

PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2017

---

# Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

---

## Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

11 de maio de 2017

12h00 (Horário de Brasília)

11h00 (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 Resultados do 1T17

**Rio de Janeiro, 10 de maio de 2017** – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: 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 primeiro trimestre encerrado em 31 de março 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 **4,2MMm<sup>3</sup> no 1T17**, refletindo o declínio no consumo de gás no país. *Guidance* de produção para 2017 equivalente à média diária de 4,9MMm<sup>3</sup>, em linha com 2016.

### Campo de Atlanta

A chegada do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta permanece programada para o quarto trimestre de 2017, **com o primeiro óleo previsto para o início de 2018**.

### Receita Líquida

Receita líquida no **1T17 de R\$106,4 milhões** comparada a R\$143,8 milhões no 1T16, refletindo redução da produção.

### EBITDAX

EBITDAX foi de **R\$46,4 milhões no 1T17**, comparado a R\$85,1 milhões no 1T16, em função da **menor produção em Manati e leve alta nas despesas gerais e administrativas**.

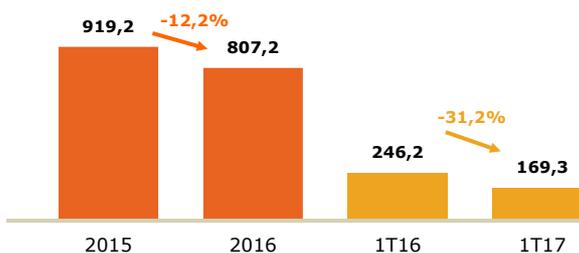
### Lucro Líquido

Lucro Líquido de **R\$42,8 milhões no 1T17, em linha com o mesmo período do ano passado**. Os resultados do 1T17 se beneficiaram da receita financeira, enquanto que no 1T16 os resultados foram impactados pelas despesas financeiras.

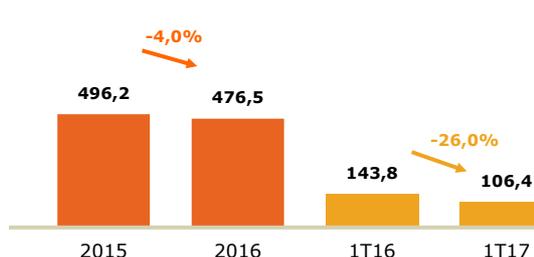
### Saldo de Caixa

Saldo de caixa<sup>(1)</sup> de **R\$1,4 bilhão ao final do 1T17**; recursos garantidos para manter o programa de investimentos previsto por pelo menos os próximos dois anos.

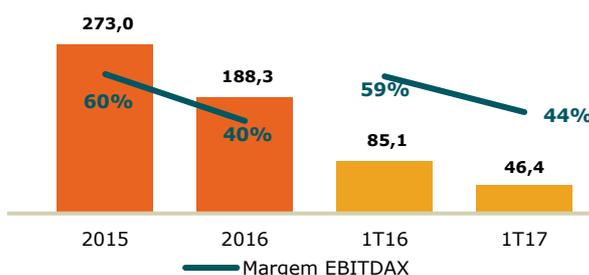
#### Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)



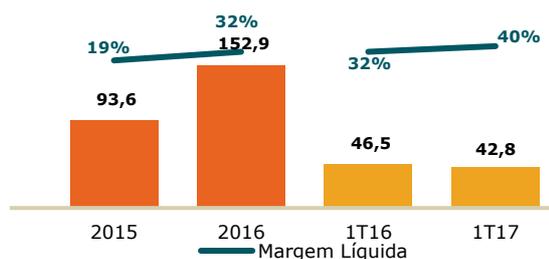
#### Receita Líquida (R\$ Milhões)



#### EBITDAX (R\$ Milhões)



#### Lucro Líquido (R\$ Milhões)



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

## Mensagem da Administração

O desempenho do primeiro trimestre de 2017 veio em linha com as expectativas, com os resultados financeiros da QGEP estáveis em relação ao quarto trimestre de 2016, tanto em termos de produção de gás, como de EBITDAX. O EBITDAX registrou queda na comparação com o mesmo período do ano passado, reflexo da menor produção de gás associada à recessão no Brasil. O lucro líquido foi ligeiramente inferior em relação ao primeiro trimestre de 2016, com o aumento do resultado financeiro compensando o impacto da queda nas receitas. Embora a tendência de curto prazo seja de estabilidade nos resultados, acreditamos que a recente evolução nas condições macroeconômicas sustentem nossa confiança no potencial de crescimento no médio e longo prazos para o setor de óleo e gás no Brasil.

