

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

11 de agosto de 2016

11h00 (Horário de Nova York)

12h00 (Horário de Brasília)

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, nº 52, Sala 1301 - Centro

Rio de Janeiro - RJ

Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800



QGEP Divulga Resultados do 2T16

Rio de Janeiro, 10 de agosto de 2016 – 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 segundo trimestre encerrado em 30 de junho de 2016. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas no IFRS (*Internacional Financial Reporting Standards*, ou Normas Internacionais de Relatório Financeiro), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 5,0 milhões de m³, refletindo uma menor demanda na segunda metade do trimestre. A capacidade de Manati permanece em 6,0 milhões de m³/dia, com reserva líquida de gás 2P para a QGEP de 4,9 bilhões de m³**

- ▶ **Receita líquida de R\$120,4 milhões no 2T16, em linha com R\$124,6 milhões observada no 2T15**

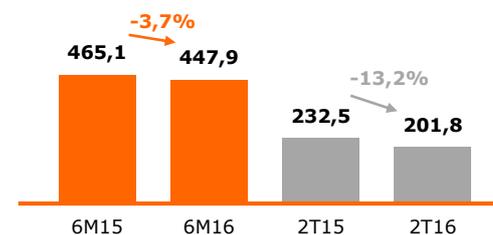
- ▶ **Prejuízo líquido de R\$7,7 milhões no 2T16, refletindo o impacto de maiores gastos exploratórios e variação cambial**

- ▶ **Fluxo de Caixa Operacional de R\$74,1 milhões no 2T16**

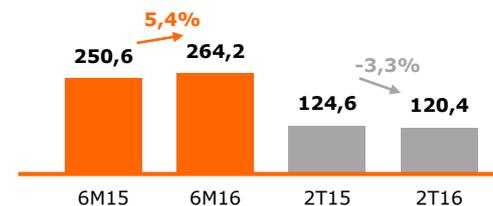
- ▶ **Saldo de caixa⁽¹⁾ de R\$1,3 bilhão ao final do trimestre; recursos garantidos para manter o programa de investimentos previsto para os próximos dois anos**

- ▶ **A QGEP divulgou que a Petrobras, operadora do Bloco BM-S-8, vendeu sua participação de 66% neste Bloco para a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda, que passará a ser a operadora. O valor da operação foi de US\$2,5 bilhões**

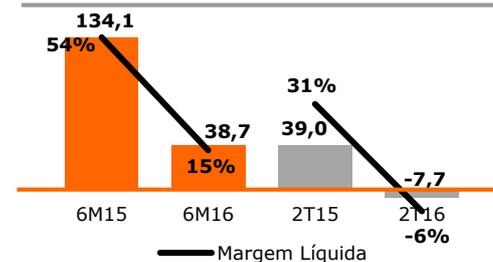
Produção de Gás (Milhões de m³)



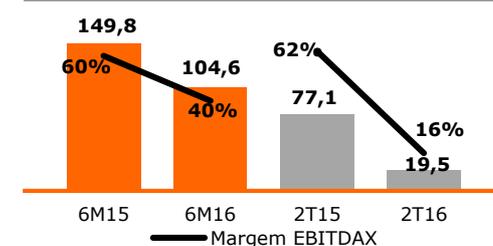
Receita Líquida (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ million)



EBITDAX (R\$ million)



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

Mensagem da Administração

A QGEP seguiu executando sua estratégia ao longo do segundo trimestre de 2016, buscando manter a flexibilidade operacional e financeira, mesmo em um ambiente bastante desafiador. Ainda que a Companhia possua um portfólio com ativos de alta qualidade e o compromisso e potencial de crescimento no curto e longo prazos, a QGEP está divulgando resultados financeiros nesse segundo trimestre que refletem uma combinação da conjuntura econômica do Brasil e de maior concentração de despesas no período. No entanto, estamos confiantes na nossa capacidade de alcançar resultados positivos em 2016, e permanecemos bem posicionados para um sólido crescimento em 2017.

