 | Outros | 427 | 0 |
| 1.02 | Ativo Não Circulante | 2.840.149 | 2.777.035 |
| 1.02.02 | Investimentos | 2.840.149 | 2.777.035 |
| 1.02.02.01 | Participações Societárias | 2.840.149 | 2.777.035 |
| 1.02.02.01.02 | Participações em Controladas | 2.840.149 | 2.777.035 |

## DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 30/09/2017 | Exercício Anterior 31/12/2016 |
|---|---|---|---|
| 2 | Passivo Total | 2.903.672 | 2.779.802 |
| 2.01 | Passivo Circulante | 233 | 155 |
| 2.01.01 | Obrigações Sociais e Trabalhistas | 60 | 52 |
| 2.01.01.02 | Obrigações Trabalhistas | 60 | 52 |
| 2.01.02 | Fornecedores | 86 | 41 |
| 2.01.02.01 | Fornecedores Nacionais | 86 | 41 |
| 2.01.03 | Obrigações Fiscais | 87 | 62 |
| 2.01.03.01 | Obrigações Fiscais Federais | 87 | 62 |
| 2.01.03.01.01 | Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar | 87 | 62 |
| 2.03 | Patrimônio Líquido | 2.903.439 | 2.779.647 |
| 2.03.01 | Capital Social Realizado | 2.078.116 | 2.078.116 |
| 2.03.02 | Reservas de Capital | -36.421 | -39.133 |
| 2.03.02.04 | Opções Outorgadas | 42.732 | 41.874 |
| 2.03.02.05 | Ações em Tesouraria | -79.153 | -81.007 |
| 2.03.04 | Reservas de Lucros | 686.332 | 725.010 |
| 2.03.04.01 | Reserva Legal | 43.810 | 43.810 |
| 2.03.04.08 | Dividendo Adicional Proposto | 0 | 38.676 |
| 2.03.04.10 | Reserva para investimento | 642.522 | 642.524 |
| 2.03.05 | Lucros/Prejuízos Acumulados | 164.313 | 0 |
| 2.03.08 | Outros Resultados Abrangentes | 11.099 | 15.654 |

## DFs Individuais / Demonstração do Resultado

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 01/07/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2016 à 30/09/2016 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| 3.04 | Despesas/Receitas Operacionais | 59.156 | 162.372 | 62.816 | 101.363 |
| 3.04.02 | Despesas Gerais e Administrativas | -1.237 | -3.689 | -1.164 | -3.574 |
| 3.04.06 | Resultado de Equivalência Patrimonial | 60.393 | 166.061 | 63.980 | 104.937 |
| 3.05 | Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos | 59.156 | 162.372 | 62.816 | 101.363 |
| 3.06 | Resultado Financeiro | 1.339 | 1.941 | 139 | 342 |
| 3.06.01 | Receitas Financeiras | 1.405 | 2.026 | 139 | 343 |
| 3.06.01.01 | Rentabilidade de aplicação financeira | 1.405 | 2.026 | 139 | 343 |
| 3.06.02 | Despesas Financeiras | -66 | -85 | 0 | -1 |
| 3.06.02.01 | Outras despesas financeiras | -66 | -85 | 0 | -1 |
| 3.07 | Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro | 60.495 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 3.09 | Resultado Líquido das Operações Continuadas | 60.495 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 3.11 | Lucro/Prejuízo do Período | 60.495 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 3.99 | Lucro por Ação - (Reais / Ação) | | | | |
| 3.99.01 | Lucro Básico por Ação | | | | |
| 3.99.01.01 | ON | 0,23000 | 0,62000 | 0,24000 | 0,38000 |
| 3.99.02 | Lucro Diluído por Ação | | | | |
| 3.99.02.01 | ON | 0,23000 | 0,62000 | 0,24000 | 0,38000 |

## DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 01/07/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2016 à 30/09/2016 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| 4.01 | Lucro Líquido do Período | 60.495 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 4.02 | Outros Resultados Abrangentes | -7.027 | -4.555 | -1.677 | -28.220 |
| 4.02.01 | Ajustes acumulados de conversão de empresas no exterior | -7.027 | -4.555 | -1.677 | -28.220 |
| 4.03 | Resultado Abrangente do Período | 53.468 | 159.758 | 61.278 | 73.485 |

## DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|
| 6.01 | Caixa Líquido Atividades Operacionais | -218 | -3.289 |
| 6.01.01 | Caixa Gerado nas Operações | 106 | -3.232 |
| 6.01.01.01 | Lucro líquido do período | 164.313 | 101.705 |
| 6.01.01.02 | Equivalência patrimonial | -166.061 | -104.937 |
| 6.01.01.11 | Plano de opção de ações - exercício | 1.854 | 0 |
| 6.01.02 | Variações nos Ativos e Passivos | 95 | -19 |
| 6.01.02.02 | Impostos a recuperar | 25 | 9 |
| 6.01.02.03 | Fornecedores | 45 | -35 |
| 6.01.02.04 | Impostos a recolher | 25 | 7 |
| 6.01.03 | Outros | -419 | -38 |
| 6.01.03.01 | Outros ativos | -427 | -35 |
| 6.01.03.02 | Outros passivos | 8 | -3 |
| 6.02 | Caixa Líquido Atividades de Investimento | 38.900 | 41.912 |
| 6.02.02 | Aplicações financeiras | -60.350 | -766 |
| 6.02.04 | Dividendos recebidos | 99.250 | 42.678 |
| 6.03 | Caixa Líquido Atividades de Financiamento | -38.678 | -38.676 |
| 6.03.03 | Pagamento de dividendos | -38.678 | -38.676 |
| 6.05 | Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes | 4 | -53 |
| 6.05.01 | Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes | 90 | 100 |
| 6.05.02 | Saldo Final de Caixa e Equivalentes | 94 | 47 |

# DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 30/09/2017

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Capital Social Integralizado | Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria | Reservas de Lucro | Lucros ou Prejuízos Acumulados | Outros Resultados Abrangentes | Patrimônio Líquido |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5.01 | Saldos Iniciais | 2.078.116 | -39.133 | 725.010 | 0 | 15.654 | 2.779.647 |
| 5.03 | Saldos Iniciais Ajustados | 2.078.116 | -39.133 | 725.010 | 0 | 15.654 | 2.779.647 |
| 5.04 | Transações de Capital com os Sócios | 0 | 2.712 | -38.678 | 0 | 0 | -35.966 |
| 5.04.03 | Opções Outorgadas Reconhecidas | 0 | 858 | 0 | 0 | 0 | 858 |
| 5.04.05 | Ações em Tesouraria Vendidas | 0 | 1.854 | 0 | 0 | 0 | 1.854 |
| 5.04.06 | Dividendos | 0 | 0 | -38.678 | 0 | 0 | -38.678 |
| 5.05 | Resultado Abrangente Total | 0 | 0 | 0 | 164.313 | -4.555 | 159.758 |
| 5.05.01 | Lucro Líquido do Período | 0 | 0 | 0 | 164.313 | 0 | 164.313 |
| 5.05.02 | Outros Resultados Abrangentes | 0 | 0 | 0 | 0 | -4.555 | -4.555 |
| 5.05.02.04 | Ajustes de Conversão do Período | 0 | 0 | 0 | 0 | -4.555 | -4.555 |
| 5.07 | Saldos Finais | 2.078.116 | -36.421 | 686.332 | 164.313 | 11.099 | 2.903.439 |

# DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 30/09/2016

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Capital Social Integralizado | Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria | Reservas de Lucro | Lucros ou Prejuízos Acumulados | Outros Resultados Abrangentes | Patrimônio Líquido |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5.01 | Saldos Iniciais | 2.078.116 | -4.432 | 572.112 | 0 | 43.369 | 2.689.165 |
| 5.03 | Saldos Iniciais Ajustados | 2.078.116 | -4.432 | 572.112 | 0 | 43.369 | 2.689.165 |
| 5.04 | Transações de Capital com os Sócios | 0 | -35.659 | 0 | 0 | 0 | -35.659 |
| 5.04.03 | Opções Outorgadas Reconhecidas | 0 | 3.017 | 0 | 0 | 0 | 3.017 |
| 5.04.06 | Dividendos | 0 | -38.676 | 0 | 0 | 0 | -38.676 |
| 5.05 | Resultado Abrangente Total | 0 | 0 | 0 | 101.705 | -28.220 | 73.485 |
| 5.05.01 | Lucro Líquido do Período | 0 | 0 | 0 | 101.705 | 0 | 101.705 |
| 5.05.02 | Outros Resultados Abrangentes | 0 | 0 | 0 | 0 | -28.220 | -28.220 |
| 5.05.02.04 | Ajustes de Conversão do Período | 0 | 0 | 0 | 0 | -28.220 | -28.220 |
| 5.07 | Saldos Finais | 2.078.116 | -40.091 | 572.112 | 101.705 | 15.149 | 2.726.991 |

## DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|
| 7.02 | Insumos Adquiridos de Terceiros | -812 | -785 |
| 7.02.02 | Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros | -812 | -785 |
| 7.03 | Valor Adicionado Bruto | -812 | -785 |
| 7.05 | Valor Adicionado Líquido Produzido | -812 | -785 |
| 7.06 | Vlr Adicionado Recebido em Transferência | 168.009 | 105.280 |
| 7.06.01 | Resultado de Equivalência Patrimonial | 166.061 | 104.937 |
| 7.06.02 | Receitas Financeiras | 1.947 | 343 |
| 7.06.03 | Outros | 1 | 0 |
| 7.07 | Valor Adicionado Total a Distribuir | 167.197 | 104.495 |
| 7.08 | Distribuição do Valor Adicionado | 167.197 | 104.495 |
| 7.08.01 | Pessoal | 2.418 | 2.338 |
| 7.08.01.01 | Remuneração Direta | 2.314 | 2.249 |
| 7.08.01.02 | Benefícios | 104 | 89 |
| 7.08.02 | Impostos, Taxas e Contribuições | 463 | 451 |
| 7.08.02.01 | Federais | 463 | 451 |
| 7.08.03 | Remuneração de Capitais de Terceiros | 3 | 1 |
| 7.08.03.01 | Juros | -1 | 0 |
| 7.08.03.03 | Outras | 4 | 1 |
| 7.08.04 | Remuneração de Capitais Próprios | 164.313 | 101.705 |
| 7.08.04.03 | Lucros Retidos / Prejuízo do Período | 164.313 | 101.705 |

## DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 30/09/2017 | Exercício Anterior 31/12/2016 |
|---|---|---|---|
| 1 | Ativo Total | 3.678.313 | 3.563.420 |
| 1.01 | Ativo Circulante | 2.084.606 | 1.433.910 |
| 1.01.01 | Caixa e Equivalentes de Caixa | 8.595 | 17.738 |
| 1.01.02 | Aplicações Financeiras | 1.296.517 | 1.192.297 |
| 1.01.02.01 | Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo | 1.296.517 | 1.159.778 |
| 1.01.02.01.02 | Títulos Disponíveis para Venda | 1.296.517 | 1.159.778 |
| 1.01.02.02 | Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado | 0 | 32.519 |
| 1.01.02.02.01 | Títulos Mantidos até o Vencimento | 0 | 32.519 |
| 1.01.03 | Contas a Receber | 109.446 | 102.292 |
| 1.01.03.01 | Clientes | 109.446 | 102.292 |
| 1.01.04 | Estoques | 1.462 | 1.542 |
| 1.01.06 | Tributos a Recuperar | 7.274 | 36.046 |
| 1.01.06.01 | Tributos Correntes a Recuperar | 7.274 | 36.046 |
| 1.01.06.01.01 | Impostos e contribuições a recuperar | 7.274 | 32.567 |
| 1.01.06.01.02 | IR e CSLL a recuperar | 0 | 3.479 |
| 1.01.08 | Outros Ativos Circulantes | 661.312 | 83.995 |
| 1.01.08.03 | Outros | 661.312 | 83.995 |
| 1.01.08.03.02 | Outros | 10.700 | 4.476 |
| 1.01.08.03.03 | Créditos com parceiros | 51.486 | 64.021 |
| 1.01.08.03.04 | Partes relacionadas | 21.845 | 15.498 |
| 1.01.08.03.05 | Bens destinados a venda | 577.281 | 0 |
| 1.02 | Ativo Não Circulante | 1.593.707 | 2.129.510 |
| 1.02.01 | Ativo Realizável a Longo Prazo | 355.510 | 335.883 |
| 1.02.01.01 | Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo | 153.833 | 160.084 |
| 1.02.01.01.02 | Títulos Disponíveis para Venda | 153.833 | 160.084 |
| 1.02.01.02 | Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado | 149.837 | 125.245 |
| 1.02.01.02.01 | Títulos Mantidos até o Vencimento | 149.837 | 125.245 |
| 1.02.01.06 | Tributos Diferidos | 45.613 | 44.414 |
| 1.02.01.06.01 | Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos | 45.613 | 44.414 |
| 1.02.01.09 | Outros Ativos Não Circulantes | 6.227 | 6.140 |
| 1.02.01.09.03 | Impostos a recuperar | 4.119 | 4.540 |
| 1.02.01.09.05 | Outros | 2.108 | 1.600 |
| 1.02.02 | Investimentos | 137.768 | 138.363 |
| 1.02.02.01 | Participações Societárias | 137.768 | 138.363 |
| 1.02.03 | Imobilizado | 689.955 | 928.211 |
| 1.02.04 | Intangível | 410.474 | 727.053 |
| 1.02.04.01 | Intangíveis | 410.474 | 727.053 |
| 1.02.04.01.01 | Contrato de Concessão | 0 | 724.871 |
| 1.02.04.01.02 | Outros | 0 | 2.182 |

## DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 30/09/2017 | Exercício Anterior 31/12/2016 |
|---|---|---|---|
| 2 | Passivo Total | 3.678.313 | 3.563.420 |
| 2.01 | Passivo Circulante | 273.041 | 254.532 |
| 2.01.01 | Obrigações Sociais e Trabalhistas | 8.560 | 9.955 |
| 2.01.01.01 | Obrigações Sociais | 0 | 2.345 |
| 2.01.01.02 | Obrigações Trabalhistas | 0 | 7.610 |
| 2.01.02 | Fornecedores | 51.094 | 69.933 |
| 2.01.02.01 | Fornecedores Nacionais | 51.094 | 69.933 |
| 2.01.03 | Obrigações Fiscais | 47.672 | 21.701 |
| 2.01.03.01 | Obrigações Fiscais Federais | 0 | 11.915 |
| 2.01.03.01.01 | Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar | 0 | 1.424 |
| 2.01.03.01.02 | PIS / COFINS | 0 | 10.291 |
| 2.01.03.01.03 | Outros | 0 | 200 |
| 2.01.03.02 | Obrigações Fiscais Estaduais | 0 | 4.008 |
| 2.01.03.02.01 | ICMS | 0 | 4.008 |
| 2.01.03.03 | Obrigações Fiscais Municipais | 0 | 5.778 |
| 2.01.03.03.01 | Royalties | 0 | 2.673 |
| 2.01.03.03.02 | Participação especial | 0 | 811 |
| 2.01.03.03.03 | Outros | 0 | 2.294 |
| 2.01.04 | Empréstimos e Financiamentos | 36.745 | 36.557 |
| 2.01.04.01 | Empréstimos e Financiamentos | 36.745 | 36.557 |
| 2.01.04.01.01 | Em Moeda Nacional | 36.745 | 36.557 |
| 2.01.05 | Outras Obrigações | 117.330 | 104.531 |
| 2.01.05.01 | Passivos com Partes Relacionadas | 8.614 | 3.937 |
| 2.01.05.01.03 | Débitos com Controladores | 8.614 | 3.937 |
| 2.01.05.02 | Outros | 108.716 | 100.594 |
| 2.01.05.02.04 | Outros | 6.050 | 26.137 |
| 2.01.05.02.05 | Seguros a pagar | 11.761 | 11.621 |
| 2.01.05.02.06 | Bônus de assinatura | 32.983 | 0 |
| 2.01.05.02.07 | adiantamento de terceiros | 57.922 | 62.836 |
| 2.01.06 | Provisões | 11.640 | 11.855 |
| 2.01.06.02 | Outras Provisões | 11.640 | 11.855 |
| 2.01.06.02.04 | Provisões para pesquisa e desenvolvimento | 11.640 | 11.855 |
| 2.02 | Passivo Não Circulante | 501.833 | 529.241 |
| 2.02.01 | Empréstimos e Financiamentos | 297.134 | 323.184 |
| 2.02.01.01 | Empréstimos e Financiamentos | 297.134 | 323.184 |
| 2.02.01.01.01 | Em Moeda Nacional | 297.134 | 323.184 |
| 2.02.04 | Provisões | 204.699 | 206.057 |
| 2.02.04.02 | Outras Provisões | 204.699 | 206.057 |
| 2.02.04.02.04 | Provisão para abandono | 204.699 | 206.057 |
| 2.03 | Patrimônio Líquido Consolidado | 2.903.439 | 2.779.647 |
| 2.03.01 | Capital Social Realizado | 2.078.116 | 2.078.116 |
| 2.03.02 | Reservas de Capital | -36.421 | -39.133 |
| 2.03.02.04 | Opções Outorgadas | 42.732 | 41.874 |
| 2.03.02.05 | Ações em Tesouraria | -79.153 | -81.007 |
| 2.03.04 | Reservas de Lucros | 686.332 | 725.010 |
| 2.03.04.01 | Reserva Legal | 43.810 | 43.810 |

## DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 30/09/2017 | Exercício Anterior 31/12/2016 |
|---|---|---|---|
| 2.03.04.08 | Dividendo Adicional Proposto | 0 | 38.676 |
| 2.03.04.10 | Reserva para investimento | 642.522 | 642.524 |
| 2.03.05 | Lucros/Prejuízos Acumulados | 164.313 | 0 |
| 2.03.07 | Ajustes Acumulados de Conversão | 11.099 | 15.654 |

## DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 01/07/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2016 à 30/09/2016 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| 3.01 | Receita de Venda de Bens e/ou Serviços | 135.587 | 356.598 | 108.406 | 372.579 |
| 3.02 | Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos | -59.298 | -172.507 | -57.442 | -185.561 |
| 3.03 | Resultado Bruto | 76.289 | 184.091 | 50.964 | 187.018 |
| 3.04 | Despesas/Receitas Operacionais | -17.889 | -62.337 | -19.248 | -88.117 |
| 3.04.02 | Despesas Gerais e Administrativas | -11.648 | -36.610 | -13.358 | -34.439 |
| 3.04.05 | Outras Despesas Operacionais | -6.039 | -24.455 | -5.968 | -53.935 |
| 3.04.05.01 | Custos exploratórios para extração de petróleo e gás | -6.035 | -24.446 | -6.009 | -51.341 |
| 3.04.05.02 | Outras operacionais líquida | -4 | -9 | 41 | -2.594 |
| 3.04.06 | Resultado de Equivalência Patrimonial | -202 | -1.272 | 78 | 257 |
| 3.05 | Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos | 58.400 | 121.754 | 31.716 | 98.901 |
| 3.06 | Resultado Financeiro | 13.817 | 79.290 | 37.141 | 13.063 |
| 3.06.01 | Receitas Financeiras | 18.103 | 84.089 | 36.449 | 17.304 |
| 3.06.01.01 | Rendimento de Aplicações Financeiras | 18.103 | 84.089 | 36.449 | 17.304 |
| 3.06.02 | Despesas Financeiras | -4.286 | -4.799 | 692 | -4.241 |
| 3.06.02.01 | Outras Despesas Financeiras | -4.286 | -4.799 | 692 | -4.241 |
| 3.07 | Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro | 72.217 | 201.044 | 68.857 | 111.964 |
| 3.08 | Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro | -11.723 | -36.731 | -5.902 | -10.259 |
| 3.08.01 | Corrente | -12.338 | -37.930 | -6.176 | -9.392 |
| 3.08.02 | Diferido | 615 | 1.199 | 274 | -867 |
| 3.09 | Resultado Líquido das Operações Continuadas | 60.494 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 3.11 | Lucro/Prejuízo Consolidado do Período | 60.494 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 3.11.01 | Atribuído a Sócios da Empresa Controladora | 60.494 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 3.99 | Lucro por Ação - (Reais / Ação) | | | | |

## DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Trimestre Atual 01/07/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2016 à 30/09/2016 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| 4.01 | Lucro Líquido Consolidado do Período | 60.495 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| 4.02 | Outros Resultados Abrangentes | -7.027 | -4.555 | -1.677 | -28.220 |
| 4.02.01 | Ajustes acumulados de conversão de empresas do exterior | -7.027 | -4.555 | -1.677 | -28.220 |
| 4.03 | Resultado Abrangente Consolidado do Período | 53.468 | 159.758 | 61.278 | 73.485 |
| 4.03.01 | Atribuído a Sócios da Empresa Controladora | 53.468 | 159.758 | 61.278 | 73.485 |

## DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|
| 6.01 | Caixa Líquido Atividades Operacionais | 211.834 | 125.072 |
| 6.01.01 | Caixa Gerado nas Operações | 263.742 | 250.202 |
| 6.01.01.01 | Lucro líquido do período | 164.313 | 101.705 |
| 6.01.01.02 | Equivalência patrimonial | 1.272 | -257 |
| 6.01.01.03 | Amortização e depreciação | 46.345 | 52.009 |
| 6.01.01.04 | Imposto de renda e contribuição social diferidos | -1.199 | 867 |
| 6.01.01.05 | Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos | 5.879 | 13.393 |
| 6.01.01.06 | Baixa de imobilizado/intangível | 189 | 71.735 |
| 6.01.01.07 | Despesa com plano de opção de ação | 1.485 | 3.017 |
| 6.01.01.08 | Provisão para imposto de renda e contribuição social | 37.930 | 9.392 |
| 6.01.01.09 | Provisão (reversão) para pesquisa e desenvolvimento | -215 | -1.659 |
| 6.01.01.10 | Variação cambial sobre investimento | 595 | 0 |
| 6.01.01.12 | Juros capitalizados | 7.148 | 0 |
| 6.01.02 | Variações nos Ativos e Passivos | -22.429 | 6.346 |
| 6.01.02.01 | Contas a receber de clientes | -7.154 | 15.652 |
| 6.01.02.02 | Impostos a recuperar | 29.193 | 36.513 |
| 6.01.02.03 | Fornecedores | -25.377 | -19.557 |
| 6.01.02.04 | Impostos a recolher | -5.717 | -14.977 |
| 6.01.02.05 | Juros pagos | -11.809 | -11.927 |
| 6.01.02.06 | Imposto de renda e contribuição social pagos | -6.242 | 0 |
| 6.01.02.07 | Partes relacionadas | 4.677 | 642 |
| 6.01.03 | Outros | -29.479 | -131.476 |
| 6.01.03.01 | Outros ativos | -1.865 | -82.648 |
| 6.01.03.02 | Outros passivos | -27.614 | -48.828 |
| 6.02 | Caixa Líquido Atividades de Investimento | -150.664 | -131.829 |
| 6.02.01 | Caixa restrito | -24.592 | -28.653 |
| 6.02.02 | Aplicações financeiras | -97.969 | -30.438 |
| 6.02.03 | Aumento de capital de empresas no exterior | 0 | -29.247 |
| 6.02.04 | Dividendos recebidos | 0 | -226 |
| 6.02.05 | Pagamentos de imobilizado | -28.103 | 23.653 |
| 6.02.06 | Pagamentos de intangível | 0 | -66.918 |
| 6.03 | Caixa Líquido Atividades de Financiamento | -65.758 | -41.671 |
| 6.03.03 | Pagamento de dividendos | -38.678 | -38.676 |
| 6.03.04 | Amortização de empréstimo | -27.080 | -2.995 |
| 6.04 | Variação Cambial s/ Caixa e Equivalentes | -4.555 | -28.220 |
| 6.05 | Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes | -9.143 | -76.648 |
| 6.05.01 | Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes | 17.738 | 180.672 |
| 6.05.02 | Saldo Final de Caixa e Equivalentes | 8.595 | 104.024 |

# DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2017 à 30/09/2017

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Capital Social Integralizado | Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria | Reservas de Lucro | Lucros ou Prejuízos Acumulados | Outros Resultados Abrangentes | Patrimônio Líquido | Participação dos Não Controladores | Patrimônio Líquido Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5.01 | Saldos Iniciais | 2.078.116 | -39.133 | 725.010 | 0 | 15.654 | 2.779.647 | 0 | 2.779.647 |
| 5.03 | Saldos Iniciais Ajustados | 2.078.116 | -39.133 | 725.010 | 0 | 15.654 | 2.779.647 | 0 | 2.779.647 |
| 5.04 | Transações de Capital com os Sócios | 0 | 2.712 | -38.678 | 0 | 0 | -35.966 | 0 | -35.966 |
| 5.04.03 | Opções Outorgadas Reconhecidas | 0 | 858 | 0 | 0 | 0 | 858 | 0 | 858 |
| 5.04.05 | Ações em Tesouraria Vendidas | 0 | 1.854 | 0 | 0 | 0 | 1.854 | 0 | 1.854 |
| 5.04.06 | Dividendos | 0 | 0 | -38.678 | 0 | 0 | -38.678 | 0 | -38.678 |
| 5.05 | Resultado Abrangente Total | 0 | 0 | 0 | 164.313 | -4.555 | 159.758 | 0 | 159.758 |
| 5.05.01 | Lucro Líquido do Período | 0 | 0 | 0 | 164.313 | 0 | 164.313 | 0 | 164.313 |
| 5.05.02 | Outros Resultados Abrangentes | 0 | 0 | 0 | 0 | -4.555 | -4.555 | 0 | -4.555 |
| 5.05.02.04 | Ajustes de Conversão do Período | 0 | 0 | 0 | 0 | -4.555 | -4.555 | 0 | -4.555 |
| 5.07 | Saldos Finais | 2.078.116 | -36.421 | 686.332 | 164.313 | 11.099 | 2.903.439 | 0 | 2.903.439 |

# DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2016 à 30/09/2016

## (Reais Mil)

| Código da Conta | Descrição da Conta | Capital Social Integralizado | Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria | Reservas de Lucro | Lucros ou Prejuízos Acumulados | Outros Resultados Abrangentes | Patrimônio Líquido | Participação dos Não Controladores | Patrimônio Líquido Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5.01 | Saldos Iniciais | 2.078.116 | -4.432 | 572.112 | 0 | 43.369 | 2.689.165 | 0 | 2.689.165 |
| 5.03 | Saldos Iniciais Ajustados | 2.078.116 | -4.432 | 572.112 | 0 | 43.369 | 2.689.165 | 0 | 2.689.165 |
| 5.04 | Transações de Capital com os Sócios | 0 | -35.659 | 0 | 0 | 0 | -35.659 | 0 | -35.659 |
| 5.04.03 | Opções Outorgadas Reconhecidas | 0 | 3.017 | 0 | 0 | 0 | 3.017 | 0 | 3.017 |
| 5.04.06 | Dividendos | 0 | -38.676 | 0 | 0 | 0 | -38.676 | 0 | -38.676 |
| 5.05 | Resultado Abrangente Total | 0 | 0 | 0 | 101.705 | -28.220 | 73.485 | 0 | 73.485 |
| 5.05.01 | Lucro Líquido do Período | 0 | 0 | 0 | 101.705 | 0 | 101.705 | 0 | 101.705 |
| 5.05.02 | Outros Resultados Abrangentes | 0 | 0 | 0 | 0 | -28.220 | -28.220 | 0 | -28.220 |
| 5.05.02.04 | Ajustes de Conversão do Período | 0 | 0 | 0 | 0 | -28.220 | -28.220 | 0 | -28.220 |
| 5.07 | Saldos Finais | 2.078.116 | -40.091 | 572.112 | 101.705 | 15.149 | 2.726.991 | 0 | 2.726.991 |

## DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado

## (Reais Mil)

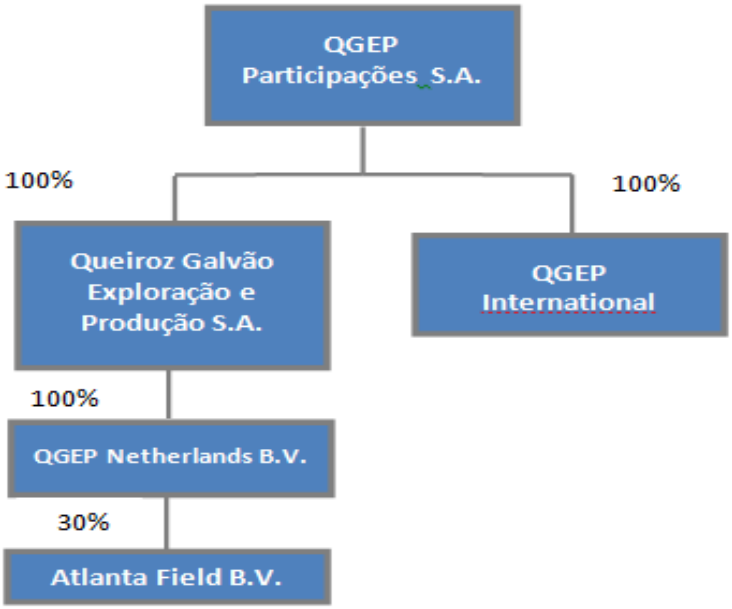
| Código da Conta | Descrição da Conta | Acumulado do Atual Exercício 01/01/2017 à 30/09/2017 | Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2016 à 30/09/2016 |
|---|---|---|---|
| 7.01 | Receitas | 499.313 | 558.386 |
| 7.01.01 | Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços | 441.401 | 458.988 |
| 7.01.02 | Outras Receitas | 5.324 | 7.820 |
| 7.01.03 | Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios | 52.588 | 91.578 |
| 7.02 | Insumos Adquiridos de Terceiros | -170.187 | -240.109 |
| 7.02.01 | Custos Prods., Mercs. e Servs. Vendidos | -119.868 | -152.257 |
| 7.02.02 | Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros | -40.978 | -78.114 |
| 7.02.04 | Outros | -9.341 | -9.738 |
| 7.03 | Valor Adicionado Bruto | 329.126 | 318.277 |
| 7.04 | Retenções | -46.427 | -51.947 |
| 7.04.01 | Depreciação, Amortização e Exaustão | -46.427 | -51.947 |
| 7.05 | Valor Adicionado Líquido Produzido | 282.699 | 266.330 |
| 7.06 | Vlr Adicionado Recebido em Transferência | 91.685 | 24.107 |
| 7.06.01 | Resultado de Equivalência Patrimonial | -1.272 | 257 |
| 7.06.02 | Receitas Financeiras | 91.780 | 22.590 |
| 7.06.03 | Outros | 1.177 | 1.260 |
| 7.07 | Valor Adicionado Total a Distribuir | 374.384 | 290.437 |
| 7.08 | Distribuição do Valor Adicionado | 374.384 | 290.437 |
| 7.08.01 | Pessoal | 37.240 | 39.506 |
| 7.08.01.01 | Remuneração Direta | 30.620 | 32.490 |
| 7.08.01.02 | Benefícios | 4.630 | 4.873 |
| 7.08.01.03 | F.G.T.S. | 1.943 | 2.101 |
| 7.08.01.04 | Outros | 47 | 42 |
| 7.08.02 | Impostos, Taxas e Contribuições | 157.454 | 136.423 |
| 7.08.02.01 | Federais | 84.089 | 59.941 |
| 7.08.02.02 | Estaduais | 41.527 | 42.227 |
| 7.08.02.03 | Municipais | 31.838 | 34.255 |
| 7.08.03 | Remuneração de Capitais de Terceiros | 15.377 | 12.803 |
| 7.08.03.01 | Juros | 5.442 | 4.071 |
| 7.08.03.02 | Aluguéis | 1.709 | 2.016 |
| 7.08.03.03 | Outras | 8.226 | 6.716 |
| 7.08.03.03.01 | Despesas Bancárias | 5.946 | 4.315 |
| 7.08.03.03.02 | Variação Cambial / Monetária | 2.280 | 2.401 |
| 7.08.04 | Remuneração de Capitais Próprios | 164.313 | 101.705 |
| 7.08.04.03 | Lucros Retidos / Prejuízo do Período | 164.313 | 101.705 |

## 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 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 a Companhia apresentava a seguinte estrutura societária:




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

A QGEP Netherlands B.V. ("QGEP B.V.") com sede na cidade de Roterdã, na Holanda, controlada integral da QGEP, 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 ("QGEP International"), com sede na cidade de Viena, Áustria, subsidiária integral da QGEPP, 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.

