

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

10 de agosto 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

QGEF divulga os resultados do 2T17

Rio de Janeiro, 9 de agosto de 2017 – A QGEF Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEF3), 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 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 **4,5MMm³ no 2T17**, comparada a 5,0MMm³ no 2T16 e 4,2MMm³ no 1T17. O aumento da demanda de gás aconteceu em função do despacho das termoeletricas. *Guidance* de produção para 2017 segue ao equivalente à média diária de 4,9MMm³.

Receita Líquida

Receita líquida no 2T17 de R\$114,6 milhões comparada a R\$120,4 milhões no 2T16, refletindo redução da produção.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de R\$61,0 milhões no 2T17, comparado ao prejuízo de R\$7,7 milhões no mesmo período do ano passado. A variação cambial no exterior impactou positivamente o resultado financeiro líquido do 2T17.

Campo de Atlanta

A chegada do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta está confirmada para o final de 2017, **com o primeiro óleo previsto para o 1T18.**

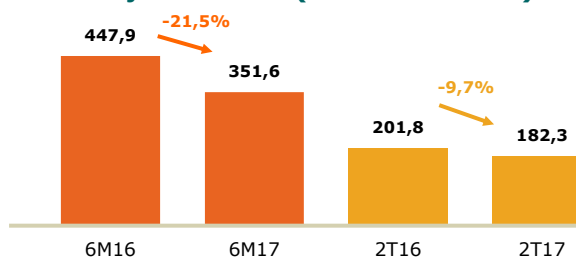
EBITDAX

EBITDAX foi de R\$45,9 milhões no 2T17, comparado a R\$19,5 milhões no 2T16 devido principalmente a menores gastos exploratórios no período.

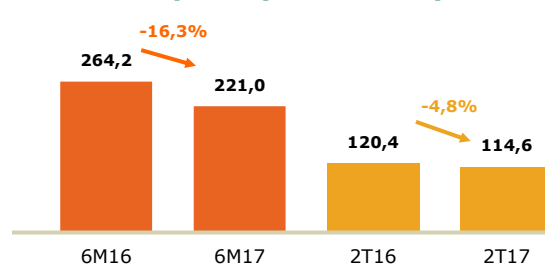
Saldo de Caixa

Saldo de caixa⁽¹⁾ de R\$1,4 bilhão ao final do 2T17; recursos garantidos para manter o programa de investimentos pelo próximos anos.

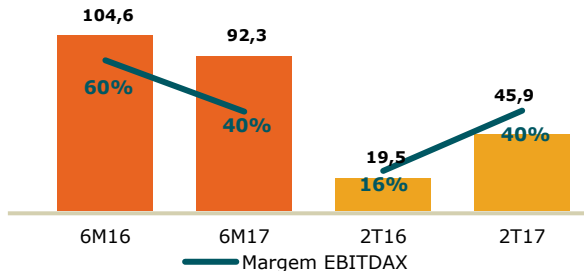
Produção de Gás (Milhões de m³)



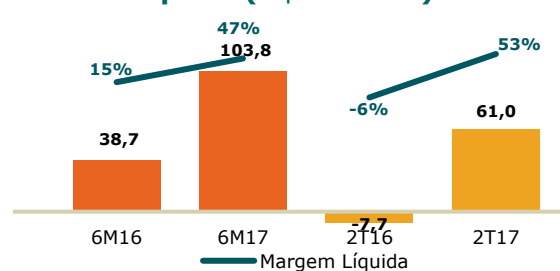
Receita Líquida (R\$ Milhões)



EBITDAX (R\$ Milhões)



Lucro Líquido (R\$ Milhões)



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

Mensagem da Administração

No período tivemos eventos importantes para a QGEP. Dentre os quais destacamos a demanda de gás do Campo de Manati que apresentou uma leve recuperação e a conclusão das negociações do acordo para garantir o início da produção de petróleo no Campo de Atlanta no primeiro trimestre de 2018. Além disso, monetizamos um importante ativo como parte da nossa estratégia de criação de valor para a Companhia.

Estamos reportando resultados financeiros melhores quando comparados com o trimestre anterior. A receita líquida e o EBITDAX do segundo trimestre vieram acima do primeiro trimestre deste ano, totalizando R\$114,6 milhões e R\$45,9 milhões, respectivamente, com o lucro líquido atingindo R\$61,0 milhões em função do aumento da receita e do resultado financeiro.

