

QUARTO TRIMESTRE E ANO DE 2017

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

08 de março de 2018

12h00 (Horário de Brasília)

10h00 (Horário de Nova York)

Dial in Brasil: +55 11 3193-1001 ou +55 11 2820-4001

Dial in EUA: +1 646 828-8246

Código: QGEP

QGEP

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ

Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

QGEP divulga o resultado do 4T17 e ano de 2017

Rio de Janeiro, 7 de março de 2018 – A QGEP Participações S.A. (B3: QGEP3), uma das principais empresas do setor de Exploração & Produção, com um portfólio único de ativos de produção, desenvolvimento e exploração de óleo e gás, anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e ano de 2017, encerrado em 31 de dezembro de 2017. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas no IFRS (*International Financial Reporting Standards*, ou Normas Internacionais de Relatório Financeiro), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

Campo de Manati

A produção média diária de gás totalizou **5,6MMm³ no 4T17**, comparada a 5,3MMm³ no 3T17 e 4,3MMm³ no 4T16. O aumento da demanda de gás ocorreu em função do despacho das termoeletricas.

Campo de Atlanta

O FPSO Petrojarl I chegou ao Campo no início do trimestre e **primeiro óleo previsto para março/abril de 2018**.

Blocos da 13^a e 14^a Rodadas

A QGEP concluiu dois acordos de *farm-out* para os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428, mantendo 30% de participação. O mesmo consórcio adquiriu dois blocos adjacentes, SEAL-M-501 e SEAL-M-503.

Remuneração ao Acionista

Proposta de dividendos totais de R\$400 milhões, ou R\$1,5452 por ação; potencial segundo pagamento extraordinário em avaliação.

Receita Líquida

Receita líquida de R\$145,1 milhões no 4T17, crescimento de 39,7% comparado a R\$103,9 milhões no 4T16, refletindo a maior produção.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de R\$193,0 milhões no 4T17, comparado a R\$51,2 milhões no 4T16, resultado do aumento do lucro operacional e do lucro na venda do Bloco BM-S-8.

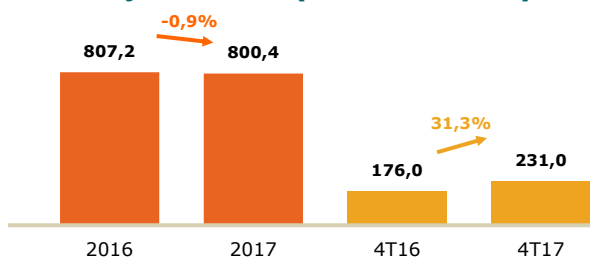
EBITDAX

EBITDAX de R\$239,8 milhões no 4T17, comparado a R\$37,5 milhões no 4T16, refletindo o lucro na venda do Bloco BM-S-8.

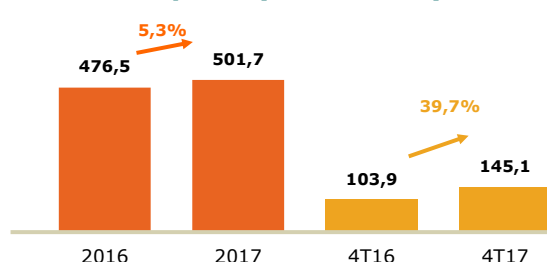
Saldo de Caixa

Saldo de caixa⁽¹⁾ de R\$2,0 bilhões ao final do ano refletindo a entrada de recursos com a venda do BM-S-8.

