

TERCEIRO TRIMESTRE DE 2017

---

# Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

---

## Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

09 de novembro de 2017

12h00 (Horário de Brasília)

09h00 (Horário de Nova York)

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

Dial in EUA: +1 786 924-6977

Código: QGEP

---

## QGEP

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ

Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

## QGEP divulga os resultados do 3T17

**Rio de Janeiro, 8 de novembro de 2017** – 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 terceiro trimestre encerrado em 30 de setembro 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 **5,3MMm<sup>3</sup> no 3T17**, comparada a 4,5MMm<sup>3</sup> no 2T17 e 4,4MMm<sup>3</sup> no 3T16. O aumento da demanda de gás ocorreu em função do despacho das termoeletricas. O *guidance* de produção média diária para 2017 permanece em 4,9MMm<sup>3</sup> e está estimado em 5,1MMm<sup>3</sup> para 2018.

### Campo de Atlanta

A chegada do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta está confirmada para Dezembro, **com o primeiro óleo previsto para o 1T18**.

### Blocos da 13<sup>a</sup> e 14<sup>a</sup> Rodadas de Licitações

A QGEP concluiu dois acordos de *farm-outs* 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.

### Receita Líquida

**Receita líquida de R\$135,6 milhões no 3T17**, crescimento de 25,1% comparada a R\$108,4 milhões no 3T16, refletindo a maior produção.

### Lucro Líquido

**Lucro Líquido de R\$60,5 milhões no 3T17**, comparado a R\$63,0 milhões no mesmo período do ano passado, em função do aumento do lucro operacional que foi compensado por menores receitas financeiras.

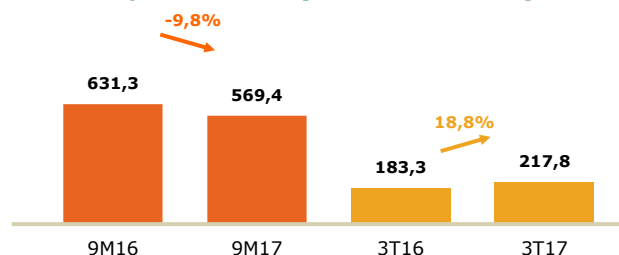
### EBITDAX

**EBITDAX de R\$75,9 milhões no 3T17**, comparado a R\$46,1 milhões no 3T16, refletindo maior receita e menores custos.

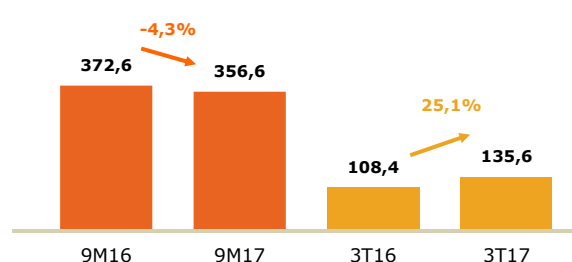
### Saldo de Caixa

**Saldo de caixa<sup>(1)</sup> de R\$1,5 bilhão ao final do trimestre**. Combinado com os recursos provenientes dos acordos de *farm-out*, garante a manutenção do programa de investimentos pelos próximos anos.

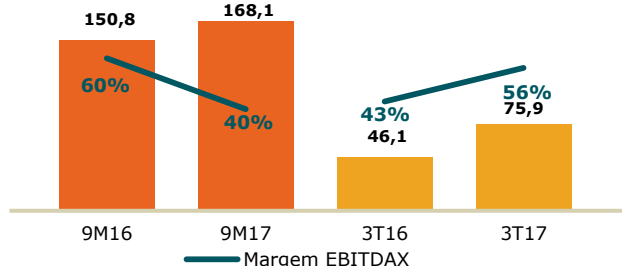
Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)



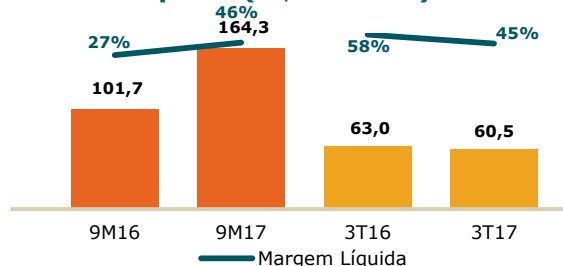
Receita Líquida (R\$ Milhões)



EBITDAX (R\$ Milhões)



Lucro Líquido (R\$ Milhões)