No segundo trimestre, a produção diária de gás no Campo de Manati atingiu 4,5MMm³, 6,5% superior aos números do primeiro trimestre. Mesmo que a comparação ano-a-ano mostre uma redução nos níveis de produção, ainda como consequência da desaceleração no setor industrial no Nordeste, já foi possível perceber um aumento progressivo na demanda ao longo do segundo trimestre e, sobretudo, no mês de julho, o que nos permite reafirmar a expectativa de produção média diária de gás de 4,9MMm³ no ano de 2017. Neste trimestre, ocorreu o fechamento temporário de um dos seis poços do Campo, reduzindo a capacidade de produção para aproximadamente 5,5MMm³ por dia. Mesmo com o volume atual de produção, Manati gerou R\$101,5 milhões de caixa operacional nesse segundo trimestre.

Em julho, assinamos um aditivo ao contrato de afretamento do FPSO com a Teekay Offshore para o desenvolvimento do Campo de Atlanta. Chegamos a um acordo mutuamente benéfico, que reduzirá nossos custos operacionais ao longo dos primeiros 18 meses do contrato em cerca de US\$4 por barril, além de permitir a otimização dos resultados do Campo em períodos de preço baixo do petróleo.

Nossa principal notícia desse período foi a decisão de venda da nossa participação no Bloco BM-S-8, onde anunciamos uma descoberta de petróleo em 2012. O valor total de venda dos nossos 10% é de US\$379 milhões, dos quais US\$189,5 milhões serão pagos no fechamento da operação, que acontecerá assim que recebermos a aprovação da ANP e demais órgãos competentes. O valor restante será pago em duas parcelas, sendo a primeira após a assinatura do contrato referente à licitação da área unitizável e a segunda após o acordo de unitização. Consideramos que nosso investimento no BM-S-8, realizado em 2011, mostrou-se bem sucedido, resultando em uma taxa de retorno de 15% ao ano em reais. O tempo muito além do esperado decorrido desde a descoberta do campo e a falta de visibilidade para o primeiro óleo, além do CAPEX elevado para uma empresa de nosso tamanho, nos levaram a optar pela venda desse ativo. Por essas razões, aceitamos a oferta não solicitada da Statoil, que gerou valor para a Companhia e para os nossos acionistas.

No momento, estamos avaliando alternativas para o uso dos recursos da transação. Em função da nossa sólida posição de caixa, consideramos investimentos adicionais no nosso portfólio exploratório, novas oportunidades e, caso haja um excesso de caixa, a Companhia poderá considerar uma distribuição de dividendos extraordinária. Com a redução significativa dos nossos compromissos de CAPEX, possuímos a flexibilidade necessária para reposicionar nossa estratégia exploratória, focando em áreas com menor desafio técnico ou que ofereçam alto potencial de retorno.

Atualmente, o calendário de licitações no Brasil está atraindo novos players para o setor de óleo e gás, gerando diversas oportunidades para nossa participação. Nosso portfólio de exploração está diversificado entre as principais bacias brasileiras, incluindo blocos com alta prospectividade e oportunidades de *farm-out*. Estamos especialmente satisfeitos com o interesse demonstrado por potenciais parceiros nos nossos blocos oferecidos no processo de *farm-out*. Além disso, teremos possibilidade de participar de acordos de *farm-in* e de participar de leilões ainda neste ano e no próximo, melhorando a qualidade do nosso portfólio ao mesmo tempo em que mantemos nossa posição de caixa bastante sólida.

Essa flexibilidade financeira é ainda mais importante à medida que ingressamos no que acreditamos ser o início do período de recuperação da economia brasileira. Estamos confiantes na maior demanda pelo gás de Manati na região Nordeste. As previsões recentes para a produção industrial do país aumentaram tanto para 2017 como para 2018, enquanto as taxas de juros e de inflação tiveram uma queda significativa, ao mesmo tempo em que o governo segue avançando em iniciativas para estimular o investimento estrangeiro, particularmente no setor de óleo e gás. Entramos nesse período de melhoria do ambiente macroeconômico e regulatório com a mesma abordagem diligente de gerenciamento de riscos e com uma estratégia de alocação de capital focada na criação de valor para todos os nossos stakeholders.