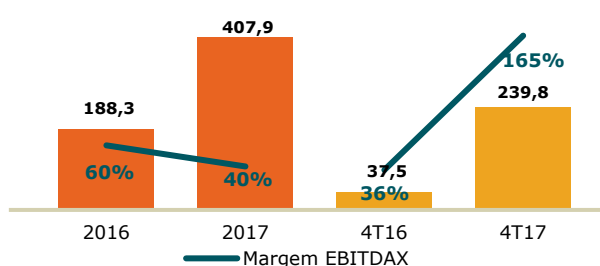
Produção de Gás (Milhões de m³)



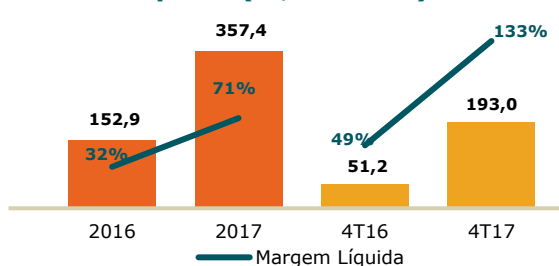
Receita Líquida (R\$ Milhões)



EBITDAX (R\$ Milhões)



Lucro Líquido (R\$ Milhões)



⁽¹⁾ Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

Mensagem da Administração

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

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

Outro elemento que também equilibrará nossos resultados em 2018 é a contribuição do nosso segundo ativo produtor, o Campo de Atlanta. No final do quarto trimestre, o FPSO Petrojarl I, totalmente adaptado, ingressou em águas brasileiras, chegando no Campo de Atlanta em 8 de janeiro de 2018. Como operadores do Bloco BS-4, estamos trabalhando em conjunto com a Teekay, operadora do FPSO, para interligar as linhas de produção e controle entre os poços e a embarcação para extração do primeiro óleo de Atlanta em Março/Abril de 2018. Projetamos atingir a produção diária estabilizada de até 20 mil barris de óleo ao longo do segundo trimestre. Já temos um acordo assinado com a Shell para venda de toda a produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta. O valor de venda do óleo considera um desconto em relação ao Brent e há uma perspectiva de redução neste desconto em comparação à média histórica, como resultado da escassez de petróleo pesado no mercado. Além disso, os primeiros 18 meses de produção se beneficiarão de taxas diárias mais baixas, resultantes de um acordo com a operadora do FPSO.

Ao longo de 2018, tomaremos a decisão, juntamente com nossos parceiros, sobre a perfuração de um terceiro poço no Campo de Atlanta, que é parte do SPA e que quando

em produção poderá acrescentar 10 mil barris por dia (kbpd) aos níveis de produção. Em 2019, avaliaremos o potencial de avançar com um Sistema de Produção Definitiva em Atlanta, o que implicaria a perfuração de até nove poços adicionais, trazendo a produção para a máxima de cerca de 75 kbpd até 2021. Estão sendo alocados cerca de US\$30 milhões no Capex contingente relativo ao ano de 2019 para esse desenvolvimento.

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










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

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

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

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

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 do Campo de Manati, um dos principais produtores de gás da região Nordeste do Brasil, foi de 5,6MMm³/dia no 4T17, o maior nível deste ano e substancialmente acima dos 4,3MMm³/dia produzidos no mesmo trimestre do ano anterior. A produção média trimestral aumentou ao longo do ano, passando de 4,2MMm³/dia no 1T17 a 4,5MMm³/dia no 2T17, 5,2MMm³/dia no 3T17 e finalmente alcançando 5,6MMm³/dia no 4T17. Com isso, a produção diária em 2017 atingiu média de 4,9 MMm³, semelhante à 2016 e em linha com as projeções da Companhia.

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

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

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

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora 

O FPSO chegou ao Brasil no final de 2017. Em janeiro de 2018, a Teekay, operadora do FPSO, e a QGEP, operadora do campo, iniciaram o processo de conexão das linhas de produção e controle, processo esse a ser concluído ainda no mês de março.

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

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

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

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

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. Os blocos estão localizados em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 Km da costa, e abrangem uma área total de 1.512 km².