No segundo trimestre, a produção média de gás do Campo de Manati foi de 5,0MMm³ por dia, refletindo a redução da demanda. Mesmo em um cenário de contração do mercado de gás brasileiro, em função da recessão econômica que impacta o país, acreditamos que as recentes ações do governo direcionadas à recuperação econômica beneficiarão o setor no médio prazo. Com base em nossa previsão atual, revisamos nossa projeção anual da produção de gás para 2016 para 5,1MMm³ por dia, inferior aos 5,5MMm³ médios diários alcançados nos primeiros seis meses deste ano. É importante ressaltar que, mesmo com níveis inferiores de produção, Manati continua apresentando margens atraentes com um contrato firme para toda a reserva, sendo uma importante fonte de fluxo de caixa operacional para a Companhia.

No segundo trimestre, tivemos o impacto de despesas que nos levaram a reportar prejuízo líquido. O resultado financeiro, por exemplo, foi negativo em R\$11,5 milhões comparado ao resultado financeiro de R\$16,5 milhões registrado no segundo trimestre de 2015. Este item reflete a valorização do real, que afetou diretamente a rentabilidade de nossos fundos cambiais, que funcionam como *hedge* das despesas denominadas em dólar. Além disso, seguimos com a pintura e manutenção da plataforma de Manati, com custo total líquido para a QGEP de R\$50 milhões, sendo R\$16,2 milhões incorridos neste segundo trimestre.

Continuamos a investir em outras áreas do nosso portfólio. No Campo de Atlanta, estamos acompanhando a adaptação do FPSO Petrojarl I, com chegada prevista para o primeiro trimestre de 2017, que será um marco para a Companhia, com o início da produção de óleo. Registramos também no 2T16 gastos exploratórios de R\$36,5 milhões, em comparação com R\$16,0 milhões no mesmo período do ano anterior, com a conclusão da aquisição de dados sísmicos para os blocos da Bacia do Pará-Maranhão. Em relação aos demais blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, seguimos com a avaliação dos dados sísmicos já processados para a definição do potencial exploratório das áreas.

Com relação ao Bloco BM-S-8, informamos que a Petrobras, operadora do Bloco, divulgou em 29 de julho a venda de sua participação de 66% para a Statoil Brasil por US\$2,5 bilhões, com metade do valor a ser pago à vista e o restante por meio de parcelas contingentes relacionadas a eventos subsequentes. Vemos essa operação como bastante positiva para a QGEP, em função do valor que ela imprime a um de nossos ativos mais importantes, bem como de suas implicações diretas no avanço na continuidade dos investimentos na área. A Statoil já é nossa parceira em dois blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, e estamos satisfeitos em tê-la como operadora também do BM-S-8, o que contribuirá para acelerar o desenvolvimento da descoberta de Carcará e agregar ainda mais valor. O BM-S-8 é um dos ativos mais atraentes do Brasil, e vale lembrar que a ANP planeja licitar a área adjacente à descoberta em 2017.

Encerramos o trimestre com uma posição de caixa líquido de R\$912,2 milhões ou R\$3,54 por ação. Levando-se em conta os compromissos de CAPEX para 2016 e 2017, da ordem de US\$160 milhões, todos os trabalhos planejados para o futuro próximo estão totalmente equacionados.

Apesar do cenário ainda desafiador, estamos observando uma melhoria contínua no que se refere à competitividade do setor de óleo e gás no Brasil. Em primeiro lugar, observamos movimentos no sentido de uma maior flexibilidade da indústria no país, com as iniciativas destinadas a alterar as regras de conteúdo local e a possibilitar múltiplos operadores no polígono do pré-sal, bem como ao anúncio de uma nova rodada de licitações em 2017. Em segundo lugar, ao mesmo

tempo em que a situação macroeconômica permanece incerta, entendemos que, com os incentivos adequados, a nossa base industrial tem o potencial para se recuperar rapidamente, já ao longo de 2017. Por último, a recuperação dos preços do petróleo, com o Brent subindo mais de 60% comparado às mínimas registradas no primeiro trimestre, também é um ponto positivo e relevante para a indústria global, e contribuirá para os ganhos da QGEP em 2017, com o início do Sistema de Produção Antecipada de Atlanta.