## 2. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

### 2.1. Declaração de conformidade

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

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

2.2. Base de elaboração

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

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

2.3. Base de consolidação e investimentos em controladas

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

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

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

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

Participações da Companhia em controladas

As informações financeiras trimestrais da Companhia, em 30 de setembro de 2017, compreendem as informações financeiras de suas controladas diretas e indiretas, utilizando a mesma data base:

| | | | Participação | |
|---|---|---|---|---|
| | País de operação | Controle | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| 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 informações financeiras trimestrais usando o método de equivalência patrimonial.

Participações da Companhia em negócios em conjunto

| | País de operação | Controle | Tipo de negócio | Participação 30/09/2017 | Participação 31/12/2016 |
|---|---|---|---|---|---|
| AFBV | Holanda | Indireto | Negócios em conjunto (*Joint venture*) | 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.
- 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 período.

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 16). A provisão para abandono é revisada anualmente pela Administração, ajustando-se os valores ativos e passivos já contabilizados, quando aplicável. Revisões na base de cálculo das estimativas dos gastos são reconhecidas como custo do imobilizado e os efeitos da passagem do tempo (denominado como reversão do desconto) no modelo de apuração da obrigação futura são alocadas diretamente no resultado do período (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 período.

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

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

2.11. Estoques

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

2.12. Empréstimos e financiamentos

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

cambiais conforme previsto contratualmente, incorridos até a data das informações financeiras trimestrais 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 informações financeiras trimestrais, 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 informações financeiras trimestrais. Os impostos diferidos são reconhecidos em função das diferenças intertemporais, prejuízo fiscal e base negativa da contribuição social, quando aplicáveis, apenas quando e até o montante que possa ser considerado como de realização provável pela Administração (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 período 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 período, 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 24 (iii).

O valor justo das opções concedidas determinado na data da outorga é registrado pelo método acelerado como despesa no resultado do período 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 período, 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 período, 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 período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

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

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

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

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

2.22. Passivos financeiros

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

2.22.1. Outros passivos financeiros

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

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

2.23. Moeda funcional

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

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

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

2.23.1. Conversão de moeda estrangeira

As informações financeiras trimestrais consolidadas são apresentadas em reais (R$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora. Os ativos e passivos das controladas no exterior são convertidos para reais pela taxa de câmbio da data do balanço, e as correspondentes demonstrações do resultado são convertidas pela taxa de câmbio da data das transações. As diferenças cambiais resultantes da referida conversão são contabilizadas separadamente no patrimônio líquido, na demonstração do resultado abrangente, na linha de outros resultados abrangentes - 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 informações financeiras trimestrais 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 período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas informações financeiras trimestrais individuais e como informação suplementar às informações financeiras trimestrais, 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 período.

2.27. Novas normas, alterações e interpretações

O Grupo não adotou antecipadamente os seguintes novos pronunciamentos:

| Pronunciamento ou interpretação | Descrição | Aplicação para os períodos sociais a serem iniciados em ou após |
|---|---|---|
| IFRS 9 | Instrumentos Financeiros - Mensuração e Classificação | 1º de janeiro de 2018 |
| IFRS 15 | Receita de contrato com clientes | 1º de janeiro de 2018 |
| IFRS 16 | Arrendamento mercantil | 1º de janeiro de 2019 |

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

## 3. PRINCIPAIS JULGAMENTOS CONTÁBEIS E FONTES DE INCERTEZAS NAS ESTIMATIVAS

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

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

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

### 3.1. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis

#### 3.1.1. Investimentos mantidos até o vencimento

A Administração revisou os ativos financeiros do Grupo em conformidade com a manutenção do capital e as exigências de liquidez e confirmou a intenção e a capacidade do Grupo manter esses ativos até o seu vencimento. O valor contábil dos ativos financeiros mantidos até o vencimento em 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 é de R$149.837 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 períodos:

#### 3.2.1. Avaliação de instrumentos financeiros

O Grupo utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros, incluindo valor justo de opção de compra de ações. As notas explicativas 24 e 25 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 informações financeiras trimestrais 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 período de estimativas e julgamentos significativos da Administração e de seus assessores legais quanto aos resultados das decisões legais.

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

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

A estimativa do volume das reservas é base de apuração da parcela de amortização e sua estimativa de vida útil é fator preponderante para a quantificação da provisão de abandono e desmantelamento de áreas quando da sua baixa contábil do ativo imobilizado. Qualquer alteração nas estimativas do volume de reservas e da vida útil dos ativos a elas vinculado poderá ter impacto significativo nos encargos de amortização, reconhecidos nas informações financeiras trimestrais como custo dos produtos vendidos. Alterações na vida útil estimada poderão causar impacto significativo nas estimativas da provisão de abandono (nota explicativa 2.9), de sua recuperação quando da sua baixa contábil 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 período com base na melhor estimativa das metas atingidas, conforme estabelecido no processo orçamentário anual da Companhia, e as diretrizes da Lei nº 10.101/2001, que regulamenta a Participação nos Lucros dos empregados nas empresas.

## 4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

a) Caixa e equivalentes de caixa

| | Controladora | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Caixa e depósitos bancários | 94 | 90 |
| Total | 94 | 90 |

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Caixa e depósitos bancários | 8.595 | 17.738 |
| Total | 8.595 | 17.738 |

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 30 de setembro 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 | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Operações Compromissadas (i) | - | 2.585 |
| Fundo de investimento exclusivo - renda fixa | 62.935 | - |
| Total | 62.935 | 2.585 |
| | | |
| Circulante | 62.935 | 2.585 |

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Operações Compromissadas e CDBs (i) | 218.760 | 222.699 |
| Fundo cambial exclusivo (ii) | - | 346.355 |
| Fundo de investimento exclusivo multimercado (iii): | 1.231.590 | 750.808 |
| Operações Compromissadas (debêntures) | 45.012 | 41.595 |
| CDB (pós-fixado CDI) | 9.092 | - |
| Títulos públicos (LFT/NTN) | 777.727 | 432.472 |
| Letras Financeiras (iv) | 399.759 | 276.741 |
| Total | 1.450.350 | 1.319.862 |
| Circulante | 1.296.517 | 1.159.778 |
| Não circulante (i) | 153.833 | 160.084 |

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. Em 31 de dezembro de 2016 a Companhia possuia 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.

iii. A controlada QGEP possui fundo de investimento exclusivo multimercado, sem perspectiva de utilização dos recursos em um prazo de 90 dias da data de sua aplicação, que investe em cotas de dois fundos exclusivos de renda fixa lastreados em títulos públicos indexados à variação da taxa Selic e títulos privados indexados à variação da taxa do CDI.

iv. Letras Financeiras dos Bancos, 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 102,34% da variação da taxa CDI acumulada do período findo em 30 de setembro 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 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. 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, com cláusula de *take or pay* e 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$109.446 e R$102.292 registrados em 30 de setembro 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 2016, a Petrobras não adquiriu todo o volume contratado que define o *take or pay* anual. Dessa forma, a QGEP registrou o valor de R$10.594 a receber em contrapartida de obrigação firmada pela entrega futura que deverá ser realizada. Deste valor foram recebidos R$6.911 em 29 de junho de 2017, encontrando-se o restante a receber em discussão entre os consorciados não operadores e a Petrobras.

## 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 de R$51.486 e R$64.021 registrados em 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, R$36.089 e R$45.609, respectivamente, referem-se à parcela da consorciada Dommo Energia S.A (denominada “Dommo”, antiga OGX Petróleo e Gás S.A. – Recuperação Judicial), e o restante dos outros consorciados (R$15.397 e R$18.412, respectivamente).

Do montante de R$36.089 referente à Dommo, R$15.154 encontram-se vencidos em 30 de setembro de 2017. Em 28 de julho de 2017 e 08 de setembro de 2017, a QGEP recebeu o pagamento de R$22.701 e R$18, respectivamente, da Dommo, nossa sócia com 40% de participação no Campo de Atlanta.

Em 19 de setembro de 2017 e 18 de outubro de 2017 foram emitidos *cash calls* para o parceiro Dommo, no valor de 4.561 e R$20.228 com vencimento em 03 de outubro de 2017 e 03 de novembro de 2017. Até a presente data os valores não foram pagos pela Dommo.

Os aportes feitos pela QGEP Netherlands suportando a OGX Netherlands B.V totalizam R$18.090 no final do terceiro trimestre de 2017, valor também vencido e suportado pela QGEP.

## 7. ESTOQUES

Em 30 de setembro de 2017 o saldo refere-se basicamente a materiais e insumos necessários à execução de serviços no Campo de Manati .

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Materiais e insumos | 1.462 | 1.542 |
| Total | 1.462 | 1.542 |
| | | |
| Circulante | 1.462 | 1.542 |

## 8. BENS DESTINADOS À VENDA

Em 30 de setembro de 2017, a rubrica 'bens destinados à venda", no valor de R$577.281 representa os valores de imobilizado (R$228.586) e intangível (R$278.692) do bloco exploratório BM-S-8 onde está localizada a área de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos e também o intangível dos acordos de *farm-out* realizado com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. ("ExxonMobil") e outro 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$25.301) localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas. De acordo com os termos dos contratos de farm-out, a QGEP manterá 30% de participação e a ExxonMobil e Murphy Oil irão adquirir 50% e 20%, respectivamente (nota explicativa 14). Em 11 de julho de 2017, a venda foi aprovada pelo Conselho de Administração pelo equivalente a U$S379.000 do total de sua participação (equivalente a 10%), para a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. No momento a QGEP está aguardando as aprovações pela ANP e CADE 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 11, que são suas partes relacionadas, foram eliminados na consolidação e não estão apresentados nesta nota. Os saldos das transações entre a Companhia e outras partes relacionadas estão apresentados a seguir:

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Ativo - circulante | | |
| AFBV (a) | 3.687 | 693 |
| Contas a receber - QGEP B.V. (d) | 18.158 | 14.805 |
| Total | 21.845 | 15.498 |

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| | Consolidado | |
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Passivo – circulante | | |
| Contas a pagar - QGOG (b) | 8 | 11 |
| Contas a pagar - AFBV (c) | 8.606 | 3.926 |
| Total | 8.614 | 3.937 |

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Receita de serviços (a) | 3.412 | 6.924 | 3.765 | 7.277 |
| Variação cambial sobre receita de serviços | (36) | (153) | (87) | (935) |
| Despesas gerais e administrativas (b) | (21) | (70) | (22) | (72) |
| Total | 3.355 | 6.701 | 3.656 | 6.270 |

(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 dia,* são cobráveis.

(b) O montante decorre do rateio de despesas pelo compartilhamento de recursos humanos especializados da Queiroz Galvão Óleo e Gás (QGOG) para contratação de seguros. As despesas incorridas foram cobradas através de critérios de rateios considerando os esforços demandados para cada atividade corporativa, com prazo de liquidação de 35 dias. No caso de atraso incorrerão juros de 1% ao mês.

(c) Referem-se ao contrato de arrendamento de equipamentos *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.