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

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

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

BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

Participação: Diversas 

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

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

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

CAL-M-372

Participação: 20% 

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

Eventos Corporativos Recentes

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

Desempenho Financeiro

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

	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Receita líquida	145,1	103,9	39,7%	501,7	476,5	5,3%
Custos	(55,2)	(55,2)	0,1%	(227,7)	(240,7)	-5,4%
Lucro bruto	89,9	48,7	84,6%	274,0	235,7	16,2%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(15,5)	(15,2)	2,2%	(52,1)	(49,6)	5,1%
Equivalência patrimonial	(0,5)	0,3	-298,4%	(1,8)	0,5	-448,1%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(3,3)	(11,2)	-70,7%	(27,7)	(62,5)	-55,7%
Outras despesas operacionais líquidas	149,9	(0,2)	n.a.	149,9	(2,8)	n.a.
Lucro (Prejuízo) operacional	220,6	22,4	n.a.	342,3	121,3	182,2%
Resultado financeiro líquido	13,0	33,5	-61,2%	92,3	46,5	98,2%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	233,6	55,9	317,9%	434,6	167,9	158,9%
Imposto de renda e contribuição social	(40,5)	(4,7)	n.a.	(77,2)	(15,0)	416,4%
Lucro (Prejuízo) líquido	193,0	51,2	277,1%	357,4	152,9	133,7%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	216,9	216,7	0,1%	428,8	328,5	30,5%
EBITDAX⁽¹⁾	239,8	37,5	538,7%	407,9	188,3	116,6%

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

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

Os resultados financeiros consolidados do quarto trimestre de 2017 continuam exibindo uma melhora progressiva tanto na produção quanto na rentabilidade. O EBITDAX beneficiou-se dos maiores níveis de produção, de uma estrutura de custos aprimorada e do ganho com a venda do Bloco BM-S-8. A empresa encerrou o período com uma sólida posição de caixa da ordem de R\$2,0 bilhões, que combinada com as duas operações de farm-out, fornece recursos suficientes para suportar as despesas de capital nos próximos anos e ainda para retornar capital aos acionistas.

Destques Financeiros do 4T17:

- ▶ A receita líquida foi de R\$145,1 milhões, 39,7% superior ao 4T16. Esse aumento foi decorrente da maior produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 5,6MMm³ no 4T17, 30,2% superior aos 4,3MMm³ registrados no 4T16. Além da maior produção, a receita também se beneficiou do reajuste anual de preços do gás em Manati, ocorrido no início de 2017.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$3,3 milhões, 70,7% inferiores ao 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 operacionais totais somaram R\$55,2 milhões no trimestre, estáveis em comparação ao 4T16, refletindo principalmente as maiores despesas de depreciação e amortização e de royalties, em função do aumento da produção. Em contrapartida, os custos de produção foram menores na mesma proporção.
- ▶ Os custos de manutenção totalizaram R\$6,0 milhões, queda de 32% quando comparados ao mesmo período do ano anterior. Nesse item estão incluídos os R\$4,0 milhões associados ao reparo da linha de produção danificada do Campo de Manati, custo que ficou abaixo do orçamento inicial, deduzido da provisão de um reembolso parcial de seguro no valor de R\$3,9 milhões.
- ▶ As despesas gerais e administrativas totalizaram R\$15,5 milhões, aumento de 2,2% em relação ao mesmo período do ano anterior e de 33,0% em relação ao 3T17. Esse aumento deveu-se principalmente a R\$2,0 milhões em investimentos incentivados principalmente pela Lei do Audiovisual por meio da destinação de parte do Imposto de Renda para projetos sociais, parcialmente compensado por uma menor despesa associada à participação dos funcionários nos lucros e resultados.
- ▶ O EBITDAX no período foi de R\$239,8 milhões, em comparação com R\$37,5 milhões no 4T16, refletindo principalmente o ganho com a venda do Bloco BM-S-8. A margem EBITDAX foi de 165,2% superior ao mesmo período do ano anterior. Excluindo esse ganho não-recorrente, o EBITDAX seria equivalente a R\$89,9 milhões, 139,4% superior ao 4T16, beneficiando-se da maior produção, enquanto a margem EBITDAX seria de 61,9%.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$13,0 milhões, em comparação com os R\$33,5 milhões no 4T16, pois a Companhia optou por não manter recursos investidos em fundos cambiais, já que os recebíveis relacionados à venda do BM-S-8 são denominados em dólares e, portanto, funcionam como um hedge natural para compromissos futuros na mesma moeda.
- ▶ O lucro líquido no 4T17 atingiu R\$193,0 milhões, comparado a R\$51,2 milhões no 4T16, em função do aumento do lucro operacional e do ganho com a venda da participação no Bloco BM-S-8. Excluindo esse ganho não-recorrente, o lucro líquido seria equivalente a R\$67,7 milhões, 32,3% superior ao 4T16.
- ▶ No Balanço Patrimonial do 4T17 foi contabilizado na rubrica Bens destinados à Venda, o valor de 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\$216,9 milhões, ante R\$216,7 milhões no 4T16.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Depreciação e amortização	18,7	14,8	25,8%	62,8	63,9	-1,7%
Custos de produção	14,4	19,9	-27,8%	72,6	80,7	-10,1%
Custos de manutenção	6,0	8,8	-32,1%	35,4	38,8	-8,9%
Royalties	11,3	8,0	40,9%	39,0	36,6	6,4%
Participação especial	2,4	0,4	472,0%	6,2	5,6	10,2%
P&D	0,5	1,1	-59,2%	4,5	5,6	-20,4%
Outros	2,0	2,0	1,3%	7,4	9,5	-22,0%
TOTAL	55,2	55,2	0,1%	227,7	240,7	-5,4%