Os preços do petróleo mantiveram-se estáveis, registrando uma média de US\$ 52/barril no primeiro trimestre de 2017, valor bem superior na comparação com o mesmo período do ano passado. Nesse cenário mais favorável, o governo brasileiro está propondo alterações nas regras de conteúdo local para os próximos leilões de óleo e gás que beneficiarão o setor como um todo. Essas e outras iniciativas vêm atraindo um maior interesse e investimentos de grandes empresas globais de petróleo. Considerando a diversificação do portfólio de ativos da QGEP e sua sólida posição financeira, avaliamos essa tendência como um fator positivo e de potencial crescimento para a Companhia, pela possibilidade de formação de parcerias.

A produção diária de gás do Campo de Manati reduziu para 4,2MMm<sup>3</sup> nesse primeiro trimestre, refletindo a desaceleração econômica na região nordeste do país, que impactou nossos níveis de produção nos últimos trimestres. Nos níveis atuais, geramos no primeiro trimestre R\$36,5 milhões de fluxo de caixa operacional proveniente desse ativo, e nossa expectativa para todo o ano de 2017 é de uma remuneração equivalente à produção média diária de gás de 4,9MMm<sup>3</sup> em Manati. Adicionalmente, anunciamos hoje que recebemos a certificação de reservas de 2016 para o Campo de Manati, com base em análise realizada pela firma independente Gaffney Cline & Associates. O relatório certificou reservas 2P de 9,4 bilhões de m<sup>3</sup> de gás para 100% do Campo, o que corrobora nossas estimativas internas e nos fornece importante visibilidade para a capacidade de produção desse relevante ativo.

Em relação aos demais ativos:

- ▶ Continuamos aguardando a chegada do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta no quarto trimestre deste ano, com o primeiro óleo programado para o início de 2018. As negociações prosseguem com a Teekay Offshore, empresa responsável pelos trabalhos de adaptação da embarcação, em andamento em Rotterdam.
- ▶ Nesse processo de farm-out está em andamento e deverá ser concluída no terceiro trimestre deste ano. Prosseguindo com nossa estratégia de diversificação de portfólio, estamos fornecendo aos possíveis parceiros dados sobre nossos blocos exploratórios nas bacias de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão na Margem Equatorial, nos quais detemos 100% de participação, assim como nos dois blocos adquiridos na 13ª Rodada de Licitações da ANP na bacia de Sergipe-Alagoas, onde atualmente existem seis descobertas em blocos adjacentes sendo avaliadas.
- ▶ Recentemente, a ANP definiu o mês de outubro de 2017 para a realização da próxima rodada de licitações, que incluirá a área ao norte do Bloco BM-S-8, onde está situada a descoberta de Carcará. Essa definição do cronograma de licitações pela ANP é muito importante, já que é um elemento crítico para a eventual unitização e definição do cronograma de desenvolvimento e extensão da

acumulação. Paralelamente, o consórcio planeja iniciar a perfuração de Guanxuma, prospecto de pré-sal localizado próximo a Carcará, até o final deste ano.

A ANP também definiu as datas para duas rodadas adicionais de licitação em 2017, sendo a primeira em setembro, para os blocos sob o regime de concessão, e a segunda no último trimestre deste ano, para áreas do pré-sal. A Agência também definiu novas licitações para 2018 e 2019. Esse nível acelerado de atividade deverá estimular investimentos de várias companhias globais de petróleo. A base atual de ativos da QGEP expõe a Companhia às principais bacias exploratórias no Brasil, mas somos ao mesmo tempo flexíveis, como também estamos prontos para aproveitar oportunidades de agregar valor ao nosso portfólio. Além disso, a intenção da ANP de estender o prazo para o período exploratório por dois anos para todos os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações traria um efeito bastante benéfico para a QGEP e para o setor como um todo.

Concluindo, acreditamos que as perspectivas para o setor de óleo e gás no Brasil continuam em um processo de abertura contínua e aumento da competitividade. Durante esse período, nosso foco segue direcionado em criar valor, otimizando nossos ativos de desenvolvimento e produção e mantendo nossa sólida posição financeira.