(ii) Garantias e fianças com partes relacionadas

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

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

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

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

(iii) Remuneração dos Administradores

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

| | Controladora | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Benefícios de curto prazo | 967 | 2.875 | 944 | 2.806 |

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Benefícios de curto prazo | 1.938 | 5.590 | 2.119 | 6.522 |
| Plano de opção de ações | 175 | 747 | 417 | 1.391 |

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

## 10. CAIXA RESTRITO

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Aplicação financeira - Garantidoras (a) | 20.065 | 18.835 |
| Fundo de abandono (b) | 129.772 | 106.410 |
| Antecipação Pacific (c) | - | 32.519 |
| Total caixa restrito | 149.837 | 157.764 |
| | | |
| Circulante | - | 32.519 |
| Não circulante | 149.837 | 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 5,39% para o período findo em 30 de setembro 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 | |
|---|---|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| IRRF sobre aplicação financeira (a) | 56 | 92 | 6.487 | 16.663 |
| Saldo negativo IRPJ e CSLL (b) | 8 | - | 709 | 14.112 |
| Crédito PIS/COFINS (c) | - | - | 4.087 | 6.069 |
| ICMS sobre aquisições de ativo Imobilizado | - | - | 104 | 194 |
| Outros | - | - | 6 | 68 |
| Total antes da antecipação de IR e CSLL | 64 | 92 | 11.393 | 37.107 |
| Antecipação de IR e CSLL | 3 | - | - | 3.479 |
| Total | 67 | 92 | 11.393 | 40.586 |
| Circulante | 67 | 92 | 7.274 | 36.046 |
| Não circulante | - | - | 4.119 | 4.540 |

### 11.2. Impostos e contribuições a recolher

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| ICMS (d) | - | - | 4.985 | 4.008 |
| PIS/COFINS (d) | 19 | 1 | 12.697 | 10.291 |
| IRRF | 60 | 59 | 907 | 1.424 |
| IR e CSLL (e) | - | - | 21.578 | - |
| Royalties (f) | - | - | 3.339 | 2.673 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| Participação especial (f) | - | - | 2.444 | 811 |
| Outros (g) | 8 | 2 | 1.722 | 2.494 |
| Total | 87 | 62 | 47.672 | 21.701 |
| | | | | |
| Circulante | 87 | 62 | 47.672 | 21.701 |

(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) Em Janeiro de 2017 foram constituídos os saldos negativos de IRPJ e CSLL sobre os pagos/compensações, bem como do IR retido na fonte (come cotas) compensados com os débitos de IRPJ e CSLL apurados em 31 de dezembro de 2016. Estes saldos passaram a ser corrigidos pelos Juros Selic a partir de janeiro de 2017.
(c) Refere-se a crédito de PIS e COFINS sobre imobilizado;
(d) Débitos referentes basicamente aos impostos incidentes sobre a venda de gás natural oriundos das operações do campo de Manati. Quanto ao ICMS, o mesmo encontra-se líquido dos benefícios fiscais descritos na nota explicativa 18.
(e) Referem-se a provisão do Imposto de Renda e da Contribuição Social, ambos calculados pela sistemática da suspensão e redução.
(f) Participações governamentais sobre o gás produzido no campo de Manati, conforme descrito na nota explicativa 22.
(g) Os débitos referem-se a ISS, tributos retidos sobre serviços prestados por terceiros (ISS, INSS, PIS, COFINS e CSLL) e CIDE sobre importação de serviços e taxa de retenção de área.

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

| | Controladora | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Lucro antes do IR e CSLL | 60.495 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| Alíquotas oficiais de imposto | 34% | 34% | 34% | 34% |
| Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais | (20.568) | (55.866) | (21.405) | (34.580) |
| Ajuste dos encargos à taxa efetiva: | | | | |
| Equivalência patrimonial | 20.534 | 56.461 | 21.757 | 35.679 |
| Prejuízos fiscais não ativados (a) | 23 | (595) | (354) | (1.103) |
| Despesas indedutíveis/receita não tributável: | | | | |
| Permanentes | - | - | (3) | (3) |
| Temporais | 11 | - | 5 | 7 |
| | | | | |
| Imposto de renda/contribuição social correntes | - | - | - | - |
| Imposto de renda/contribuição social diferidos | - | - | - | - |

(a) Referente a prejuízos fiscais e base negativa. Em 30 de setembro de 2017 a QGEPP possuía prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R$ 80.246

e R$ 80.247, respectivamente, (R$78.498 para Prejuízo Fiscal e R$78.499 para Base Negativa em 31 de dezembro de 2016), sendo que a QGEPP não registra ativos diferidos de imposto de renda e de contribuição social decorrentes de prejuízos fiscais de imposto de renda ou bases negativas de contribuição social, por não haver histórico de lucratividade fiscal até a corrente data e pela Companhia ser uma empresa de participação sendo o resultado de equivalência já líquido da tributação na investida.

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Lucro antes do IR e CSLL | 72.217 | 201.044 | 68.856 | 111.964 |
| Alíquotas oficiais de imposto | 34% | 34% | 34% | 34% |
| Encargos de imposto de renda e contribuição social às alíquotas oficiais | (24.554) | (68.355) | (23.411) | (38.068) |
| Ajuste dos encargos à taxa efetiva: | | | | |
| Incentivos fiscais (a) | 12.546 | 31.538 | 17.149 | 27.151 |
| Despesas indedutíveis/receita não tributável, líquidas: | | | | |
| Permanentes (b) | 260 | 942 | 764 | 1.898 |
| Temporais (d) | 12 | - | 5 | 8 |
| Prejuízos fiscais não ativados (c) | 13 | (858) | (409) | (1.248) |
| Imposto de renda e contribuição social | (11.723) | (36.731) | (5.902) | (10.259) |
| Imposto de renda/contribuição social correntes | (12.338) | (37.930) | (6.176) | (9.392) |
| Imposto de renda/contribuição social diferidos | 615 | 1.199 | 274 | 867 |

(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 controlada QGEP, as quais serão deduzidas do lucro real e à base da contribuição social, em períodos lucrativos futuros quando efetivamente realizadas.

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Composição ativo fiscal diferido | | |
| Amortização da provisão para abandono | 59.922 | 52.033 |
| Provisão fornecedores indedutíveis | - | 2.490 |
| Provisão participação no resultado | 284 | - |
| Provisão royalties e participação especial | 1.966 | 1.185 |
| Provisão para pesquisa e desenvolvimento | 3.879 | 3.961 |
| Provisões diversas | 2.255 | 1.690 |
| Total composição do ativo diferido | 68.306 | 61.359 |

| | Consolidado |
|---|---|
| Ativo fiscal diferido | |
| Saldo em 31 de dezembro de 2016 | 61.359 |
| Diferenças temporárias geradas por provisões e respectivas reversões: | |
| Amortização da provisão para baixa de poços | 7.889 |
| Reversão de pesquisa e desenvolvimento | (82) |
| Reversão/ provisão PLR | 284 |
| Provisões diversas - Adições e reversões | (1.142) |
| Saldo em 30 de setembro de 2017 | 68.306 |

| | Consolidado |
|---|---|
| Passivo fiscal diferido | |
| Saldo em 31 de dezembro de 2016 | (16.944) |
| Exclusões temporais | (5.749) |
| Saldo em 30 de setembro de 2017 | (22.693) |

Para fundamentar os créditos fiscais diferidos, a Companhia atualizou, já considerando as realizações até 30 de setembro 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 30 de setembro de 2017:

| | |
|---|---|
| Ativo diferido | |
| 2018 | 5.369 |
| 2019 | 1.463 |
| 2020 | - |
| 2021 a 2023 | 61.474 |
| Total | 68.306 |

| | |
|---|---|
| Passivo diferido | |
| 2018 | (4.539) |
| 2019 | (7.262) |
| 2020 | (7.035) |

| | |
|---|---|
| 2021 | (3.857) |
| Total | (22.693) |

## 12. INVESTIMENTOS

### 12.1. Composição

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

| Participação | Nome da controlada | Local de constituição e operação | Participação no capital votante e total detidos |
|---|---|---|---|
| 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% |

### 12.2. Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

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

| | 30/09/2017 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | QGEP | QGEP International | QGEP B.V. | AFBV |
| Quantidade de ações ordinárias | 191.262.711 | 1 | 1.000 | 3.000 |
| Participação | 100% | 100% | 100% | 30% |
| | R$ | R$ | R$ | R$ (*) |
| Capital social | 2.042.553 | 109 | 2 | 20 |
| Patrimônio líquido | 2.840.125 | 24 | 159.158 | 459.227 |
| Resultado do período | 166.145 | (83) | (790) | (346) |
| Ativo total | 3.614.491 | 81 | 159.376 | 468.198 |
| Passivo total | 774.367 | 56 | 217 | 8.970 |
| Receita líquida | 356.598 | - | - | 15.159 |

| | 31/12/2016 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | QGEP | QGEP International | QGEP B.V. | AFBV |
| Quantidade de ações ordinárias | 191.262.711 | 1 | 1.000 | 3.000 |
| Participação | 100% | 100% | 100% | 30% |
| | R$ | R$ | R$ | R$ (*) |
| Capital social | 2.042.553 | 109 | 2 | 20 |
| Patrimônio líquido | 2.776.925 | 110 | 164.516 | 476.624 |
| Resultado do período | 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.

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

| | 30/09/2017 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Controladora | | | Consolidado |
| | QGEP | QGEP International | Total | |
| Saldo em 31 de dezembro de 2016 | 2.776.925 | 110 | 2.777.035 | 138.363 |
| Plano de opção de ações | 1.717 | - | 1.717 | - |
| Pagamento de dividendos (a) | (100.109) | - | (100.109) | - |
| Ajustes acumulados de conversão | (4.553) | (3) | (4.556) | (959) |
| Resultado de equivalência patrimonial (b) | 166.145 | (83) | 166.062 | 365 |
| Saldo em 30 de setembro de 2017 | 2.840.125 | 24 | 2.840.149 | 137.768 |

(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$38.677 (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) Resultado apurado pelas investidas no período findo em 30 de setembro de 2017.

| | 31/12/2016 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Controladora | | | Consolidado |
| | QGEP | 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) | 157.335 | (184) | 157.151 | 509 |
| Saldo em 31 de dezembro de 2016 | 2.776.925 | 110 | 2.777.035 | 138.363 |

(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.