Destaques Financeiros de 2017:

- ▶ A receita líquida em 2017 totalizou R\$501,7 milhões, aumento de 5,3% em relação a 2016, em função principalmente do reajuste do preço do gás de Manati no início do ano, já que a produção ficou estável em relação a 2016.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$27,7 milhões, ante R\$62,5 milhões em 2016, devido aos menores gastos com aquisição e processamento de dados sísmicos no período.
- ▶ As despesas gerais e administrativas totalizaram R\$52,1 milhões, um aumento de 5,1% comparado a 2016. Esse aumento reflete a redução na alocação de despesas aos parceiros nos blocos em que a QGEP é operadora e também investimentos incentivados principalmente pela Lei do Audiovisual por meio da destinação de parte do Imposto de Renda para projetos sociais.
- ▶ Os custos operacionais totais somaram R\$227,7 milhões no ano, uma queda de 5,4% em comparação ao 2016. A redução se deu principalmente devido aos menores custos de manutenção no período.
- ▶ Os custos de manutenção totalizaram R\$35,4 milhões, 8,9% menores que no ano anterior. Nestes custos de manutenção estão incluídos R\$11,6 milhões relativos ao reparo em uma das linhas de produção do Campo de Manati, já incluindo a provisão do reembolso parcial de seguro no valor de R\$3,9 milhões, bem como R\$14,1 milhões relacionados à conclusão da pintura e manutenção da plataforma.
- ▶ O EBITDAX foi de R\$407,9 milhões, comparado a R\$188,3 milhões em 2016, aumento de 116,6%, em razão, principalmente, do ganho com a venda do Bloco BM-S-8, com margem EBITDAX de 39,6%. Excluindo esse ganho não-recorrente, o EBITDAX seria equivalente a R\$258,0 milhões, 36,9% superior a 2016, enquanto a margem EBITDAX seria de 51,4%.
- ▶ O resultado financeiro líquido do ano foi de R\$92,3 milhões, comparado a R\$46,5 milhões no ano anterior, em função de maiores receitas derivadas de instrumentos de renda fixa, aliadas a um maior rendimento do fundo cambial no período.
- ▶ O lucro líquido em 2017 foi de R\$357,4 milhões, comparado a R\$152,9 milhões em 2016, principalmente em função da venda do Bloco BM-S-8, aliado a um melhor resultado operacional e menores gastos exploratórios. Excluindo o ganho da venda do BM-S-8, o lucro líquido seria equivalente a R\$232,0 milhões, 51,8% superior a 2016.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$428,8 milhões, ante R\$328,5 milhões em 2016.