Ativos da QGEF

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEF	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reserva	
		Camarão Norte		Contingente	
	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reserva	
		Oliva		Contingente	
		Piapara		Prospectivo	
Espírito Santo	ES-M-598		20%	Prospectivo	
	ES-M-673		20%	Prospectivo	
Foz do Amazonas	FZA-M-90		100%	Prospectivo	
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		100%	Prospectivo	
	PAMA-M-337		100%	Prospectivo	
Ceará	CE-M-661		25%	Prospectivo	
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-894		30%	Prospectivo	
	PEPB-M-896		30%	Prospectivo	
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-351		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, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste do Brasil, foi de 4,5 milhões de m³ no 2T17, comparada a 4,2 milhões de m³ do 1T17, e inferior aos 5,0 milhões de m³ do 2T16. Os níveis de produção do segundo trimestre de 2017 e do começo de julho aumentaram em relação ao segundo semestre de 2016, refletindo o aumento da demanda de gás do Campo de Manati. A capacidade diária de produção em Manati foi temporariamente reduzida para 5,5 milhões de m³ por dia, com cinco poços operando, em função de uma ocorrência em uma das seis linhas de produção do Campo. O consórcio está trabalhando o mais rápido possível para restaurar a capacidade total. O valor estimado para esse reparo é em torno de US\$12-15 milhões, sendo a Companhia responsável por 45% deste montante.

A Companhia confirma o guidance de produção para 2017 de 4,9 milhões de m³ por dia, a mesma produção diária obtida em 2016.

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

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora 

Recentemente, a QGEF anunciou a assinatura de um aditivo ao contrato com a Teekay Offshore Partners, que estabelece os prazos da chegada do FPSO afretado para a produção do Campo de Atlanta. Pelos termos do acordo, nos primeiros 18 meses de produção, o Consórcio irá pagar uma taxa diária menor pelo FPSO, o que deverá reduzir as despesas operacionais totais do Campo em aproximadamente 15% nesse período, para US\$410 mil/dia. 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. O FPSO terá capacidade de produção de 30 kbpd e 180 mil barris de armazenamento.

Com as negociações finalizadas, o Consórcio estima que o primeiro óleo seja produzido no primeiro trimestre de 2018. A capacidade inicial de produção será de 20 kbbbl/dia 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 kbbbl/dia, sem acréscimo relevante nos custos operacionais. Essa decisão se baseará em diversos fatores, inclusive os preços vigentes de petróleo.

Atualmente, a OGX deve R\$64,0 milhões ao consórcio e estima-se que serão necessários R\$180 milhões adicionais a serem aportados pela OGX para o primeiro óleo relativo ao Sistema de Produção Antecipada. Este valor não reflete, ainda, os investimentos para perfuração de um terceiro poço na área, bem como os investimentos necessários para a fase definitiva de produção.

A ANP havia imposto um prazo de 90 dias para que a OGX vendesse sua participação de maneira compulsória, no âmbito de processo administrativo de monitoramento de sua capacidade financeira. Tal prazo venceria no último dia 4 de agosto, porém em 3 de agosto de 2017, a QGEF foi notificada sobre a decisão da Diretoria da ANP em anular a abertura do prazo. A QGEF está avaliando o embasamento desta decisão, bem como as medidas cabíveis. Até a presente data, a OGX não finalizou o processo de venda de sua participação no ativo, não comprovou capacidade financeira para fazer frente aos investimentos necessários ao desenvolvimento do BS-4 e permanece inadimplente com suas obrigações no âmbito dos documentos do consórcio e do contrato de concessão.

Exploração

SEAL-M-351 E SEAL-M-428

Participação: 100%; Operadora 

No final de 2016, a Companhia recebeu o Termo de Referência do IBAMA para a obtenção da licença ambiental para a aquisição de dados sísmicos 3D e espera iniciar essa etapa até o primeiro trimestre de 2018. O custo estimado para esta aquisição é de cerca de US\$16 milhões, que serão despendidos até o final de 2018. Este é o único compromisso assumido junto à ANP para esta fase exploratória.

Estes blocos integram o processo de *farm-out* em andamento na Companhia. Se este processo de *farm-out* for bem-sucedido, poderemos considerar acelerar nosso calendário exploratório nestes blocos, agora que reduzimos nossos compromissos de CAPEX de longo prazo com a venda do Bloco BM-S-8.

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

A aquisição dos dados sísmicos das 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. A QGEF está também analisando os dados sísmicos finais da Bacia de Pará-Maranhão para definição do potencial exploratório da área.