## 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	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/ Contingente	
		Guanxuma		Prospectivo	
	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		100%	Prospectivo	
	SEAL-M-428		100%	Prospectivo	



Óleo



Gás

## Produção e Desenvolvimento

### MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45% 

A produção média diária do Campo de Manati foi de 4,2 milhões de m<sup>3</sup> no 1T17, comparada a 4,3 milhões de m<sup>3</sup> por dia registrados no 4T16 e a 6,0 milhões de m<sup>3</sup> no 1T16. Os níveis de produção no primeiro trimestre de 2017 vieram em linha com o segundo semestre de 2016, reflexo da redução da demanda por gás natural no Brasil, em função do declínio na atividade econômica. No primeiro trimestre de 2017, o Campo de Manati continuou sendo um dos principais produtores da região nordeste do Brasil.

A manutenção e pintura da plataforma de Manati geraram despesas de R\$30 milhões em 2016. No 1T17, houve um dispêndio adicional de R\$8 milhões relacionado à conclusão do projeto, que já estava estimado para o primeiro semestre deste ano. As despesas totais para 2017 estão agora estimadas em R\$12 milhões, considerando a antecipação da atividade de inspeção dos *risers* aproveitando a presença da balsa de forma a otimizar custos futuros.

A Companhia reafirma o *guidance* de produção média diária para 2017, de 4,9 milhões de m<sup>3</sup>, a mesma produção diária realizada em 2016. Ressaltamos que a capacidade diária de produção em Manati permanece em 6,0 milhões de m<sup>3</sup>, o que permite ao Campo responder rapidamente a qualquer aumento de demanda.

A certificação de reservas mais recente da Gaffney, Cline & Associates (GCA) para Manati indica que em 31 de dezembro de 2016, as reservas 2P para 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 

Os desafios enfrentados na adaptação do FPSO Petrojarl I para o Campo de Atlanta pela empresa contratada – a norueguesa Teekay Offshore Partners L.P - causaram atrasos significativos no início da produção. A QGEP está otimista de que as negociações serão concluídas nos próximos meses, já que todas as partes envolvidas têm legítimo interesse em solucionar as questões pendentes. A entrega permanece estimada para o quarto trimestre deste ano. O FPSO terá capacidade de produção de 30 kbpd e capacidade de armazenamento de 180 mil barris.

O Consórcio estima o primeiro óleo para o início de 2018. A capacidade de produção inicial será de 20 kbbl/dia a partir de dois poços de produção, ambos já perfurados e completados. O Consórcio poderá optar por perfurar um poço adicional, o que aumentará a capacidade para 30 kbbl/dia. Essa decisão se baseará em diversos fatores, inclusive os preços vigentes do petróleo.

## Exploração

### BM-S-8

Participação: 10% 

Segundo o Plano de Avaliação original em andamento, as próximas fases incluirão a perfuração de Guanxuma, prospecto do pré-sal, situado 30 km a sudoeste de Carcará, prevista para ter início no quarto trimestre de 2017, e também testes no poço Carcará Noroeste, programados para o início de 2018.

Em 2016, a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda adquiriu a participação de 66% até então detida pela Petrobras, tornando-se operadora do Bloco. A acumulação de Carcará abrange tanto o Bloco BM-S-8 como a área ao norte, que fará fazer parte da próxima rodada de licitações da ANP programada para o segundo semestre deste ano.

### CAL-M-372

Participação: 20% 

As atividades no Bloco CAL-M-372 continuam 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. O Consórcio solicitou à ANP a postergação dos prazos da Concessão por conta das condições atuais de mercado e das incertezas em relação ao processo de licenciamento ambiental.

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

Participação: Diversas

A aquisição dos dados sísmicos para os nossos blocos nas Bacias de Foz do Amazonas, Ceará e Espírito Santo foi concluída no segundo trimestre de 2016, e os Consórcios estão interpretando os dados visando melhor avaliar o potencial desses blocos. Estamos também aguardando o processamento dos dados sísmicos da Bacia de Pará-Maranhão, que deverá ocorrer até meados de 2017.