Capex e Outros Gastos Exploratórios

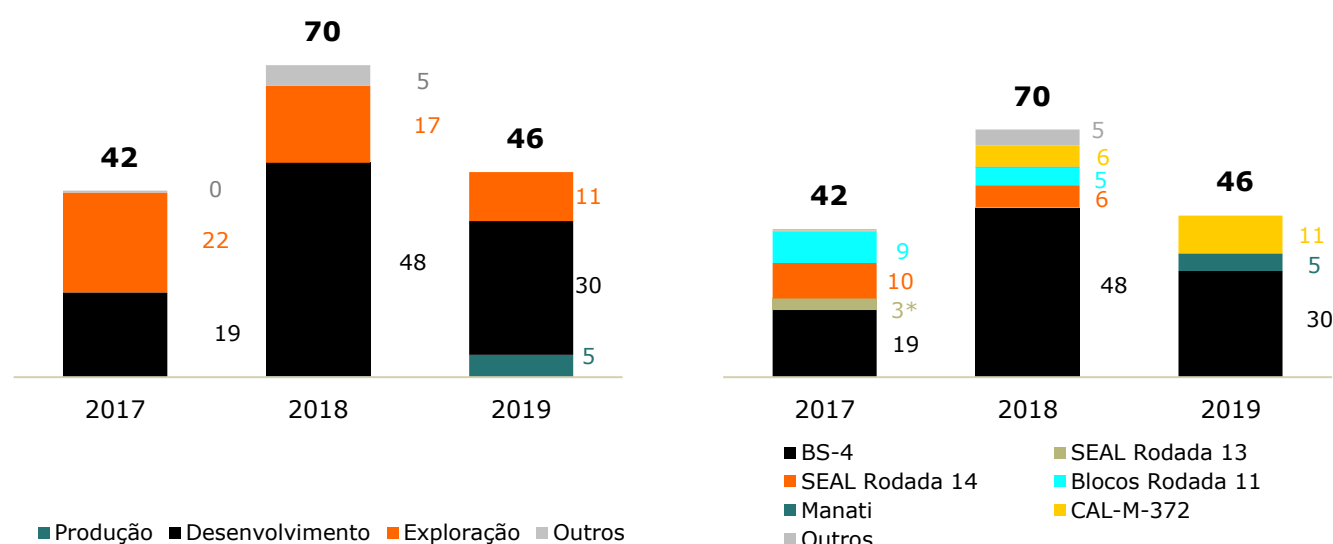
Uma combinação de rígidos controles sobre as despesas e uma abordagem disciplinada em relação aos investimentos possibilita à QGEP financiar suas necessidades de investimentos a partir dos recursos gerados internamente. Além disso, a Companhia mantém uma posição de caixa confortável que suporta suas 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 em 2017 foi de US\$42 milhões, dos quais US\$19 milhões foram investidos no Campo de Atlanta e US\$22 milhões na aquisição e análise de dados sísmicos dos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP.

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

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

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



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

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

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

Seguindo a Política de Gestão de Riscos de Mercado, a Companhia identificou que para os próximos 24 meses os valores a receber em dólares superam 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 da venda do Bloco BM-S-8, bem como a receita de venda do óleo de Atlanta, 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 31 de dezembro de 2017 era de R\$325,2 milhões, comparados aos R\$359,7 milhões registrados ao final de 2016, refletindo os pagamentos à FINEP que começaram em setembro de 2016.