Portanto, continuamos a executar nosso planejamento estratégico, levando em conta as condições adversas impostas pelo ambiente local e externo. Estamos avançando com o desenvolvimento e exploração de nosso portfólio, mantendo o fluxo de caixa operacional positivo. Nossos ativos e a nossa prudente gestão financeira nos colocam em uma posição confortável, e seguimos confiantes na nossa capacidade de criação de valor.

Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reserva	Gás
Camamu	BCAM-40	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/ Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reserva	Óleo
Santos	BS-4	Oliva	30%	Contingente	Óleo
Santos	BS-4	Piapara	30%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-598		20%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-673		20%	Prospectivo	Óleo
Foz do Amazonas	FZA-M-90		35%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		30%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-337		50%	Prospectivo	Óleo
Ceará	CE-M-661		25%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-894		30%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-896		30%	Prospectivo	Óleo
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-351		100%	Prospectivo	Óleo
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-428		100%	Prospectivo	Óleo

Produção e Desenvolvimento

MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

A produção média diária do Campo de Manati foi de 5,0MMm³ no segundo trimestre de 2016, em comparação com os 6,0MMm³ por dia registrados no primeiro trimestre. Esta variação ocorreu em função de uma redução do consumo de gás no Brasil, como resultado da grande recessão vivida pelo país.

No segundo trimestre, a QGEP registrou um custo operacional de R\$16,2 milhões relacionado à pintura e manutenção da plataforma de Manati. O custo total líquido para a QGEP está previsto em R\$50 milhões, sendo que os R\$34 milhões remanescentes devem ser contabilizados no segundo semestre do ano.

Em 4 de julho de 2016, a Companhia revisou suas estimativas de produção média do Campo de Manati, de 5,7MMm³ por dia para 5,1MMm³ por dia para o ano de 2016. A revisão das estimativas reflete um cenário de menor demanda no país. A Companhia reafirmou que a capacidade de produção de Manati permanece em 6,0MMm³ por dia, com uma margem EBITDAX média entre 60% e 65%, o que mantém Manati como um campo muito rentável para a QGEP.

A certificação de reservas da Gaffney, Cline & Associates (GCA) para o Campo de Manati indica que em 31 de dezembro de 2015 as reservas 2P para 100% do Campo totalizavam 11,0 bilhões de m³ de gás natural e condensado, que corresponde a cerca de 68,9 milhões de barris de óleo equivalente (boe) de gás.

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

No Campo de Atlanta, no Bloco BS-4, o Consórcio prevê o primeiro óleo do Sistema de Produção Antecipada (SPA) para o primeiro semestre de 2017. A produção inicial será de 20kbpd por meio de dois poços horizontais que já foram perfurados. O Consórcio poderá optar por perfurar um terceiro poço, o que aumentará a capacidade de produção média do SPA para 30kbpd. Essa decisão será baseada em vários fatores, incluindo o cenário de preços de óleo.

O FPSO Petrojarl I está sendo adaptado para o Campo de Atlanta em um estaleiro em Roterdã, na Holanda. A embarcação, com capacidade de produção de 30 mil bbl/dia e armazenamento de 180 mil barris está agora prevista para chegar no primeiro trimestre de 2017, em função de desafios no processo de customização da planta.

Em outubro de 2015, a Companhia assinou um contrato (COSA - Crude Oil Sales Agreement) com a Shell Western Supply and Trading Ltd (Shell) para a comercialização da produção do SPA de Atlanta. As vendas de óleo serão *Free on Board* (FOB) no FPSO, com um mecanismo de preço *netback*. O COSA tem prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano. Os demais sócios do Consórcio do Campo de Atlanta celebraram o mesmo tipo de acordo comercial com a Shell.

Exploração

BM-S-8

Participação: 10%

A perfuração de três poços e os testes de formação efetuados na descoberta de Carcará no Bloco BM-S-8 confirmaram que o petróleo é de alta qualidade, com uma grande coluna de óleo e alta produtividade, tornando o ativo um dos mais atrativos do pré-sal do Brasil.