<sup>(1)</sup> Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

## 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 m<sup>3</sup> 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 4,9MMm<sup>3</sup>. Olhando para 2018, projetamos uma produção média diária de gás em Manati de aproximadamente 5,1 milhões de m<sup>3</sup>, 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 QGEF

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEF	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati Camarão Norte	45%	Reserva	
	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reserva	
		Oliva 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 5,3MMm<sup>3</sup> no 3T17, 19% acima dos 4,4MMm<sup>3</sup> 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 4,5MMm<sup>3</sup> por dia e 4,2MMm<sup>3</sup> 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 4,9MMm<sup>3</sup> de gás por dia, a mesma produção diária realizada em 2016. A previsão para a produção diária de 2018 é de aproximadamente 5,1MMm<sup>3</sup>.

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 m<sup>3</sup> 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 diminuído 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 km<sup>2</sup>.

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 km<sup>2</sup>. 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.



## Eventos Corporativos Recentes

Em julho de 2017, a Companhia aceitou a oferta da Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 pelo valor equivalente a US\$379 milhões, sendo o pagamento de 50% do valor total no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes, o que deverá ocorrer até o final deste ano e as duas parcelas adicionais serão pagas: (i) 12% após a assinatura do Contrato de Partilha da área adjacente ao Bloco; e (ii) 38% após o Acordo de Individualização de Produção, ou Unitização. A transação já foi aprovada pelo CADE, porém ainda está sujeita à aprovação pela ANP.

## Desempenho Financeiro

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

	3T17	3T16	Δ%	9M17	9M16	Δ%
<b>Receita líquida</b>	<b>135,6</b>	<b>108,4</b>	<b>25,1%</b>	<b>356,6</b>	<b>372,6</b>	<b>-4,3%</b>
Custos	(59,3)	(57,4)	3,2%	(172,5)	(185,6)	-7,0%
<b>Lucro bruto</b>	<b>76,3</b>	<b>51,0</b>	<b>49,7%</b>	<b>184,1</b>	<b>187,0</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>						
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%
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>58,4</b>	<b>31,7</b>	<b>84,1%</b>	<b>121,8</b>	<b>98,9</b>	<b>23,1%</b>
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%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido</b>	<b>60,5</b>	<b>63,0</b>	<b>-3,9%</b>	<b>164,3</b>	<b>101,7</b>	<b>61,6%</b>
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>73,8</b>	<b>36,3</b>	<b>103,5%</b>	<b>211,8</b>	<b>125,1</b>	<b>69,4%</b>
<b>EBITDAX<sup>(1)</sup></b>	<b>75,9</b>	<b>46,1</b>	<b>64,5%</b>	<b>168,1</b>	<b>150,8</b>	<b>11,5%</b>

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.

<sup>(1)</sup> 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 5,3MMm<sup>3</sup> no 3T17, ante 4,4MMm<sup>3</sup> no 3T16. Além da maior produção, a receita também se beneficiou do reajuste anual de preços do gás em Manati, que ocorreu no início 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 dólar 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%
<b>TOTAL</b>	<b>59,3</b>	<b>57,4</b>	<b>3,2%</b>	<b>172,5</b>	<b>185,6</b>	<b>-7,0%</b>

### 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 4,6MMm<sup>3</sup> por dia nos 9M17, em comparação com 5,1MMm<sup>3</sup> 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 termoeletricas. 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.