## 13. IMOBILIZADO

| | Taxa de depreciação e amortização | Consolidado 30/09/2017 Custo | Depreciação e amortização | Líquido |
|---|---|---|---|---|
| Segmento corporativo | | | | |
| Móveis e utensílios | 10% | 2.724 | (1.179) | 1.545 |
| Benfeitorias em imóveis de terceiros | 20% | 4.107 | (4.077) | 30 |
| Instalações | 11% | 1.556 | (487) | 1.069 |
| Computadores - *Hardware* | 20% | 3.061 | (2.309) | 752 |
| Imóveis | 3% | 6.363 | (580) | 5.783 |
| Terrenos | - | 174 | - | 174 |
| Subtotal | | 17.985 | (8.632) | 9.353 |
| Segmento de *upstream* | | | | |
| Gastos com exploração de recursos naturais em andamento (i) | - | 105 | - | 105 |
| Gastos com exploração de recursos naturais (ii) | | 16.844 | (13.699) | 3.143 |
| Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás em andamento (iv) e (v) | | 444.628 | - | 444.628 |
| Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás | (iii) | 1.030.477 | (797.751) | 232.726 |
| Subtotal | | 1.492.054 | (811.450) | 680.604 |
| Total | | 1.510.039 | (820.082) | 689.955 |

| | Taxa de depreciação e amortização | Consolidado 31/12/2016 Custo | Depreciação e amortização | Líquido |
|---|---|---|---|---|
| Segmento corporativo | | | | |
| 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 - *Hardware* | 20% | 3.014 | (2.005) | 1.009 |
| Imóveis | 3% | 6.363 | (448) | 5.915 |
| Terrenos | - | 174 | - | 174 |
| Subtotal | | 18.112 | (7.294) | 10.819 |
| 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 |

| | Taxa de depreciação e amortização | Consolidado 31/12/2016 Custo | Depreciação e amortização | Líquido |
|---|---|---|---|---|
| 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) | 1.037.372 | (754.222) | 283.150 |
| Subtotal | | 1.684.705 | (767.312) | 917.393 |
| Total | | 1.702.817 | (774.606) | 928.211 |

(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 período findo em 30 de setembro de 2017 R$38.400 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.

| | Consolidado | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Custo | Gastos com imobilizados corporativos | Gastos com exploração de recursos naturais em andamento | | Gastos com exploração de recursos naturais | Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás - em andamento | | Gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás | | Total |
| Saldo em 31/12/2015 | 18.842 | 201.358 | | 16.844 | 305.060 | | 1.052.301 | | 1.594.406 |
| (+)Adições do período | 569 | 22.666 | (e) | - | 108.507 | (f) | 64.475 | (g) | 196.217 |
| (-) Baixas do período | (1.299) | - | | - | (7.107) | | (79.404) | (i) | (87.810) |
| Saldo em 31/12/2016 | 18.112 | 224.024 | | 16.844 | 406.460 | | 1.037.372 | | 1.702.813 |
| (+)Adições do período | 62 | 4.667 | (e) | - | 38.168 | (f) | (6.895) | (g) | 36.002 |
| (-) Baixas do período | (189) | (228.586) | (e) | - | - | | - | (i) | (228.775) |
| Saldo em 30/09/2017 | 17.985 | 105 | | 16.844 | 444.628 | | 1.030.477 | | 1.510.039 |

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.

Em 30 de setembro de 2017, as principais adições e baixas de imobilizado no período 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.

| Depreciação e amortização | Depreciação imobilizado corporativo | Amortização gastos com exploração de recursos naturais | Amortização gastos com desenvolvimento de produção de petróleo e gás | Total |
|---|---|---|---|---|
| Saldo em 31/12/2015 | (5.546) | (12.224) | (691.178) | (708.948) |
| (-) Adições do período | (2.345) | (866) | (63.043) | (66.254) |
| (+) Baixas do período | 597 | - | - | 597 |
| Saldo em 31/12/2016 | (7.294) | (13.090) | (754.221) | (774.605) |
| (-) Adições do período | (1.338) | (609) | (43.530) | (45.477) |
| (+) Baixas do período | - | - | - | - |
| Saldo em 30/09/2017 | (8.632) | (13.699) | (797.751) | (820.082) |

## 14. INTANGÍVEL

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Taxa de depreciação | Custo | Amortização | 30/09/2017 |
| Aquisição de concessão exploratória (i) | - | 250.709 | - | 250.709 |
| Bônus de assinatura (ii) | - | 158.452 | - | 158.452 |
| Software | 20% | 7.863 | (6.550) | 1.313 |
| Total | | 417.024 | (6.550) | 410.474 |

| | 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% | 7.863 | (5.682) | 2.181 |
| Total | | 732.735 | (5.682) | 727.053 |

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| Custo e amortização | Aquisição de concessão exploratória | Bônus de assinatura | Software | Total |
| Saldo em 31/12/2015 | 529.399 | 195.472 | 3.486 | 728.357 |
| (+) Adições (custo) | - | - | 184 | 184 |
| (-) Adições (amortização) | - | - | (1.490) | (1.490) |
| Saldo em 31/12/2016 | 529.399 | 195.472 | 2.180 | 727.051 |
| (+) Adições (custo) | - | 32.983 | - | 32.983 |
| (-) Baixas (custo) | (278.692) | (70.003) | - | (348.695) |
| (-) Adições (amortização) | - | - | (867) | (867) |
| Saldo em 30/09/2017 | 250.707 | 158.452 | 1.313 | 410.474 |

(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 21).

Em 27 de setembro de 2017, a QGEP fechou dois acordos de farm-out, um com a ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. ("ExxonMobil") e outro 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 milhões, 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.

## 15. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

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

| | | | Consolidado | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 | Encargos | Forma de pagamento - juros | Vencimento |
| Moeda nacional | | | | | |
| BNB - Banco do Nordeste | 118.046 | 117.943 | 4,71% a.a. + bônus de adimplência de 15% | Mensal | Até Set/2026 |
| FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos: Subcrédito A | 104.838 | 118.310 | Subcrédito A: 3,5% a.a | Mensal | Até Set/2023 |
| Subcrédito B | 112.579 | 125.270 | Subcrédito B: TJLP + (5% a.a - 6,5% a.a) (a) | Mensal | Até Set/2023 |
| | 217.417 | 243.580 | | | |
| Total | 335.463 | 361.523 | | | |
| Circulante | 36.745 | 36.557 | | | |
| Não circulante | 298.718 | 324.966 | | | |
| Total consolidado (b) | 335.463 | 361.523 | | | |

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

(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$1.584 em 30 de setembro de 2017 (valor retido no momento da liberação do crédito).

Movimentação dos empréstimos e financiamentos:

| | |
|---|---|
| Saldo em 31/12/2015 | 369.643 |
| (+) Adições de juros | 15.948 |
| (-) Amortização de principal | (11.993) |
| (-) Amortização de juros | (15.903) |
| Saldo bruto do custo de empréstimo | 357.695 |
| (-) Custo do empréstimo FINEP | (1.782) |
| Saldo final em 31/12/2016 | 355.913 |
| (+) Adições de juros | 12.829 |
| (-) Amortização de principal | (27.080) |
| (-) Amortização de juros | (11.809) |
| Saldo bruto do custo de empréstimo | 329.853 |
| (-) Custo do empréstimo FINEP | (1.584) |
| Saldo final em 30/09/2017 | 328.269 |

| | Consolidado | |
|---|---|---|
| | 30/09/2017 | 31/12/2016 |
| Circulante | 36.745 | 36.557 |
| Não circulante | 297.134 | 323.184 |

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

| Vencimentos | 30/09/2017 |
|---|---|
| 2018 | 35.836 |
| 2019 | 37.958 |
| 2020 a 2026 | 252.521 |
| Total | 373.968 |

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. Consequentemente, nenhuma provisão foi constituída nas informações financeiras trimestrais referentes a 31 de dezembro de 2016 e 30 de setembro de 2017.

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

INEMA – Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos

A Execução Fiscal n° 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$460 (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$124 (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$9.131 (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$2.912 (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$6.454.

IRRF, PIS, COFINS e CIDE sobre afretamento

Não recolhimento de impostos e contribuições sobre as remessas ao exterior para o pagamento de afretamento no período de 2008 a 2012. O período de 2008 a 2009 refere-se ao não recolhimento de IRRF e CIDE. Já os anos de 2010 a 2012 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. No tocante à participação da QGEP, os valores em discussão referentes aos afretamentos realizados em 2008 a 2012, montam aproximadamente a R$ 90.928.

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 período apresentado nas informações financeiras trimestrais.

## 17. PROVISÃO PARA ABANDONO

As estimativas dos custos com abandono, informadas pelo operador, foram revisadas para o período findo em 30 de setembro de 2017, conforme notas explicativas 2.8 e 3.2.5. Em 30 de setembro 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 período findo em 30 de setembro de 2017:

| | Consolidado |
|---|---|
| Saldo em 31 de dezembro de 2015 | 225.960 |
| Adição de provisão | 27.011 |
| Variação cambial e outros, líquidos | (46.914) |
| Saldo em 31 de dezembro de 2016 | 206.057 |
| Variação cambial e outros, líquidos | (1.358) |
| Saldo em 30 de setembro de 2017 | 204.699 |

(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

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Receita bruta | 170.317 | 446.725 | 135.518 | 466.421 |
| PIS | (2.723) | (7.137) | (2.153) | (7.413) |
| COFINS | (12.545) | (32.872) | (9.915) | (34.143) |
| ICMS | (19.334) | (50.641) | (15.302) | (52.723) |
| Crédito presumido ICMS (*) | 3.867 | 10.128 | 3.060 | 10.545 |
| ISS | (91) | (266) | (119) | (372) |
| Descontos - reduções contratuais | (3.905) | (9.339) | (2.683) | (9.736) |
| Total de deduções | (34.732) | (90.127) | (27.112) | (93.842) |
| Receita líquida | 135.586 | 356.598 | 108.406 | 372.579 |

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

## 19. CUSTOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

### 19.1. Custos

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Custos de extração | (27.914) | (92.909) | (33.083) | (98.255) |
| Royalties e participação especial | (13.062) | (31.475) | (9.830) | (33.793) |
| Pesquisa e desenvolvimento | (1.598) | (3.984) | (1.330) | (4.447) |
| Amortização e depreciação | (16.724) | (44.139) | (13.199) | (49.066) |
| Total | (59.298) | (172.507) | (57.442) | (185.561) |

19.2. Despesas gerais e administrativas

| | Controladora | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Pessoal | (963) | (2.872) | (941) | (2.787) |
| Serviços contratados de terceiros | (196) | (388) | (162) | (338) |
| Impostos e taxas | (48) | (147) | (48) | (142) |
| Anúncios e publicações | (21) | (244) | (4) | (256) |
| Outras despesas | (9) | (38) | (9) | (51) |
| Total | (1.237) | (3.689) | (1.164) | (3.574) |

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Pessoal | (14.249) | (44.697) | (16.047) | (47.556) |
| Serviços contratados de terceiros | (2.459) | (6.814) | (2.580) | (8.317) |
| Seguros | (346) | (956) | (476) | (1.367) |
| Impostos e taxas | (870) | (2.351) | (244) | (1.146) |
| Anúncios e publicações | (36) | (407) | (24) | (434) |
| Patrocínio | (94) | (136) | (1) | (88) |
| Serviços compartilhados | (21) | (70) | (22) | (72) |
| Amortização e depreciação | (736) | (2.289) | (962) | (2.881) |
| Manutenção | (609) | (1.917) | (774) | (2.618) |
| Locação | (566) | (1.709) | (548) | (2.016) |
| Outras despesas | (261) | (939) | (485) | (1.505) |
| Alocação de projetos E&P (a) | 8.599 | 25.675 | 8.805 | 33.561 |
| Total | (11.648) | (36.610) | (13.358) | (34.439) |