Os testes realizados em 2015 no poço de Carcará Norte confirmaram que o óleo é da mesma acumulação identificada pelo poço descobridor. O óleo apresenta API de 31° e ausência de contaminantes. O Consórcio estima que a coluna de óleo tenha pelo menos 530 metros. Até o momento, mesmo após a perfuração de três poços em Carcará, o contato óleo-água não foi identificado.

Os próximos compromissos no BM-S-8 serão a realização de testes em Carcará Noroeste e a perfuração do prospecto de Guanxuma, ambos planejados para 2017. Guanxuma é um prospecto do pré-sal, localizado 30 km a sudoeste de Carcará. O final do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) de Carcará será em março de 2018, data limite para a declaração de comercialidade.

Em 29 de julho, a QGEP divulgou que a Petrobras, operadora do Bloco BM-S-8, vendeu sua participação de 66% neste Bloco para a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda, que passará a ser a operadora. O preço base negociado foi de US\$2,5 bilhões. A primeira parcela, correspondente a 50% do valor total, será paga no fechamento da operação. O restante do valor será pago através de parcelas contingentes relacionadas a eventos subsequentes, como por exemplo a celebração do Acordo de Individualização da Produção (Unitização).

CAL-M-372

Participação: 20%

As atividades no CAL-M-372 continuam aguardando a licença ambiental do IBAMA, atualmente prevista para ser obtida no próximo ano. 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

Os dados sísmicos dos blocos das Bacias de Foz do Amazonas, Ceará e Espírito Santo já foram adquiridos e processados. Os Consórcios estão realizando nesse momento a interpretação dos dados e a avaliação dos potenciais desses blocos.

Já nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão, o Consórcio completou a aquisição de dados sísmicos no segundo trimestre e realizará o processamento desses dados ao longo do restante de 2016.

O custo total líquido para a QGEP relativo à aquisição de dados sísmicos nesses blocos, incluindo outras despesas, está estimado em cerca de US\$19 milhões em 2016. Em linha com os compromissos assumidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, a QGEP poderá investir cerca de US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios a partir de 2017/2018. Os custos reais de perfuração podem vir a ser menores, refletindo a redução dos valores para perfuração observados no setor.

SEAL-M-351 E SEAL-M-428

Participação: 100%; Operadora

Para os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428, adquiridos na 13ª Rodada de Licitações da ANP em 2015, a QGEP solicitou o Termo de Referência ao IBAMA para iniciar o processo de aquisição de dados sísmicos. A Companhia está atualmente avaliando o cronograma para o início da aquisição.

Os dois blocos estão localizados em águas ultra-profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 quilômetros da costa, e abrangem uma área total de 1.512 km². A Companhia estima desembolsar cerca de US\$15-20 milhões com a aquisição de dados sísmicos nestes blocos ao longo dos próximos cinco anos.

A Companhia está avaliando o melhor momento para iniciar um processo de farm out dos dois blocos.

Eventos Recentes

- Em 8 de junho de 2016, a QGEP anunciou que o Sr. Sérgio Michelucci, Diretor de Exploração, decidiu se aposentar e deixou a Companhia. O Sr. Lincoln Guardado, Diretor-Presidente, acumulou o cargo de Diretor de Exploração.

Desempenho Financeiro

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

	2T16	2T15 ⁽¹⁾	Δ%	6M16	6M15 ⁽¹⁾	Δ%
Receita líquida	120,4	124,6	-3,3%	264,2	250,6	5,4%
Custos	(67,7)	(63,4)	6,7%	(128,1)	(125,4)	2,1%
Lucro bruto	52,7	61,2	-13,8%	136,1	125,1	8,7%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(10,5)	(12,0)	-12,4%	(21,1)	(26,7)	-21,1%
Equivalência patrimonial	(0,2)	(0,5)	-59,4%	0,2	(0,4)	-145,3%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(36,5)	(16,0)	128,1%	(45,3)	(26,2)	73,1%
Outras despesas operacionais líquidas	(2,6)	0,0	N/A	(2,6)	0,0	N/A
Lucro (Prejuízo) operacional	2,9	32,7	-91,0%	67,2	71,8	-6,5%
Resultado financeiro líquido	(11,5)	16,5	-169,5%	(24,1)	109,1	-122,1%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	(8,5)	49,2	-117,3%	43,1	181,0	-76,2%
Imposto de renda e contribuição social	0,8	(10,2)	-107,8%	(4,4)	(46,8)	-90,7%
Lucro (Prejuízo) líquido	(7,7)	39,0	-119,8%	38,7	134,1	-71,1%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	74,1	82,7	-10,4%	88,8	239,7	-63,0%
EBITDAX⁽²⁾	19,5	77,1	-74,7%	104,6	149,8	-30,1%