Os Consórcios solicitaram à ANP a postergação por dois anos dos prazos das concessões por conta das condições atuais de mercado e das incertezas em relação ao processo de licenciamento ambiental.

No final de 2016, a QGEF aumentou sua participação nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão e no Bloco FZA-M-90 para 100%, por meio de duas transações. Como parte

dos acordos, os vendedores pagaram antecipadamente à QGEP parte das obrigações mínimas referentes aos investimentos exploratórios comprometidos com a ANP.

Eventos Corporativos Recentes

| BM-S-8

Participação: 10% 

Como evento subsequente ao segundo trimestre, a Companhia anunciou que recebeu e aceitou uma oferta não solicitada da Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 pelo valor de US\$379 milhões. A QGEP comprou sua participação nesse bloco em 2011 num processo de *farm-out* da Shell por US\$175 milhões. 50% do valor total será pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes, que deve ocorrer até o final desse ano. 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.

Em 2016, a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. adquiriu a participação de 66% até então detida pela Petrobras, tornando-se operadora do Bloco. Os termos recebidos pela QGEP pela sua participação são semelhantes aos que a Petrobras recebeu como sócia e operadora.

Desempenho Financeiro

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

	2T17	2T16	Δ%	6M17	6M16	Δ%
Receita líquida	114,6	120,4	-4,8%	221,0	264,2	-16,3%
Custos	(57,5)	(67,7)	-15,1%	(113,2)	(128,1)	-11,6%
Lucro bruto	57,2	52,7	8,4%	107,8	136,1	-20,8%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(13,0)	(10,5)	23,9%	(25,0)	(21,1)	18,4%
Equivalência patrimonial	(1,1)	(0,2)	412,6%	(1,1)	0,2	n.a.
Gastos exploratórios de óleo e gás	(12,4)	(36,5)	-66,1%	(18,4)	(45,3)	-59,4%
Outras despesas operacionais líquidas	0,0	(2,6)	n.a.	(0,0)	(2,6)	-99,7%
Lucro (Prejuízo) operacional	30,7	2,9	n.a.	63,4	67,2	-5,7%
Resultado financeiro líquido	45,8	(11,5)	n.a.	65,5	(24,1)	-371,9%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	76,5	(8,5)	n.a.	128,8	43,1	198,9%
Imposto de renda e contribuição social	(15,5)	0,8	n.a.	(25,0)	(4,4)	n.a.
Lucro (Prejuízo) líquido	61,0	(7,7)	n.a.	103,8	38,7	167,9%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	101,5	74,1	36,9%	138,0	88,8	55,4%
EBITDAX⁽¹⁾	45,9	19,5	135,5%	92,3	104,6	-11,8%

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

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

No segundo trimestre de 2017, os resultados financeiros foram superiores aos apresentados no mesmo período de 2016. O EBITDAX aumentou 135,5% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, mas apresentou queda de 1,1% quando comparado ao 1T17 em função de maiores gastos exploratórios relacionados principalmente à aquisição de sísmica. A Companhia encerrou o primeiro semestre com sólido saldo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,4 bilhão, suficientes para cobrir nossos investimentos pelos próximos anos. Mesmo com uma produção menor, mas que começa a apresentar melhora, o Campo de Manati fornece à Companhia um fluxo de caixa significativo, usado tanto para custear as despesas operacionais como para seguir financiando os projetos de exploração.

Destaques Financeiros do 2T17:

- ▶ A receita líquida foi de R\$114,6 milhões, redução de 4,8% quando comparada aos R\$120,4 milhões no 2T16. Esse declínio foi decorrente da queda na produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 4,5MMm³ no 2T17, ante 5,0MMm³ por dia no 2T16. A queda de produção foi parcialmente compensada pelo reajuste anual dos preços do gás de Manati ocorrido no início do ano.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$12,4 milhões, ante R\$36,5 milhões no 2T16 devido a menores gastos com aquisição e processamento de dados sísmicos no período. Nesse trimestre, a Companhia teve gastos para aquisição e processamento de dados sísmicos para a bacia de Pará-Maranhão.
- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$13,0 milhões, um aumento de 23,9% comparado aos R\$10,5 milhões registrados no 2T16. 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\$12,0 milhões, redução de R\$4,7 milhões quando comparado aos valores do 2T16. Nos custos de manutenção estão incluídos R\$5,2 milhões relativos à pintura e manutenção da plataforma de Manati e antecipação da atividade de inspeção de risers, que foram encerrados nesse trimestre; e R\$3,6 milhões de gastos associados ao reparo de uma das seis linhas de produção do Campo de Manati.
- ▶ Os custos operacionais totais somaram R\$57,5 milhões no trimestre, uma queda de 15,1% em comparação aos R\$67,7 milhões registrados no 2T16, principalmente devido a menores custos de manutenção, já que no primeiro trimestre foi contabilizado a maior parte do custo referente à pintura e manutenção da plataforma.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$45,8 milhões, comparada a um resultado financeiro líquido negativo de R\$11,5 milhões no 2T16, devido ao maior rendimento do fundo cambial.
- ▶ O lucro líquido no 2T17 atingiu R\$61,0 milhões, comparado a um prejuízo líquido de R\$7,7 milhões registrado no 2T16. Esse aumento foi função de menores custos operacionais, menores gastos exploratórios e principalmente, um aumento no resultado financeiro.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$101,5 milhões, ante R\$74,1 milhões no 2T16.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	2T17	2T16	Δ%	6M17	6M16	Δ%
Depreciação e amortização	14,4	15,6	-7,6%	27,4	35,9	-23,6%
Custos de produção	18,2	19,6	-7,3%	38,6	40,2	-3,8%
Custos de manutenção	12,0	16,7	-28,5%	22,8	19,9	14,6%
Royalties	8,9	9,2	-3,5%	17,0	20,2	-15,7%
Participação especial	0,9	1,8	-49,1%	1,4	3,7	-63,3%
P&D	1,2	1,6	-25,7%	2,4	3,1	-23,5%
Outros	1,9	3,1	-38,4%	3,5	5,1	-30,6%
TOTAL	57,5	67,7	-15,1%	113,2	128,1	-11,6%

Destaques Financeiros do Primeiro Semestre:

- ▶ A receita líquida foi de R\$221,0 milhões, redução de 16,3% em relação ao primeiro semestre de 2016. Esse declínio foi decorrente da queda na produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 4,3MMm³ no 6M17, ante 5,5MMm³ no mesmo período em 2016. A produção média diária vem melhorando em 2017 quando comparada ao segundo semestre de 2016, devido ao aumento da demanda de gás em função do despacho para as usinas termoeletricas. A queda da produção no período foi parcialmente compensada pelo reajuste anual dos preços do gás de Manati ocorrido no início do ano.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$18,4 milhões, ante R\$45,3 milhões no primeiro semestre de 2016, em função dos menores gastos com aquisição e processamento de dados sísmicos no período.
- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$25,0 milhões, um aumento de 18,4% comparado aos R\$21,1 milhões registrados no primeiro semestre de 2016. 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\$22,8 milhões, aumento de R\$2,9 milhões quando comparado aos valores do primeiro semestre de 2016. Neste custo de manutenção estão incluídos R\$13,6 milhões relativos à pintura e manutenção da plataforma de Manati, e o custo de inspeção dos risers, incorridos principalmente no 1T17. Também incluem R\$3,6 milhões de gastos associados ao reparo de uma das linhas de produção do Campo de Manati.
- ▶ Os custos operacionais totais somaram R\$113,2 milhões no semestre, uma queda de 11,6% em comparação ao primeiro semestre de 2016 principalmente devido à menores custos com depreciação e amortização, royalties, participação especial e P&D em função de uma menor produção no período.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$65,5 milhões, comparado a um resultado financeiro líquido negativo de R\$24,1 milhões no primeiro semestre de 2016, em função de maiores receitas derivadas de instrumentos de renda fixa, aliadas a um maior rendimento do fundo cambial.

- ▶ O lucro líquido no primeiro semestre de 2017 atingiu R\$ 103,8 milhões, mais que o dobro do primeiro semestre de 2016, de R\$ 38,7 milhões, devido principalmente às menores despesas operacionais, parcialmente compensadas por uma menor receita.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$138,0 milhões, ante R\$88,8 milhões no primeiro semestre de 2016.