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

## 20. GASTOS EXPLORATÓRIOS PARA A EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Aquisição / processamento de sísmica | (185) | (7.229) | (1.936) | (37.942) |
| Gastos com geologia e geofísica | (1.335) | (5.171) | (335) | (2.337) |
| Despesas gerais e administrativas | (345) | (3.596) | (1.786) | (3.958) |
| Segurança, meio-ambiente e saúde | (1.921) | (2.084) | (560) | (982) |
| Serviços de perfuração | (1.634) | (4.262) | (727) | (5.081) |
| Outros | (615) | (2.104) | (665) | (1.041) |
| Total | (6.035) | (24.446) | (6.009) | (51.341) |

## 21. RESULTADO FINANCEIRO, LÍQUIDO

| | Controladora | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Rendimento das aplicações financeiras (*) | 1.405 | 2.026 | 139 | 343 |
| Outras receitas e despesas financeiras | (66) | (85) | - | (1) |
| Total | 1.339 | 1.941 | 139 | 342 |

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Rendimento das aplicações financeiras (*) | 18.103 | 84.089 | 36.449 | 17.304 |
| Fundo cambial | (26.314) | (22.404) | 5.609 | (70.841) |
| Aplicação Renda Fixa/DI | 44.417 | 106.493 | 30.840 | 88.145 |
| Outras receitas e despesas financeiras | (4.286) | (4.799) | 692 | (4.241) |
| Total | 13.817 | 79.290 | 37.141 | 13.063 |

(*) 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).

## 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<br>Camarão Norte (BCAM-40) | 06/08/1998 | Petrobras (operador)<br>Queiroz Galvão Exploração e Produção<br>Geopark<br>Brasoil | 35<br>45<br>10<br>10 |
| | Santos | Atlanta e Oliva (BS-4) | 06/08/1998 | OGX<br>Barra Energia<br>Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador) | 40<br>30<br>30 |
| | Camamu - Almada | CAL-M-372 | 24/11/2004 | Petrobras (operador)<br>Queiroz Galvão Exploração e Produção<br>OP Energia | 60<br>20<br>20 |
| | Santos | BM-S-8 (*) | 15/09/2000 | Statoil (operador)<br>Petrogal<br>Barra Energia<br>Queiroz Galvão Exploração e Produção | 66<br>14<br>10<br>10 |

| Fase | Bacia | Bloco/ Campo | Data de concessão | Participação | % |
|---|---|---|---|---|---|
| Exploração | 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<br>Statoil Brasil (operador)<br>Petrobras | 20<br>40<br>40 |
| | Espírito Santo | ES-M-673 | 30/08/2013 | Queiroz Galvão Exploração e Produção<br>Statoil Brasil (operador)<br>Petrobras | 20<br>40<br>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<br>Total (operador)<br>Premier | 25<br>45<br>30 |
| | Pernambuco-Paraíba | PEPB-M-894 | 17/09/2013 | Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)<br>Petra Energia | 30<br>70 |
| | Pernambuco-Paraíba | PEPB-M-896 | 17/09/2013 | Queiroz Galvão Exploração e Produção (operador)<br>Petra Energia | 30<br>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 (***) | | Queiroz Galvão Exploração e Produção<br>ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador)<br>Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda | 30<br>50<br>20 |
| | Sergipe - Alagoas | SEAL-M-503 (***) | | Queiroz Galvão Exploração e Produção<br>ExxonMobil Exploração Brasil Ltda (operador)<br>Murphy Brazil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda | 30<br>50<br>20 |

(*) Em 11 de julho de 2017, o Conselho de Administração aprovou a venda por U$S379 milhões 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 27 de setembro de 2017, a QGEP fechou dois acordos de farm-out, um com a ExxonMobil e outro com a 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 (nota explicativa 14). A transação está sujeita a aprovação da ANP e CADE.

(***) 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 está sujeita a aprovação da ANP e CADE.

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 km² | *Royalties* | Taxa de retenção de área por km² (Valores em Reais) Exploração | Desenvolvimento | Produção |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Manati | - | 2000 | - | 75.650 | 7,5% | 100,00 | 200,00 | 1.000,00 |
| Camarão Norte | - | 2000 | - | 16.470 | 7,5% | 100,00 | 200,00 | 1.000,00 |
| 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 |
| BM-S-8 | - | 2000 | - | 392.000 | 10% | 396,02 | 792,04 | 3.960,20 |
| Atlanta e Oliva (BS-4) | - | 1998 | - | 199.6 | 7,8% | 200,00 | 400,00 | 2.000,00 |
| Total | 239,3 | | 195.472 | | | | | |

Em 30 de setembro 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.

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

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

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

- Royalties - Os valores são recolhidos a 7,5% do valor de referência ou do valor comercializado, dos dois o maior, a partir da data de início da produção da área de concessão. No período findo em 30 de setembro de 2017 foram provisionados R$27.656 (R$28.601 em 30 de setembro de 2016) de royalties referentes à produção do campo Manati, dos quais R$3.339 (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 n° 2705/98, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. No período findo em 30 de setembro de 2017 foram registrados R$3.819 (R$5.192 em 30 de setembro de 2016) de participação especial na demonstração do resultado como custos, dos quais R$2.444 (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$1.918 para o período findo em 30 de setembro de 2017, registrado na demonstração do resultado como custos operacionais e custos exploratórios (R$196 em 30 de setembro 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 pelo *FASB - Accounting Standards Codification*, de acordo com ASC 932 - Atividades Extrativas de Óleo e Gás.
Estas reservas correspondem às quantidades estimadas de gás que pela análise dos dados geológicos e de engenharia de reservatórios podem ser estimados com razoável certeza, sob condições econômicas definidas, métodos de operação estabelecidos e sob as condições regulatórias vigentes.

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

A reserva de gás estimada comercializável está apresentada conforme abaixo:

| | Reserva total campo ($MMm^3$)* |
|---|---|
| Reserva Provada ao 100% da participação em 31/12/2016 (conforme relatório Gaffney, Cline & Associates - GCA) | 7.930 |
| Produção | (1.265) |
| Volume remanescente em 30/09/2017 - não certificado pela GCA (**) | 6.665 |

(*) não revisado pelos auditores independentes

(**) Montante estimado a partir da reserva certificada em dezembro de 2016 por peritos especialistas, deduzidas das produções mensais até 30/09/2017 e ajustada pelo aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati entre a QGEP e a Petrobras assinado em 16 de julho de 2015 (nota explicativa 5).

c) Garantias

Em 30 de setembro de 2017, o Grupo possui garantias, através de seguro garantia, junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis - ANP no total de R$344.912. Essas garantias compreendem os objetos de Programas Exploratórios Mínimos previstos nos contratos de concessão das áreas de exploração no montante de R$239.256 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 USD14.400 (R$45.619 ptax em 30 de setembro de 2017 e R$56.229 ptax em 31 de dezembro 2016), referente a 10% das obrigações da AFBV no contrato de afretamento do FPSO Petrojarl 1.

## 23. COMPROMISSOS

Em 30 de setembro 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:

| | Consolidado (*) | | |
|---|---|---|---|
| | 2017 | 2018 | 2019 em diante |
| Total de compromissos | 34.519 | 136.391 | 360.622 |

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

## 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

| | 30/09/2017 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Controladora | | Consolidado | |
| | Valor contábil | Valor Justo | Valor contábil | Valor Justo |
| Ativos financeiros | | | | |
| Mantidos até o vencimento | | | | |
| Caixa restrito | - | - | 149.837 | 149.837 |
| Empréstimos e recebíveis | | | | |
| Caixa e depósitos bancários | 94 | 94 | 8.595 | 8.595 |
| Contas a receber (i) | - | - | 109.446 | 109.446 |
| Partes relacionadas | - | - | 21.845 | 21.845 |
| Valor justo por meio do resultado | | | | |
| Aplicações financeiras (ii) | 62.935 | 62.935 | 1.450.350 | 1.450.350 |
| Passivos financeiros | | | | |
| Custo amortizado: | | | | |
| Fornecedores (i) | 86 | 86 | 51.094 | 51.094 |
| Partes relacionadas | - | - | 8.614 | 8.614 |
| Empréstimos e financiamentos (ii) | - | - | 267.743 | 267.743 |

| | 31/12/2016 | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Controladora | | Consolidado | |
| | Valor contábil | Valor Justo | Valor contábil | Valor Justo |
| Ativos financeiros | | | | |
| 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) | | | | |
| Passivos financeiros | | | | |
| 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.

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 | 86 | 86 |
| Total | 86 | 86 |

| | Consolidado | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Até 1 mês | De 1 a 3 meses | Até 1 ano | Até 10 anos | Total |
| Fornecedores | 51.048 | 35 | 11 | - | 51.094 |
| Partes relacionadas | - | - | 8.614 | - | 8.614 |
| Empréstimos e financiamentos | - | - | 36.745 | 297.134 | 342.592 |
| Total | 51.048 | 35 | 45.370 | 297.134 | 393.587 |

d) Risco de crédito

O risco de crédito é minimizado pelo fato das vendas da Companhia serem realizadas basicamente à Petrobras (96,3% em 30 de setembro 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 período findo em 31 de março 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

| Operação | Saldo em 30/09/2017 | Risco | Cenário provável (a) | Cenário I - deterioração de 25% | Cenário II - Deterioração de 50% |
|---|---|---|---|---|---|
| CDI anual em 30 de setembro de 2017 (10,14%) | 1.450.350 | | | | |
| Equivalentes de caixa e aplicações financeiras (circulante e não circulante) - efetivo | | Redução do CDI | 8,14% | 6,11% | 4,07% |
| Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2017 | | | | | |
| Equivalentes de caixa e aplicações financeiras – estimado | | Redução do CDI | 1.568.408 | 1.536.491 | 1.504.574 |
| Receita estimada em 31 de dezembro de 2017 | | | 118.058 | 86.141 | 54.224 |
| Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2017 | | | - | (31.917) | (63.834) |

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

| Operação | Saldo em 30/09/2017 | Risco | Cenário provável (a) | Cenário I - deterioração de 25% | Cenário II - Deterioração de 50% |
|---|---|---|---|---|---|
| CDI anual em 30 de setembro de 2017 (10,14%) | 149.837 | | | | |
| Taxa anual estimada do CDI para 31 de dezembro de 2017 | | | 8,14% | 6,11% | 4,07% |
| Caixa restrito - estimado em 31 de dezembro de 2017 | | Redução do CDI | 162.034 | 158.736 | 155.439 |
| Receita estimada em 31 de dezembro de 2017 | | | 12.197 | 8.899 | 5.602 |
| Efeito da redução na receita de aplicações financeiras em 30 de setembro de 2017 | | | - | (3.297) | (6.595) |