No final de 2016, a QGEP aumentou sua participação para 100% nos blocos da Bacia de Pará-Maranhão e no Bloco FZA-M-90, por meio de duas transações. Como parte dos acordos, os vendedores pagaram antecipadamente à QGEP parte dos valores das obrigações mínimas referentes aos investimentos exploratórios comprometidos com a ANP.

### SEAL-M-351 E SEAL-M-428

Participação: 100%; Operadora 

Localizados em águas ultra-profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 quilômetros da costa, ambos os blocos abrangem uma área total de 1.512 km<sup>2</sup>.

No final de 2016, a Companhia recebeu os Termos de Referência do IBAMA referentes à licença ambiental para prosseguir com a aquisição de dados sísmicos. O custo aproximado para esta aquisição é de US\$16 milhões, que serão despendidos nos próximos dois anos, iniciando no final de 2017. A conclusão está prevista para o início de 2018. Este é o único compromisso assumido junto à ANP para esta fase exploratória.

A QGEP está em processo de farm-out nesses blocos, juntamente com os blocos das bacias do Pará Maranhão e Foz do Amazonas.

## Desempenho Financeiro

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

	1T17	1T16	Δ%	4T16	Δ%
<b>Receita líquida</b>	<b>106,4</b>	<b>143,8</b>	<b>-26,0%</b>	<b>103,9</b>	<b>2,4%</b>
Custos	(55,7)	(60,5)	-7,8%	(55,2)	1,0%
<b>Lucro bruto</b>	<b>50,6</b>	<b>83,3</b>	<b>-39,2%</b>	<b>48,7</b>	<b>4,0%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>					
Despesas gerais e administrativas	(12,0)	(10,6)	12,9%	(15,2)	-21,1%
Equivalência patrimonial	0,0	0,4	-93,1%	0,3	-89,3%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(6,1)	(8,9)	-31,7%	(11,2)	-45,9%
Outras despesas operacionais líquidas	(0,0)	(0,0)	na	(0,2)	-96,4%
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>32,6</b>	<b>64,3</b>	<b>-49,2%</b>	<b>22,4</b>	<b>45,7%</b>
Resultado financeiro líquido	19,7	(12,6)	-256,0%	33,5	-41,2%
<b>Lucro antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>52,3</b>	<b>51,6</b>	<b>1,4%</b>	<b>55,9</b>	<b>-6,4%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(9,5)	(5,2)	85,4%	(4,7)	103,3%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido</b>	<b>42,8</b>	<b>46,5</b>	<b>-7,9%</b>	<b>51,2</b>	<b>-16,4%</b>
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>36,5</b>	<b>14,7</b>	<b>149,1%</b>	<b>216,7</b>	<b>-83,1%</b>
<b>EBITDAX<sup>(1)</sup></b>	<b>46,4</b>	<b>85,1</b>	<b>-45,5%</b>	<b>37,5</b>	<b>23,5%</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.

No primeiro trimestre de 2017, os resultados financeiros consolidados, embora saudáveis, continuam sendo impactados pela menor produção de gás, refletindo a recessão no Brasil com redução na demanda. O EBITDAX caiu 45,5% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, mas apresentou aumento de 23,5%, quando comparado ao 4T16. A Companhia encerrou o trimestre com saldo positivo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,4 bilhão, suficientes para cobrir os investimentos por, pelo menos, os próximos dois anos. Mesmo com menor produção, o Campo de Manati fornece à Companhia geração de caixa significativa para custear suas despesas operacionais e seguir financiando seus projetos de exploração.

#### Destaques Financeiros do 1T17:

- ▶ A receita líquida foi de R\$106,4 milhões, redução de 26,0% quando comparada aos R\$143,8 milhões no 1T16. Esse declínio foi decorrente da queda na produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 4,2MMm<sup>3</sup> no 1T17, ante 6,0MMm<sup>3</sup>

por dia no 1T16, que havia sido o mais alto nível em dois anos. A queda da produção foi parcialmente compensada pelo reajuste anual dos preços do gás de Manati ocorrido no início do ano.

- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$6,1 milhões, ante R\$8,9 milhões no 1T16 devido a menores gastos com aquisição e processamento de dados sísmicos no período.
- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$12,0 milhões, um aumento de 12,9% comparado aos R\$10,6 milhões registrados no 1T16. Esse aumento reflete uma redução na alocação de despesas aos parceiros nos blocos em que a QGEP é a operadora.
- ▶ Os custos de manutenção totalizaram R\$10,9 milhões, aumento de R\$7,7 milhões quando comparado aos valores do 1T16. Neste custo de manutenção estão incluídos R\$8,4 milhões em função da pintura e manutenção da plataforma de Manati, bem como a antecipação da atividade de inspeção de *risers* aproveitando a presença da balsa de forma a otimizar custos futuros.
- ▶ Os custos operacionais totais somaram R\$55,7 milhões no trimestre, uma queda de 7,8% em comparação aos R\$60,5 milhões registrados no 1T16, principalmente devido à menor depreciação/amortização, royalties e custos de produção, diretamente relacionados à menor produção, parcialmente compensados pelas maiores despesas com manutenção.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$19,7 milhões, comparada a um resultado financeiro líquido negativo de R\$12,6 milhões no 1T16, devido à maior receita derivada de instrumentos de renda fixa, parcialmente compensada por um menor rendimento do fundo cambial.
- ▶ O lucro líquido no 1T17 atingiu R\$42,8 milhões, 7,9% menor que os R\$46,5 milhões registrados no 1T16, devido principalmente ao impacto da queda no faturamento, parcialmente compensado por uma melhora no resultado financeiro do período.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$36,5 milhões, ante R\$14,7 milhões no 1T16.

### Custos operacionais (R\$ milhões)

	1T17	1T16	Δ%	4T16	Δ%
Depreciação e amortização	13,0	20,3	-35,8%	14,8	-12,2%
Custos de produção	20,5	20,6	0,6%	19,9	2,5%
Custos de manutenção	10,9	3,2	240,8%	8,8	23,9%
Royalties	8,1	11,0	-26,0%	8,0	1,3%
Participação especial	0,5	2,0	-76,2%	0,4	13,6%
P&D	1,2	1,5	-20,9%	1,1	2,4%
Outros	1,6	2,0	-18,1%	2,0	-20,8%
<b>TOTAL</b>	<b>55,7</b>	<b>60,5</b>	<b>-7,8%</b>	<b>55,2</b>	<b>1,0%</b>

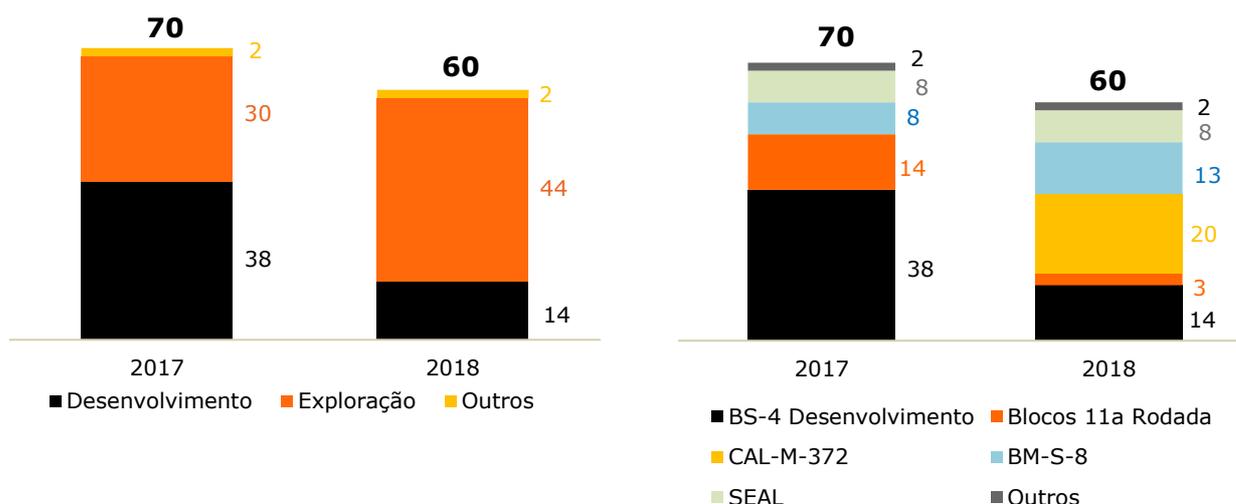
## Capex e Outros Gastos Exploratórios

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 QGEP mantém uma posição de caixa confortável que suporta suas necessidades de investimento por pelo menos os próximos dois anos. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos do portfólio da QGEP, e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

O CAPEX realizado no primeiro trimestre de 2017 foi de US\$7,2 milhões, dos quais mais de US\$5 milhões foram investidos no Campo de Atlanta.