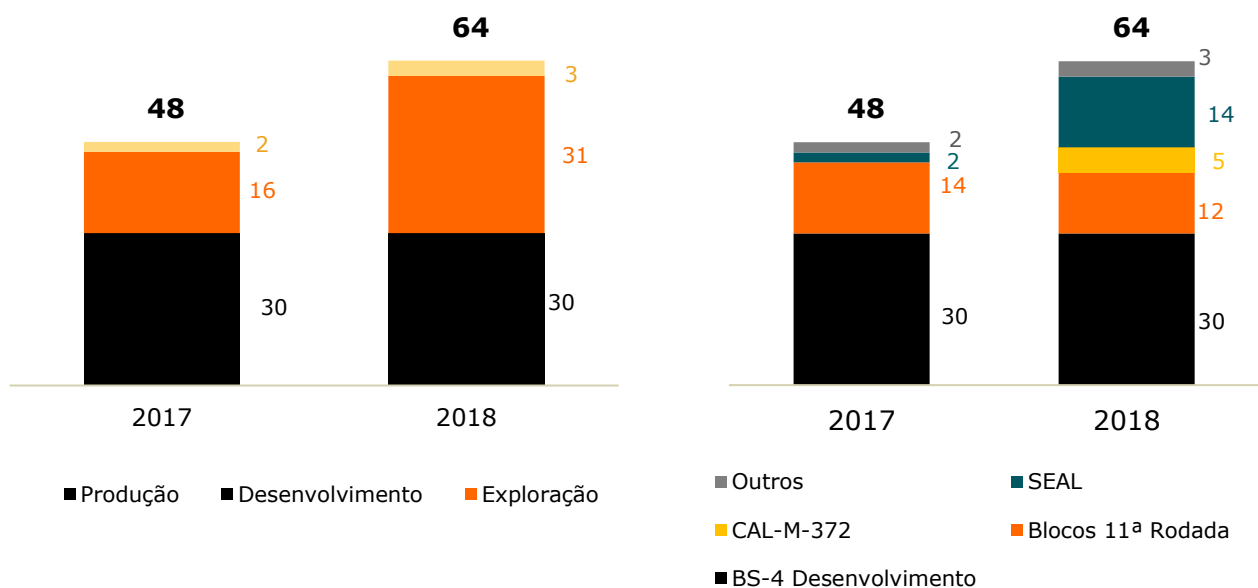
Capex e Outros Gastos Exploratórios

Uma combinação de rígidos controles sobre as despesas e uma abordagem disciplinada em relação aos investimentos possibilita à QGEP financiar suas necessidades de investimentos a partir dos fundos gerados internamente. Além disso, a QGEP 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 da QGEP, e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

O CAPEX realizado no segundo trimestre de 2017 foi de US\$7,3 milhões, sendo US\$2,2 milhões despendidos no Campo de Atlanta e US\$2,8 milhões nos blocos da 11ª Rodada. No semestre, o CAPEX totalizou US\$14,5 milhões, com a maior parte dos recursos sendo utilizada no desenvolvimento de Atlanta e sísmica dos blocos do Pará-Maranhão.

A Companhia estima investir o montante de US\$48 milhões em 2017. Esse valor inclui US\$30 milhões para o Campo de Atlanta e US\$16 milhões em atividades de exploração, sendo 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 30 de junho de 2017, a QGEP possuía saldo e equivalentes de caixa de R\$1,4 bilhão, superior ao R\$1,3 bilhão registrado em 30 de junho de 2016. Em 30 de junho de 2017, a QGEP detinha aproximadamente 20% 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 30 de junho de 2017, o retorno médio anual desses investimentos foi de 102,1% 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 30 de junho de 2017 era de R\$342,6 milhões, comparados aos R\$371,6 milhões registrados em 30 de junho 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 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 junho de 2017 era de R\$1,0 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
www.qgep.com.br/ri

Sobre a QGEP

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

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

As informações financeiras consolidadas da Companhia relativas aos trimestres findos em 30 de junho de 2016 e 30 de junho de 2017 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

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

	2T17	2T16	Δ%	6M17	6M16	Δ%
Lucro Líquido	61,0	(7,7)	n.a.	103,8	38,7	167,9%
Depreciação e amortização	15,2	16,5	-8,3%	28,9	37,8	-23,6%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(45,8)	11,5	n.a.	(65,5)	24,1	-371,9%
Imposto de renda e contribuição social	15,5	(0,8)	- n.a.	25,0	4,4	n.a.
EBITDA⁽¹⁾	45,9	19,5	135,6%	92,2	105,0	-12,2%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	(0,0)	0,0	-115,7%	0,0	(0,4)	-105,9%
EBITDAX⁽³⁾	45,9	19,5	135,5%	92,3	104,6	-11,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	40,0%	16,2%	147,5%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	40,0%	16,2%	147,3%	39,6%	59,8%	-33,7%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(1.033,4)	(912,2)	13,3%	(1.033,4)	(912,2)	13,3%
Dívida Líquida/EBITDAX	(5,9)	(4,0)	46,7%	(5,9)	(4,0)	46,7%