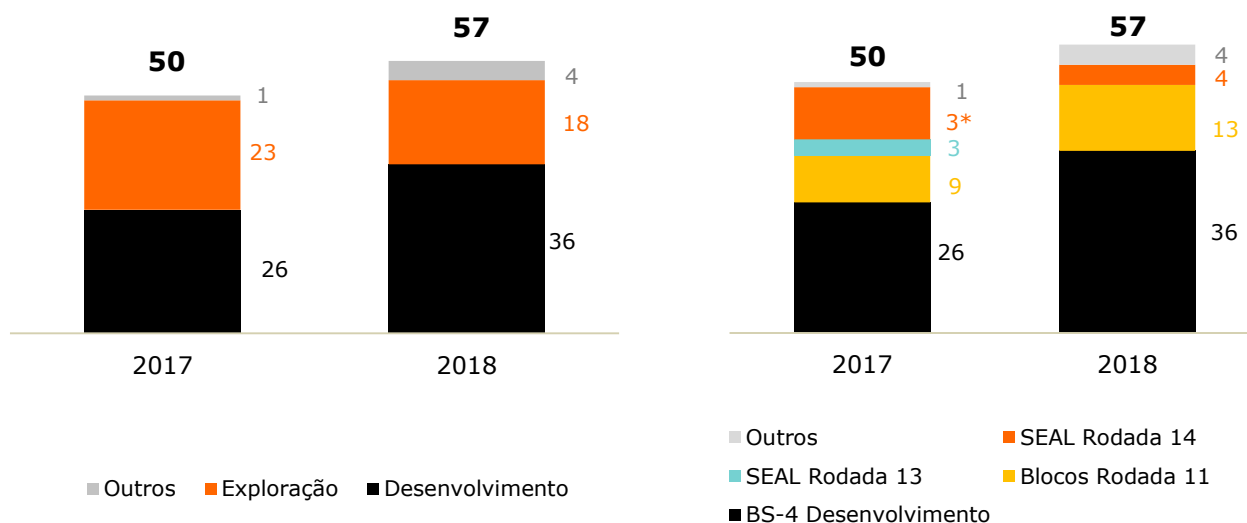
## Capex e Outros Gastos Exploratórios

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.

## 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](mailto:ri@qgep.com.br)  
[www.qgep.com.br/ri](http://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 m<sup>3</sup> por dia. Para mais informações, acesse [www.qgep.com.br/ri](http://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 30 de setembro de 2016 e 30 de setembro de 2017 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

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

	3T17	3T16	Δ%	9M17	9M16	Δ%
Lucro Líquido	60,5	63,0	-3,9%	164,3	101,7	61,6%
Depreciação e amortização	17,5	14,2	23,1%	46,3	52,0	-10,9%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(13,8)	(37,1)	-62,8%	(79,3)	(13,1)	507,0%
Imposto de renda e contribuição social	11,7	5,9	98,6%	36,7	10,3	258,0%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>75,9</b>	<b>45,9</b>	<b>65,3%</b>	<b>168,1</b>	<b>150,9</b>	<b>11,4%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(2)</sup>	0,0	0,2	-100,0%	0,0	(0,2)	-114,9%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>75,9</b>	<b>46,1</b>	<b>64,5%</b>	<b>168,1</b>	<b>150,8</b>	<b>11,5%</b>
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	56,0%	42,3%	32,2%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	56,0%	42,6%	31,5%	39,6%	59,8%	-33,7%
Dívida Líquida <sup>(6)</sup>	(1.125,1)	(865,6)	30,0%	(1.125,1)	(865,6)	30,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	(5,5)	(4,1)	34,0%	(5,5)	(4,1)	34,0%

<sup>(1)</sup> 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.

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

<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> EBITDA dividido pela receita líquida.

<sup>(5)</sup> EBITDAX dividido pela receita líquida.

<sup>(6)</sup> 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

	3T17	2T17	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>2.084,6</b>	<b>1.447,5</b>	<b>44,0%</b>
Caixa e equivalente de caixa	8,6	9,8	-12,2%
Aplicações financeiras	1.296,5	1.215,8	6,6%
Caixa Restrito	0,0	34,1	n.a.
Contas a receber	109,4	89,4	22,4%
Créditos com parceiros	51,5	53,6	-4,0%
Estoques	1,5	1,6	-10,0%
Impostos e contribuição a recuperar	7,3	8,1	-10,5%
Bens destinados à venda	577,3	0,0	n.a.
Outros	32,5	35,0	-7,0%
<b>Não Circulante</b>	<b>1.593,7</b>	<b>2.142,8</b>	<b>-25,6%</b>
Caixa restrito	149,8	142,6	5,0%
Aplicações financeiras	153,8	150,4	2,3%
Impostos a recuperar	4,1	5,3	-22,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45,6	45,0	1,4%
Investimentos	137,8	144,1	-4,4%
Imobilizado	690,0	928,2	-25,7%
Intangível	410,5	726,4	-43,5%
Outros ativos não circulantes	2,1	0,7	212,3%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>3.678,3</b>	<b>3.590,2</b>	<b>2,5%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>273,0</b>	<b>221,5</b>	<b>23,3%</b>
Fornecedores	51,1	41,4	23,6%
Impostos e contribuição a recolher	47,7	36,2	31,6%
Remuneração e obrigações sociais	8,6	8,2	5,0%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	8,6	7,5	14,8%
Empréstimos e financiamentos	36,7	36,7	0,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	11,6	10,7	9,1%
Sequros a pagar	11,8	13,4	-12,2%
Adiantamento de terceiros	57,9	0,0	n.a.
Bônus de assinatura	33,0	0,0	n.a.
Outros	6,0	67,5	-91,0%
<b>Não Circulante</b>	<b>501,8</b>	<b>520,2</b>	<b>-3,5%</b>
Empréstimos e financiamentos	297,1	214,1	38,8%
Provisão para abandono	204,7	305,9	-33,1%
Outras contas a pagar	0,0	0,2	n.a.
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.903,0</b>	<b>2.848,6</b>	<b>1,9%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	11,1	18,1	-38,8%
Reserva de Lucros	686,3	686,3	0,0%
Reserva de Capital	42,7	43,2	-1,1%
Ações em Tesouraria	(79,2)	(81,0)	-2,3%
Lucro líquido do período	164,3	103,8	58,3%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.678,3</b>	<b>3.590,2</b>	<b>2,5%</b>