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⁾ Os valores deste período referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

⁽²⁾ 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.

A estratégia financeira da QGEP se baseia em uma abordagem disciplinada para investimentos, mantendo fluxo de caixa positivo a partir da venda do gás de Manati. No segundo trimestre, o resultado foi impactado pela redução da produção de gás, em função da queda na demanda por gás no Brasil, e também por uma maior concentração de despesas no período. Assim, a Companhia reportou no trimestre um resultado negativo. No entanto, as operações geraram sólido EBITDAX e a Companhia encerrou o trimestre com saldo de caixa positivo em R\$1,3 bilhão, garantindo assim recursos para investimentos futuros.

Destaques Financeiros do 2T16:

- ▶ A receita líquida foi de R\$120,4 milhões, uma redução de 3,3% quando comparada aos R\$124,6 milhões do 2T15. Esse declínio resultou da queda na produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 5,0 milhões de m³ no 2T16 comparado aos 6,0 milhões de m³ por dia no 1T16 e 5,7 milhões de m³ por dia no 2T15, sendo parcialmente compensada pelo reajuste anual do preço do gás de Manati.
- ▶ Os custos operacionais totalizaram R\$67,7 milhões no trimestre, 6,7% superiores aos R\$63,4 milhões no 2T15. No acumulado semestral de 2016, os custos somaram R\$128,1 milhões, em linha com o 6M15.
 - Despesas com depreciação totalizaram R\$15,6 milhões, queda de 54,1% em comparação aos R\$33,9 milhões no segundo trimestre de 2015. A queda na depreciação reflete a assinatura do aditivo ao contrato de venda de gás de Manati, o que levou a um aumento da reserva provada (1P) de gás considerada para o cálculo da depreciação. O mesmo efeito pode ser observado no 6M16.
 - Custos de produção foram de R\$19,6 milhões, comparados a R\$11,3 milhões no 2T15. Os custos de produção mais elevados refletem as despesas relativas à estação de compressão de gás tanto na comparação trimestral quanto na anual. Os custos de manutenção totalizaram R\$16,7 milhões, R\$14,4 milhões superiores ao 2T15 em função da pintura e manutenção da plataforma de Manati.
 - Royalties e Participação especial foram inferiores aos valores registrados no 2T16 como resultado da menor produção de gás no período.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	2T16	2T15 ⁽¹⁾	Δ%	6M16	6M15 ⁽¹⁾	Δ%
Depreciação e amortização	15,6	33,9	-54,1%	35,9	66,8	-46,3%
Custos de produção	19,6	11,3	73,1%	40,2	22,9	75,8%
Custos de manutenção	16,7	2,3	614,3%	19,9	7,3	172,2%
Royalties	9,2	9,6	-3,8%	20,2	19,0	6,2%
Participação especial	1,8	2,6	-30,6%	3,7	4,5	-17,0%
P&D	1,6	1,3	28,9%	3,1	2,6	22,1%
Outros	3,1	2,4	31,8%	5,1	2,4	114,6%

TOTAL	67,7	63,4	6,7%	128,1	125,4	2,1%
--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	--------------	-------------

⁽¹⁾ Os valores deste período referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$10,5 milhões, uma queda de 12,4% quando comparadas ao 2T15. A redução ano-a-ano deve-se ao aumento nos custos de participação dos sócios nos blocos operados pela QGEP.
- ▶ Os gastos exploratórios totalizaram R\$36,5 milhões, aumento de R\$20,5 milhões em relação aos R\$16,0 milhões do 2T15. Esse aumento se deve principalmente aos gastos referentes à aquisição dos dados sísmicos nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão.
- ▶ O resultado financeiro negativo totalizou R\$11,5 milhões, comparado ao resultado positivo de R\$16,5 milhões no 2T15. Este resultado ocorreu em função da apreciação do real, que reduziu as receitas da QGEP provenientes de investimentos denominados em dólar.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$74,1 milhões, comparado a R\$82,7 milhões no 2T15.