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

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

⁽³⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

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

Anexo II | Balanço Patrimonial

	2T17	1T17	Δ%
Ativo			
Circulante	1.447,5	1.450,1	-0,2%
Caixa e equivalente de caixa	9,8	16,4	-40,4%
Aplicações financeiras	1.215,8	1.204,9	0,9%
Caixa Restrito	34,1	33,5	1,7%
Contas a receber	89,4	101,5	-11,9%
Créditos com parceiros	53,6	43,5	23,1%
Estoques	1,6	1,5	8,2%
Impostos e contribuição a recuperar	8,1	22,5	-63,9%
Outros	35,0	26,2	33,6%
Não Circulante	2.142,8	2.108,6	1,6%
Caixa restrito	142,6	126,7	12,6%
Aplicações financeiras	150,4	146,7	2,5%
Impostos a recuperar	5,3	4,3	-25,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45,0	44,1	1,9%
Investimentos	144,1	139,0	3,6%
Imobilizado	928,2	918,7	1,0%
Intangível	726,4	726,7	0,0%
Outros ativos não circulantes	0,7	2,4	-71,4%
TOTAL DO ATIVO	3.590,2	3.558,7	0,9%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	221,5	224,6	-6,7%
Fornecedores	41,4	41,9	-73,3%
Impostos e contribuição a recolher	36,2	26,1	82,2%
Remuneração e obrigações sociais	8,2	6,6	22,7%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	7,5	5,5	36,1%
Empréstimos e financiamentos	36,7	36,7	-0,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	10,7	12,7	-16,2%
Seguros a pagar	13,4	14,1	-5,3%
Outros	67,5	80,8	-16,5%
Não Circulante	520,2	515,4	0,9%
Empréstimos e financiamentos	305,9	314,6	-2,8%
Provisão para abandono	214,1	200,7	6,7%
Outras contas a pagar	0,2	0,0	n.a.
Patrimônio Líquido	2.848,6	2.818,8	7,0%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	18,1	11,1	34,5%
Reserva de Lucros	686,3	725,0	20,0%
Reserva de Capital	43,2	42,8	8,1%
Ações em Tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Lucro líquido do período	103,8	42,8	167,9%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.590,2	3.558,7	5,0%

Anexo III | Fluxo de Caixa

	2T17	2T16	Δ%	6M17	6M16	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	61,0	(7,7)	n.a.	103,8	38,7	167,9%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	1,1	0,2	n.a.	1,1	(0,2)	n.a.
Variação cambial sobre investimento	(5,0)	0,0	n.a.	(5,7)	0,0	n.a.
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	15,2	16,5	-8,3%	28,9	37,8	-23,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(0,9)	0,6	-237,2%	(0,6)	1,1	-151,2%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	7,1	4,4	60,7%	8,7	8,9	-2,2%
Baixa de imobilizado	0,0	36,2	n.a.	0,2	71,7	-99,7%
Provisão para plano de opção de ações	0,4	1,0	-58,3%	1,3	2,1	-36,1%
Provisão para imposto renda e contribuição social	16,3	(1,4)	n.a.	25,6	3,2	n.a.
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(2,1)	(0,7)	205,5%	(1,2)	(1,1)	7,7%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	8,1	4,3	86,7%	36,2	(24,3)	-249,3%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	0,2	20,7	-99,0%	(60,3)	(49,3)	22,3%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	101,5	74,1	36,9%	138,0	88,8	55,4%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(67,5)	(6,6)	n.a.	(91,7)	(47,9)	91,6%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(47,7)	(38,7)	23,3%	(56,7)	(38,7)	46,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	7,1	(15,3)	-146,1%	2,5	(29,9)	-108,3%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(6,6)	13,5	-148,9%	(8,0)	(27,6)	-71,2%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	16,4	139,5	-88,2%	17,7	180,7	-90,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	9,8	153,0	-93,6%	9,8	153,0	-93,6%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(6,6)	13,5	-148,9%	(8,0)	(27,6)	-71,2%

Anexo IV | Glossário

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

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