## Anexo III | Fluxo de Caixa

	3T17	3T16	Δ%	9M17	9M16	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>60,5</b>	<b>63,0</b>	<b>-3,9%</b>	<b>164,3</b>	<b>101,7</b>	<b>61,6%</b>
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	0,2	(0,1)	-362,3%	1,3	(0,3)	n.a.
Varição cambial sobre investimento	6,3	0,0	n.a.	0,6	0,0	n.a.
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	17,5	14,2	23,1%	46,3	52,0	-10,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(0,6)	(0,3)	124,5%	(1,2)	0,9	-238,3%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	(2,8)	4,5	-161,6%	5,9	13,4	-56,1%
Juros Capitalizados	7,1	0,0	n.a.	7,1	0,0	n.a.
Baixa de imobilizado	0,0	(0,0)	n.a.	0,2	71,7	-99,7%
Redução do intangível - baixa do bônus de assinatura	0,0	(2,1)	n.a.	0,0	0,0	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	0,2	(0,2)	-185,7%	1,5	3,0	-50,8%
Provisão para imposto renda e contribuição social	12,3	10,5	17,6%	37,9	9,4	303,9%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,0	(1,7)	-158,4%	(0,2)	(1,7)	-87,0%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>(16,1)</b>	<b>(6,2)</b>	<b>157,8%</b>	<b>20,1</b>	<b>(30,5)</b>	<b>-166,1%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>(11,8)</b>	<b>(45,4)</b>	<b>-74,0%</b>	<b>(72,1)</b>	<b>(94,6)</b>	<b>-23,9%</b>
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	73,8	36,3	103,5%	211,8	125,1	69,4%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(58,9)	(84,0)	-29,8%	(150,7)	(131,8)	14,3%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(9,0)	(3,0)	201,8%	(65,8)	(41,7)	57,8%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(7,0)	1,7	-519,0%	(4,6)	(28,2)	-83,9%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(1,2)	(49,0)	-97,6%	(9,1)	(76,7)	-88,1%
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>9,8</b>	<b>153,0</b>	<b>-93,6%</b>	<b>17,7</b>	<b>180,7</b>	<b>-90,2%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>8,6</b>	<b>104,0</b>	<b>-91,7%</b>	<b>8,6</b>	<b>104,0</b>	<b>-91,7%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(1,2)</b>	<b>(49,0)</b>	<b>-97,6%</b>	<b>(9,1)</b>	<b>(76,6)</b>	<b>-88,1%</b>

## Anexo IV | Glossário

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Águas Profundas</b>	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultraprofundas</b>	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	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.
<b>Boe ou Barril de óleo equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>Concessão</b>	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.
<b>Descoberta</b>	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.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>Farm-in e Farm-out</b>	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> .
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>FPSO</b>	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.
<b>Free on Board (FOB)</b>	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.
<b>GCOS</b>	Probabilidade de sucesso geológico ( <i>Geological Chance of Success</i> ).

<b>GCA</b>	Gaffney, Cline & Associates
<b>Kbpd</b>	Mil barris por dia ( <i>One thousand barrels per day</i> ).
<b>Mecanismo de Preço Netback</b>	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.
<b>Operador(a)</b>	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.
<b>Operador Tipo A</b>	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	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.
<b>Recursos Contingentes</b>	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.
<b>Recursos Contingentes 3C</b>	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.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	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.
<b>Reservas 1P</b>	Soma de reservas provadas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas 3P</b>	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	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.