Destaques Financeiros do 6M16:

- ▶ Receita líquida somou R\$264,2 milhões, aumento de 5,4% quando comparada aos R\$250,6 milhões no primeiro semestre de 2015. Este aumento reflete o preço mais elevado do gás de Manati após o reajuste contratual.
- ▶ Os custos operacionais totalizaram R\$128,1 milhões, aumento de 2,1% sobre os R\$125,4 milhões no primeiro semestre de 2015, como resultado de um menor custo de amortização, compensado por maiores custos devido à estação de compressão de gás e a pintura e manutenção da plataforma de Manati.
- ▶ O resultado financeiro foi negativo em R\$24,1 milhões, contra um resultado financeiro positivo de R\$109,1 milhões no primeiro semestre de 2015. Assim como no segundo trimestre, o resultado negativo se deve principalmente à valorização do real no período.
- ▶ O EBITDAX foi de R\$104,6 milhões, comparado a R\$149,8 milhões no primeiro semestre de 2015, com o impacto de maiores custos operacionais e maiores gastos exploratórios no período.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$88,8 milhões, comparado a R\$239,7 milhões no primeiro semestre de 2015.

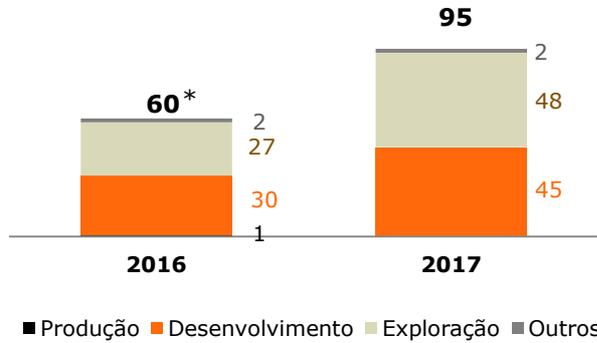
CAPEX E OUTROS GASTOS EXPLORATÓRIOS

A abordagem financeira disciplinada da QGEP faz parte do planejamento de seus investimentos. A Companhia realiza gastos de maneira prudente, sempre de forma a conservar uma posição de caixa confortável que suporte suas necessidades futuras. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos do portfólio da QGEP, e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

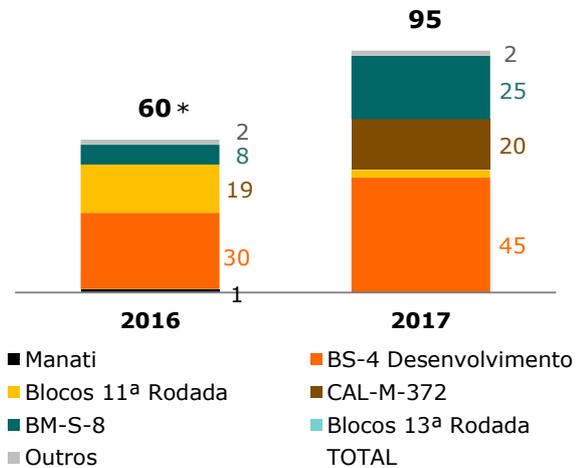
O CAPEX para 2016 está orçado em US\$60 milhões, dos quais US\$30 milhões são previstos para o Campo de Atlanta e US\$19 milhões na aquisição e análise de dados sísmicos dos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP. No primeiro semestre do ano, a QGEP desembolsou US\$20 milhões.

A QGEP estima investir US\$95 milhões em 2017, sendo US\$45 milhões para o Campo de Atlanta e US\$48 milhões em investimentos em exploração, sendo US\$25 milhões destinados às atividades no BM-S-8 e US\$20 milhões relativos à perfuração de um poço no Bloco CAL-M-372.