A Companhia estima investir o montante de US\$70 milhões em 2017. Esse valor inclui US\$38 milhões para o Campo de Atlanta e US\$30 milhões em atividades de exploração, sendo US\$8 milhões destinados às atividades no Bloco BM-S-8 e US\$14 milhões relativos à aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

### CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



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

Em 31 de março de 2017, a QGEP possuía saldo e equivalentes de caixa de R\$1,4 bilhão superior ao R\$1,3 bilhão registrado em 31 de março de 2016, porém em linha com o quarto trimestre de 2016. Em 31 de março de 2017, a QGEP detinha aproximadamente 21% do seu caixa investido vinculado a moeda estrangeira, com o objetivo de proteger sua capacidade de investimento no longo prazo. O saldo remanescente é investido em instrumentos denominados em reais. Em 31 de março de 2017, o retorno médio anual desses investimentos foi de 102,0% do CDI e 71% dos fundos tinha liquidez diária.

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 março de 2017 era de R\$353,1 milhões, comparados aos R\$361,5 milhões registrados no primeiro trimestre de 2016, refletindo o início dos pagamentos à FINEP em setembro de 2016.

Os recursos tomados com a FINEP fazem parte de um pacote 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 ligada 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 março de 2017 era de R\$1,0 bilhão.

## Créditos com Parceiros

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

Dos R\$43,5 milhões registrados em 31 de março de 2017, R\$33,0 milhões referem-se à parcela da OGX Petróleo e Gás S.A. - Recuperação Judicial ("OGX") e o restante de outros consorciados. Deste montante, R\$24,9 milhões encontram-se vencidos ao final do 1T17 e foram suportados pela QGEP. Em março de 2017, foi emitido um "cash call" para o parceiro OGX no valor de R\$3,3 milhões, cujo montante foi suportado por QGEP e Barra na proporção do consórcio em abril de 2017. Até a data da aprovação destas informações financeiras trimestrais, não foi identificado o recebimento deste valor.

Os aportes feitos pela QGEP Netherlands suportando a OGX Netherlands B.V totalizam R\$17,5 milhões no final do primeiro trimestre de 2017, valor também vencido e suportado pela QGEP.

Considerando a atual situação da OGX, a qual se encontra em recuperação judicial, a QGEP está monitorando este processo visando à mitigação de riscos eventualmente associados ao cumprimento das obrigações de pagamento e investimentos do membro consorciado.

## 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 31 de março de 2016 e 31 de março de 2017 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

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

	1T17	1T16	Δ%	2016	2015	Δ%
Lucro Líquido	42,8	46,5	-7,9%	152,9	93,6	63,3%
Depreciação e amortização	13,7	21,3	-35,6%	67,1	121,7	-44,8%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(19,7)	12,6	-256,0%	(46,5)	(272,2)	-82,9%
Imposto de renda e contribuição social	9,5	5,2	85,4%	15,0	(17,9)	-183,5%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>46,4</b>	<b>85,5</b>	<b>-45,8%</b>	<b>188,5</b>	<b>(74,9)</b>	<b>-351,7%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(2)</sup>	0,0	(0,4)	-106,2%	(0,2)	347,9	-100,0%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>46,4</b>	<b>85,1</b>	<b>-45,5%</b>	<b>188,3</b>	<b>273,0</b>	<b>-31,0%</b>
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	43,6%	59,5%	-26,8%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	43,6%	59,2%	-26,4%	39,6%	59,8%	-33,7%
Dívida Líquida <sup>(6)</sup>	(1.016,6)	(883,8)	15,0%	(977,9)	(910,3)	7,4%
Dívida Líquida/EBITDAX	(6,8)	(3,1)	119,6%	(5,2)	(3,3)	55,7%