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

| Operação | Saldo em 30/09/2017 | Risco | Cenário provável (a) | Cenário I - deterioração de 25% | Cenário II - Deterioração de 50% |
|---|---|---|---|---|---|
| TJLP em 30 de setembro de 2017 (7,0% a.a.) | | | | | |
| Empréstimos e financiamentos: | | | | | |
| FINEP | 112.579 (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 | | | 7.881 | 9.989 | 12.097 |
| Empréstimos e financiamentos- estimado em 31 de dezembro de 2017 | | | 120.460 | 122.568 | 124.676 |
| Efeito do incremento nas despesas de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2017 | | | - | 2.108 | 4.216 |

(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 30 de setembro 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 30 de setembro 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 | 71.747.370 | 26,9 |
| Ações em tesouraria | 7.772.424 | 3,0 |
| Administradores | 211.232 | 0,1 |
| Total | 265.806.905 | 100 |

### ii. Resultado líquido por ação

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

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

| 01/07/2017 | 01/01/2017 | 01/07/2016 | 01/01/2016 |
|---|---|---|---|

| | a 30/09/2017 | a 30/09/2017 | a 30/09/2016 | a 30/09/2016 |
|---|---|---|---|---|
| Resultado básico e diluído por ação | | | | |
| Numerador: | | | | |
| Lucro líquido do período | 60.495 | 164.313 | 62.955 | 101.705 |
| Denominador (em milhares de ações): | | | | |
| Média ponderada de número de ações ordinárias | 257.852 | 257.852 | 257.852 | 257.852 |
| Resultado básico e diluído por ação ordinária | 0,23 | 0,62 | 0,24 | 0,38 |

O resultado básico e diluído por ação ordinária é o mesmo, uma vez que em 30 de setembro 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:

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

A movimentação das opções de ações existentes em 30 de setembro de 2017 está apresentada a seguir:

| | Opções de ações | Preço de Período médio ponderado |
|---|---|---|
| Opções em circulação em 31 de dezembro de 2013 | 5.709.275 | 14,70 |
| Concedidas no período - 24/02/2014 | 2.296.500 | 8,98 |
| Opções em circulação em 31 de dezembro de 2014 | 8.005.775 | 13,56 |
| Concedidas no período - 12/03/2015 | 2.334.915 | 6,36 |
| Opções em circulação em 31 de dezembro de 2015 | 10.340.690 | 12,36 |
| Concedidas no período - 23/02/2016 | 2.334.915 | 4,88 |
| Opções em circulação em 31 de dezembro de 2016 e 30 de setembro de 2017 | 12.675.605 | 11,29 |

O intervalo de preços de exercício e a maturidade média das opções em circulação, assim como os intervalos de preços de exercício para as opções exercíveis no período findo em 30 de setembro de 2017 estão sumariadas abaixo:

| | Opções em circulação | | | Opções exercíveis | |
|---|---|---|---|---|---|
| Plano | Opções em circulação em set/2017 | Maturidade em anos | Preço de período | Opções exercíveis em set/2017 | Preço de período médio (*) |
| Plano 2016 | 2.334.915 | 7 | 4,88 | - | 5,11 |
| Plano 2015 | 2.334.915 | 7 | 6,36 | - | 7,31 |
| Plano 2014 | 2.296.500 | 7 | 8,98 | 1.977.775 | 11,24 |
| Plano 2013 | 2.120.319 | 7 | 12,83 | 1.766.933 | 16,88 |
| Plano 2012 - 2ª outorga | 550.000 | 7 | 12,81 | 550.000 | 17,94 |
| Plano 2012 - 1ª outorga | 1.941.517 | 7 | 14,17 | 1.941.517 | 19,99 |
| Plano 2011 | 1.097.439 | 7 | 19,00 | 1.097.439 | 27,96 |

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

Para o período findo em 30 de setembro de 2017, a Companhia registrou no patrimônio líquido um resultado com remuneração baseada em ações no montante de R$1.716, sendo R$310 da outorga do plano de 2014, R$687 da outorga do plano de 2015 e R$719 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 30 de setembro 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 períodos 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).

## 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.

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

A posição das ações em tesouraria é como segue abaixo:

| | Ações ordinárias (*) | Valor - R$mil |
|---|---|---|
| Saldo em 31 de dezembro de 2011 | - | - |
| Movimentação do período | | |
| Outorga de opção de compra de ações 2011 | 1.097.439 | 9.107 |
| Outorga de opção de compra de ações 2012 | 2.491.517 | 29.792 |
| Saldo em 31 de dezembro de 2012 | 3.588.956 | 38.899 |
| Outorga de opção de compra de ações 2013 | 2.120.319 | 23.601 |
| Saldo em 31 de dezembro de 2013 | 5.709.275 | 62.500 |
| Outorga de opção de compra de ações 2014 | 2.245.357 | 18.507 |
| Saldo em 31 de dezembro de 2014, 2015, 2016 | 7.954.632 | 81.007 |
| Realização de stock options em 30 de setembro de 2017 | (182.208) | (1.110) |
| Saldo em 30 de setembro de 2017 | 7.772.424 | 79.897 |

(*) Quantidade de ações

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

| | |
|---|---|
| Mínimo | 7,88 |
| Médio | 10,60 |
| Máximo | 13,39 |

Valor de mercado das ações em tesouraria

O valor de mercado das ações ordinárias em tesouraria em 30 de setembro de 2017:

| | |
|---|---|
| Quantidade de ações em tesouraria | 7.772.424 |
| Cotação por ação na B3 (R$) | 7,87 |
| Valor de mercado (R$mil) | 61.169 |

A quantidade de ações em tesouraria em 30 de setembro de 2017 representa 3,0% 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:

| | Data de vigência | | Importâncias seguradas |
|---|---|---|---|
| Modalidade | Início | Vencimento | Set-17 |
| Responsabilidade civil geral | 21/07/2016 | 30/06/2018 | 425.061 |
| Riscos de petróleo e operacionais | 21/07/2016 | 30/06/2018 | 631.092 |
| Total | | | 1.056.113 |

## 28. PLANO DE BENEFICIOS DE APOSENTADORIA

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

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

| | Controladora | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Despesas previdência privada | (23) | (70) | (23) | (54) |
| Total | (23) | (70) | (23) | (54) |

| | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 01/07/2017 a 30/09/2017 | 01/01/2017 a 30/09/2017 | 01/07/2016 a 30/09/2016 | 01/01/2016 a 30/09/2016 |
| Despesas previdência privada | (221) | (859) | (217) | (883) |
| Total | (221) | (859) | (217) | (883) |

## 29. INFORMAÇÕES ADICIONAIS AOS FLUXOS DE CAIXA

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

| | 30/09/2017 | 30/09/2016 |
|---|---|---|
| Fornecedores de imobilizado | 6.538 | 13.973 |
| Bônus de assinatura a pagar | 32.983 | - |
| Bens destinados a venda | 577.281 | - |
| Variação cambial sobre provisão de abandono e imobilizado | 1.358 | (42.492) |
| Encargos financeiros capitalizados | 7.867 | 8.926 |

## 30. APROVAÇÃO DAS INFORMAÇÕES FINANCEIRAS TRIMESTRAIS

As informações financeiras trimestrais foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 6 de novembro de 2017 e autorizadas para arquivamento junto à CVM em 8 de novembro de 2017.

## 31. EVENTOS SUBSEQUENTES

Na segunda quinzena de outubro, a Barra Energia, uma das sócias do consórcio, exerceu os direitos de expulsão da Dommo Energia (ex-OGX) no Bloco BS-4, a qual detém 40%, nos exatos termos do disposto no contrato de operações conjuntas do consórcio (JOA), ou seja, determinando a cessão compulsória de sua participação pro-rata à QGEP e Barra Energia. O exercício, sujeito à aprovação da ANP, se deu em virtude da inadimplência da Dommo Energia com suas obrigações de pagamento, atualmente no valor de R$97 milhões.

A Dommo Energia contesta sua expulsão em procedimento arbitral, iniciado em 20 de outubro de 2017 perante a Corte de Arbitragem Internacional de Londres (LCIA), alegando, em suma, suposta ilegalidade no exercício dos direitos de expulsão pela Barra Energia e danos causados a esta por suposta responsabilidade da QGEP, na qualidade de operador, e da Barra Energia, na qualidade de não-operador, em relação às atividades do Bloco, ou pleiteando, caso o tribunal mantenha a expulsão da Dommo Energia do consórcio, adequada compensação pela perda ou diluição de sua participação em favor das consorciadas adimplentes de maneira equitativa à sua inadimplência. A QGEP não concorda que há respaldo nas alegações da Dommo Energia e irá se manifestar nos autos da arbitragem instaurada pela Dommo conforme prazos e regras adotados pelas partes.

Em 17 de outubro de 2017, a Dommo divulgou através de fato relevante ao mercado um acordo com empresa do grupo Seacrest, informando sua intenção firme de venda de 30% de sua participação no Bloco pelo valor global de US$63 milhões, o qual inclui repagamento integral da dívida com o consórcio. Não obstante, até a presente data a Dommo não apresentou ao consórcio contrato de farm-out assinado com terceiro interessado para venda de sua participação e para equacionamento da sua dívida com o consórcio.

Atualmente a ANP já avalia a reabertura de prazo para cessão compulsória da participação integral da Dommo Energia no âmbito dos procedimentos administrativos em andamento. Estes têm por objeto a rescisão do contrato de concessão em relação à Dommo por falta de capacidade financeira, sob pena de perda da concessão para os concessionários adimplentes, QGEP e Barra Energia, caso não haja a cessão para terceiro no prazo estipulado.

Independente da discussão acerca da inadimplência da Dommo, a Administração da Companhia não espera que esta situação traga qualquer impacto nas operações futuras do Bloco BS-4.
.

## 32. MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

| **Conselho de Administração** | **Diretoria** |
|---|---|
| Antonio Augusto de Queiroz Galvão | Lincoln Rumenos Guardado |
| Mauricio José de Queiroz Galvão | Paula Vasconcelos da Costa Corte-Real |
| Ricardo de Queiroz Galvão | Danilo Oliveira |
| José Augusto Fernandes Filho | |
| Leduvy de Pina Gouvêa Filho | |
| Luiz Carlos de Lemos Costamilan | |
| José Luiz Alqueres | |

| **Conselho Fiscal** | ***Controller* e Contadora responsável** |
|---|---|
| Sérgio Tuffy Sayeg | Ana Glória de Oliveira Nogueira |
| José Ribamar de Lemos de Souza | CRC 074611/O-2 RJ |
| Carlos Eduardo Parente de Oliveira Alves | |

queiroz galvão
QGEP PARTICIPAÇÕES

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 30 de setembro de 2017.

Rio de Janeiro, 6 de novembro de 2017.

Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente

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

Danilo Oliveira
Diretor

queiroz galvão
QGEP PARTICIPAÇÕES

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 30 de setembro de 2017.

Rio de Janeiro, 6 de novembro de 2017.

Lincoln Rumenos Guardado
Diretor Presidente

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

Danilo Oliveira
Diretor