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



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



*A QGEP já havia sido desembolsado US\$20 milhões até 30 de junho de 2016.

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

Ao final do 2T16, a Companhia possuía saldo de caixa de R\$1,3 bilhão. Em 30 de junho, a QGEP detinha cerca de 29% do seu caixa investido em fundos cambiais, com o objetivo de proteger sua capacidade de investimento no longo prazo.

O saldo remanescente é investido em instrumentos denominados em reais. Em 30 de junho de 2016, o retorno médio anual desses investimentos foi de 102,4% do CDI e 100% dos fundos tinha liquidez diária.

O endividamento total em 30 de junho de 2016 era de R\$371,6 milhões. Esses empréstimos consistem em R\$254,6 milhões oriundos de linhas de crédito da Companhia junto à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e R\$117,9 milhões de uma linha de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB).

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, com início do pagamento em setembro deste ano, e prazo de pagamento de sete anos. A QGEP conta com uma linha de crédito total com a FINEP de R\$266,1 milhões.

O financiamento do BNB é direcionado para a operação dos ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, com bônus de adimplência de 15%, tem carência de cinco anos e período de repagamento de sete anos.

A posição de caixa líquido da Companhia em 30 de junho de 2016 era de R\$912,2 milhões.

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.

Do montante de R\$89,1 milhões registrados em 30 de junho de 2016, R\$17,4 milhões referem-se à parcela da consorciada OGX Petróleo e Gás S.A. - Recuperação Judicial ("OGX"), R\$53,9 milhões referem-se à Pacific Brasil Exploração e Produção de Óleo e Gás Ltda ("Pacific") e o restante a outros consorciados (R\$17,8 milhões).

Em 13 de junho de 2016 foi emitido o "cash call" referente às operações do Bloco BS-4 no montante total de R\$20,1 milhões com vencimento em 28 de junho de 2016. Deste montante, o valor de R\$9,0 milhões refere-se ao parceiro OGX. Até a data da aprovação destas demonstrações financeiras não foi identificado o recebimento deste crédito.

Considerando a atual situação da parceira 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 dessa consorciada.

Em 13 de julho de 2016 houve o vencimento de cash calls referente aos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 no montante total de R\$84,5 milhões. Deste montante, o valor de R\$51,2 milhões refere-se ao parceiro Pacific. Até a data da aprovação das demonstrações financeiras da Companhia não foi identificado o recebimento deste crédito.

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

Gabriela Lima
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Telefone: 55 21 3509-5959
Fax: 55 21 3509-5958
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 e semestres findos em 30 de junho de 2015 e 30 de junho de 2016 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS (R\$ MILHÕES)

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	2T16	2T15 ⁽¹⁾	Δ%	6M16	6M15 ⁽¹⁾	Δ%
Lucro Líquido	(7,7)	39,0	-119,8%	38,7	134,1	-71,1%
Depreciação e amortização	16,5	34,9	-52,6%	37,8	68,7	-44,9%
(Receita financeira líquida)/ despesa	11,5	(16,5)	-169,5%	24,1	(109,1)	-122,1%
Imposto de renda e contribuição social	(0,8)	10,2	-107,8%	4,4	46,8	-90,7%
EBITDA⁽²⁾	19,5	67,6	-71,2%	105,0	140,5	-25,3%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽³⁾	0,0	9,5	-99,9%	(0,4)	9,3	-104,2%
EBITDAX⁽⁴⁾	19,5	77,1	-74,7%	104,6	149,8	-30,1%
Margem EBITDA ⁽⁵⁾	16,2%	54,2%	-70,2%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX ⁽⁶⁾	16,2%	61,9%	-73,8%	39,6%	59,8%	-33,7%
Caixa Líquido ⁽⁷⁾	912,2	933,5	-2,3%	912,2	933,5	-2,3%
Dívida Líquida/EBITDAX	(4,0)	(3,3)	22,7%	(4,0)	(3,3)	22,7%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

⁽²⁾ 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.

⁽³⁾ Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais.