<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

	1T17	4T16	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.450,1</b>	<b>1.433,9</b>	<b>1,1%</b>
Caixa e equivalente de caixa	16,4	17,7	-7,5%
Aplicações financeiras	1.204,9	1.159,8	3,9%
Caixa Restrito	33,5	32,5	3,1%
Contas a receber	101,5	102,3	-0,7%
Créditos com parceiros	43,5	64,0	-32,0%
Estoques	1,5	1,5	-2,7%
Impostos e contribuição a recuperar	22,5	36,0	-37,6%
Outros	26,2	20,0	31,1%
<b>Não Circulante</b>	<b>2.108,6</b>	<b>2.129,5</b>	<b>-1,0%</b>
Caixa restrito	126,7	125,2	1,2%
Aplicações financeiras	146,7	160,1	-8,4%
Estoques não circulante	0,0	(0,0)	na
Impostos a recuperar	4,3	4,5	-6,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	44,1	44,4	-0,6%
Investimentos	139,0	138,4	0,5%
Imobilizado	918,7	928,2	-1,0%
Intangível	726,7	727,1	0,0%
Outros ativos não circulantes	2,4	1,6	47,7%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>3.558,7</b>	<b>3.563,4</b>	<b>-0,1%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>224,6</b>	<b>254,5</b>	<b>-11,8%</b>
Fornecedores	41,9	69,9	-40,1%
Impostos e contribuição a recolher	26,1	21,7	20,4%
Remuneração e obrigações sociais	6,6	10,0	-33,2%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	5,5	3,9	40,1%
Empréstimos e financiamentos	36,7	36,6	0,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	12,7	11,9	7,4%
Seguros a pagar	14,1	11,6	21,6%
Outros	80,8	89,0	-9,2%
<b>Não Circulante</b>	<b>515,4</b>	<b>529,2</b>	<b>-2,6%</b>
Empréstimos e financiamentos	314,6	323,2	-2,7%
Provisão para abandono	200,7	206,1	-2,6%
Outras contas a pagar	0,0	0,0	na
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.818,8</b>	<b>2.779,6</b>	<b>1,4%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	11,1	15,7	-29,3%
Reserva de Lucros	725,0	572,1	26,7%
Reserva de Capital	42,8	41,9	2,2%
Ações em Tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Lucro líquido do período	42,8	152,9	-72,0%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.558,7</b>	<b>3.563,4</b>	<b>-0,1%</b>

## Anexo III | Fluxo de Caixa

	1T17	1T16	Δ%	2016	2015	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>42,8</b>	<b>46,5</b>	<b>-7,9%</b>	<b>152,9</b>	<b>93,6</b>	<b>63,3%</b>
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	(0,0)	(0,4)	-93,1%	(0,5)	1,2	-143,2%
Varição cambial sobre investimento	(0,7)	0,0	na			
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	13,7	21,3	-35,6%	67,1	121,7	-44,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,3	0,5	-48,5%	1,1	(26,1)	-104,3%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	1,5	4,4	-65,1%	15,9	14,6	9,1%
Baixa de imobilizado	0,2	35,6	-99,5%	87,8	332,4	-73,6%
Provisão para plano de opção de ações	0,9	1,1	-16,5%	4,0	6,3	120,7%
Provisão para imposto renda e contribuição social	9,3	4,6	100,4%	(13,8)	8,2	-146,7%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,9	(0,4)	-305,9%	(3,8)	2,9	na
Varição cambial/Outros	0,0	0,0	na	0,0	0,0	0,0%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>28,1</b>	<b>(28,6)</b>	<b>-198,4%</b>	<b>(9,1)</b>	<b>(54,7)</b>	<b>-83,4%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>(60,5)</b>	<b>(69,9)</b>	<b>-13,5%</b>	<b>12,5</b>	<b>(68,6)</b>	<b>-118,2%</b>
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	36,5	14,7	149,1%	341,8	431,5	-20,8%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(24,3)	(41,3)	-41,2%	(427,3)	(485,1)	-11,5%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(9,0)	0,0	na	(50,7)	79,2	-161,4%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(4,6)	(14,6)	-68,6%	(26,7)	38,0	-170,3%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(1,3)	(41,2)	-96,8%	(162,9)	63,5	-356,7%
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>17,7</b>	<b>180,7</b>	<b>-90,2%</b>	<b>180,7</b>	<b>117,2</b>	<b>54,2%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>16,4</b>	<b>139,5</b>	<b>-88,2%</b>	<b>17,7</b>	<b>180,7</b>	<b>-90,2%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(41,2)</b>	<b>-96,8%</b>	<b>(162,9)</b>	<b>63,5</b>	<b>-356,7%</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.