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

A posição de caixa líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2017 era de R\$1,7 bilhão e reflete os recursos recebidos pela venda do Bloco BM-S-8, bem como os recursos dos acordos de farm-out.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa Côrte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Flávia Gorin
Coordenadora de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Telefone: 55 21 3509-5959
E-mail: ri@qgep.com.br
www.qgep.com.br/ri

Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a única empresa privada brasileira a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos. A QGEP é qualificada pela ANP para atuar como Operadora A desde águas rasas até águas ultraprofundas. A Companhia possui diversificado portfólio de ativos de alta qualidade e potencial de exploração e produção. Adicionalmente, possui 45% de participação na concessão do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é um dos maiores campos de gás natural não associado em produção no Brasil. O Campo de Manati está em operação desde 2007 e possui capacidade média de produção de cerca de 6 milhões de m³ por dia. Para mais informações, acesse www.qgep.com.br/ri.

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros e de crescimento da Companhia. Estas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o plano de negócios da Companhia. Tais projeções estão fortemente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Tais aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Deve ser compreendido que tais fatores estão sujeitos a alteração sem aviso prévio.

As informações financeiras consolidadas da Companhia relativas aos trimestres findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2017 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I | Informações Financeiras Consolidadas (R\$ Milhões)

	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Lucro Líquido	193,0	51,2	277,1%	357,4	152,9	133,7%
Depreciação e amortização	19,2	15,1	27,0%	65,6	67,1	-2,3%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(13,0)	(33,5)	-61,2%	(92,3)	(46,5)	98,2%
Imposto de renda e contribuição social	40,5	4,7	762,3%	77,2	15,0	416,4%
EBITDA⁽¹⁾	239,8	37,5	538,7%	407,9	188,5	116,4%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	0,0	(0,0)	n.a.	0,0	(0,2)	n.a.
EBITDAX⁽³⁾	239,8	37,5	538,7%	407,9	188,3	116,6%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	165,2%	36,1%	357,2%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	165,2%	36,1%	357,2%	39,6%	59,8%	-33,7%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(1.724,6)	(977,9)	76,4%	(1.724,6)	(977,9)	76,4%
Dívida Líquida/EBITDAX	(4,2)	(5,2)	-18,6%	(4,2)	(5,2)	-18,6%

⁽¹⁾ 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.

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

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ O caixa líquido corresponde às disponibilidades e aplicações financeiras excluindo o endividamento total, que inclui empréstimos e financiamentos de curto e de longo prazo, bem como instrumentos financeiros derivativos. O caixa líquido não é medida reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as U.S. GAAP, as IFRS, bem como qualquer outro sistema de princípios contábeis geralmente aceitos. É possível que outras empresas calculem o endividamento líquido de maneira diferente da empregada pela QGEP.

Anexo II | Balanço Patrimonial

	4T17	3T17	Δ%
Ativo			
Circulante	2.277,2	2.084,6	9,2%
Caixa e equivalente de caixa	18,8	8,6	118,9%
Aplicações financeiras	1.874,4	1.296,5	44,6%
Caixa Restrito	0,0	0,0	n.a.
Contas a receber	128,5	109,4	17,4%
Créditos com parceiros	108,0	51,5	109,8%
Estoques	0,9	1,5	-41,0%
Impostos e contribuição a recuperar	40,7	7,3	460,1%
Bens destinados à venda	70,0	577,3	-87,9%
Outros	35,8	32,5	10,1%
Não Circulante	1.654,2	1.593,7	3,8%
Caixa restrito	158,3	149,8	5,6%
Aplicações financeiras	156,5	153,8	1,8%
Impostos a recuperar	4,2	4,1	1,7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45,4	45,6	-0,6%
Investimentos	143,4	137,8	4,1%
Imobilizado	735,2	690,0	6,6%
Intangível	410,2	410,5	-0,1%
Outros ativos não circulantes	1,0	2,1	-52,2%
TOTAL DO ATIVO	3.931,3	3.678,3	6,9%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	308,8	273,0	12,3%
Fornecedores	111,6	51,1	118,5%
Impostos e contribuição a recolher	53,2	47,7	11,5%
Remuneração e obrigações sociais	8,3	8,6	-2,5%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	5,2	8,6	-39,8%
Empréstimos e financiamentos	36,8	36,7	0,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	12,4	11,6	6,7%
Seguros a pagar	0,0	11,8	n.a.
Adiantamento de terceiros	57,9	57,9	0,0%
Bônus de assinatura	0,0	33,0	n.a.
Outros	23,3	6,0	285,7%
Não Circulante	512,4	501,8	2,1%
Empréstimos e financiamentos	288,4	297,1	-2,9%
Provisão para abandono	224,0	204,7	9,4%
Outras contas a pagar	0,0	0,0	n.a.
Patrimônio Líquido	3.110,1	2.903,4	7,1%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrançantes	18,2	11,1	63,9%
Reserva de Lucros	1.043,7	686,3	52,1%
Reserva de Capital	40,7	42,7	-4,7%
Ações em Tesouraria	(70,6)	(79,2)	-10,8%
Lucro líquido do período	0,0	164,3	n.a.
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.931,3	3.678,3	6,9%