⁽⁴⁾ 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.

⁽⁵⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁷⁾ 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

	2T16	1T16	Δ%
Ativo			
Circulante	1.357,3	1.327,5	2,2%
Caixa e equivalentes de caixa	153,0	139,5	9,7%
Aplicações financeiras	961,3	951,5	1,0%
Contas a receber	85,3	113,6	-24,9%
Créditos com parceiros	89,1	47,0	89,5%
Estoques	2,9	2,9	1,8%
Impostos e contribuição a recuperar	53,6	64,0	-16,2%
Outros	12,0	8,9	34,8%
Não Circulante	2.061,2	2.090,7	-1,4%
Caixa restrito	108,4	100,6	7,8%
Aplicações financeiras	168,6	163,0	3,4%
Estoques não circulante	55,0	57,4	-4,2%
Partes Relacionadas	0,0	7,1	-100,0%
Impostos a recuperar	3,6	4,9	-26,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	44,4	45,0	-1,4%
Investimentos	122,5	127,4	-3,9%
Imobilizado	829,2	855,5	-3,1%
Intangível	727,8	728,1	0,0%
Outros ativos não circulantes	1,6	1,6	0,2%
TOTAL DO ATIVO	3.418,5	3.418,2	0,0%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	237,5	145,4	63,3%
Fornecedores	155,0	60,2	157,4%
Impostos e contribuição a recolher	19,9	30,7	-35,3%
Remuneração e obrigações sociais	7,4	7,3	2,2%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	1,1	0,7	42,8%
Empréstimos e financiamentos	30,4	21,5	41,8%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	14,6	15,3	-4,4%
Seguros a pagar	6,0	6,6	-9,4%
Outros	3,1	3,1	0,4%
Não Circulante	519,6	550,7	-5,6%
Empréstimos e financiamentos	340,2	348,7	-2,4%
Provisão para abandono	179,4	202,0	-11,2%
Patrimônio Líquido	2.661,4	2.722,1	-2,2%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	13,5	28,8	-53,2%
Reserva de Lucros	572,1	610,8	-6,3%
Reserva de Capital	40,0	39,0	2,5%
Ações em Tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Lucro Líquido do período	38,8	46,5	-16,6%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.418,5	3.418,2	0,0%

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R\$ milhões)

	2T16	2T15 ⁽¹⁾	Δ%	6M16	6M15 ⁽¹⁾	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	(7,7)	39,0	-119,8%	38,7	134,1	-71,1%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	0,2	0,5	-59,6%	(0,2)	0,4	-145,6%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	16,5	34,9	-52,6%	37,8	68,7	-44,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,6	(1,0)	-160,9%	1,1	13,9	-91,8%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	4,4	3,7	20,3%	8,9	6,3	39,7%
Baixa de imobilizado	36,2	19,0	90,3%	71,7	19,1	276,0%
Provisão para plano de opção de ações	2,1	1,5	40,1%	3,2	3,4	-4,3%
Provisão para imposto renda e contribuição social	(5,7)	(60,3)	-90,5%	(1,1)	(38,6)	-97,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,4	1,4	-70,1%	0,0	2,2	-100,0%
Variação cambial/Outros	0,0	(16,5)	-100,0%	0,0	(21,0)	-100,0%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	4,3	(66,4)	-106,5%	(24,3)	(55,2)	-56,1%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	20,7	127,0	-83,7%	(49,3)	106,4	-146,3%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	74,1	82,7	-10,4%	88,8	239,7	-63,0%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(6,6)	14,1	-146,9%	(47,9)	(253,7)	-81,1%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(38,7)	(38,7)	0,0%	(38,7)	79,2	-148,9%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(15,3)	(1,9)	N/A	(29,9)	5,0	N/A
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	13,5	56,2	-75,9%	(27,6)	70,1	-139,4%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	139,5	131,1	6,4%	180,7	171,3	5,4%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	153,0	187,3	-18,3%	153,0	187,3	-18,3%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	13,5	56,2	-75,9%	(27,6)	16,0	-272,9%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

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 e escoamento da produção por navios aliviadores.
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>).
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.