Anexo III | Fluxo de Caixa

	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	193,0	51,2	277,1%	357,4	152,9	133,7%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	0,5	(0,3)	-298,4%	1,8	(0,5)	-448,1%
Variação cambial sobre investimento	(5,6)	0,0	n.a.	(5,0)	13,2	-62,0%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	19,2	15,1	27,0%	65,6	67,1	-2,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,3	0,3	-1,9%	(0,9)	1,1	-184,3%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	2,0	2,6	-23,3%	7,8	15,9	-50,8%
Juros Capitalizados	2,2	0,0	n.a.	9,3	0,0	n.a.
Baixa de imobilizado	0,0	16,1	n.a.	0,2	87,8	-99,8%
Redução do intangível - baixa do bônus de assinatura	0,0	4,0	n.a.	0,0	4,0	n.a.
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	n.a.	0,0	0,0	n.a.
Provisão para plano de opção de ações	(2,6)	10,8	-124,5%	(1,2)	4,0	-129,2%
Provisão para imposto renda e contribuição social	40,4	(13,2)	-404,9%	78,3	13,8	466,0%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,8	1,7	-52,9%	0,6	(3,8)	-114,7%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(109,3)	21,4	n.a.	(89,2)	(9,1)	n.a.
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	76,2	107,1	-28,9%	4,1	12,5	-66,8%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	216,9	216,7	0,1%	428,8	328,5	30,5%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(712,0)	(297,6)	139,3%	(355,4)	(414,1)	-14,2%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(9,0)	(7,0)	30,1%	(74,8)	(50,7)	47,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	7,1	1,5	363,1%	2,5	(26,7)	-109,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(497,1)	(86,3)	476,1%	1,1	(162,9)	-100,7%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	8,6	104,0	-91,7%	17,7	180,7	-90,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	18,8	17,7	6,1%	18,8	17,7	6,1%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	10,2	(86,3)	-111,8%	1,1	(162,9)	-100,7%

Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultraprofundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
Free on Board (FOB)	Modalidade de repartição de responsabilidades, direitos e custos entre comprador e vendedor no comércio de mercadorias. Na modalidade FOB, o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga somente até que esta seja embarcada no navio. A partir desse ponto, o importador torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro.
GCOS	Probabilidade de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>).

GCA	Gaffney, Cline & Associates
Kbpd	Mil barris por dia (<i>One thousand barrels per day</i>).
Mecanismo de Preço Netback	Esse mecanismo consiste em considerar a receita de óleo, deduzindo todos os custos associados ao transporte do óleo do seu local de produção até o seu destino final.
Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Contingentes 3C	Alta estimativa de recursos contingentes para refletir uma faixa de incerteza, tipicamente se assume uma chance de 10% de sucesso de atingir ou exceder estimativa.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.