

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

13 de agosto de 2015

11h00 (Horário de Nova Iorque)

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 seus resultados do 2T15

Rio de Janeiro, 12 de agosto de 2015 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia brasileira independente a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do segundo trimestre e do primeiro semestre encerrados em 30 de junho de 2015. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas nas 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 5,7 milhões de m³**

- ▶ **A estação de compressão de Manati foi conectada e a produção do Campo foi retomada no início do 3T15**

- ▶ **O potencial da descoberta de Carcará foi confirmado com a conclusão do poço de extensão Carcará Norte; início da perfuração da segunda fase do poço de extensão Carcará Noroeste**

- ▶ **Receita líquida de R\$124,6 milhões, em linha com o 2T14**

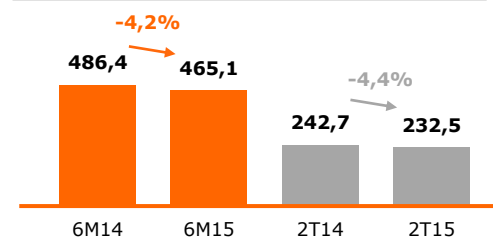
- ▶ **EBITDAX de R\$77,1 milhões; superior aos R\$67,4 milhões no 2T14; Margem EBITDAX de 61,9%**

- ▶ **Lucro líquido aumentou para R\$68,6 milhões quando comparado aos R\$53,6 milhões no 2T14**

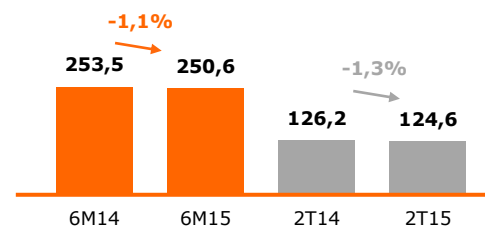
- ▶ **Fluxo de caixa operacional de R\$82,7 milhões comparado a R\$90,1 milhões no 2T14**

- ▶ **Saldo de caixa* de R\$1,3 bilhão.**

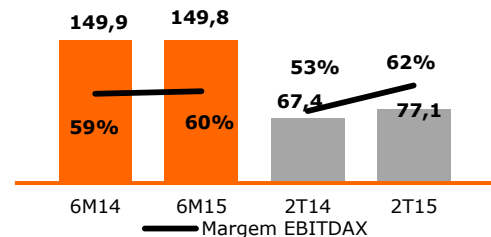
Produção de Gás (Milhões de m³)



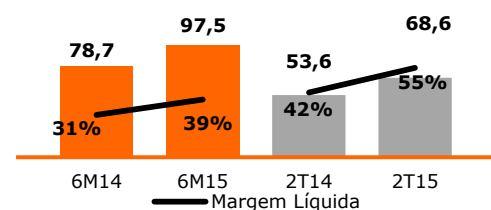
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



*Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Mensagem da Administração

Recentemente tivemos diversas realizações importantes para a Companhia. No terceiro trimestre, concluímos a perfuração do segundo poço de extensão Carcará Norte em Carcará; concluímos a construção da planta de compressão em Manati que irá aumentar a produção do Campo de Manati e, nas últimas semanas, também assinamos o aditivo ao contrato de venda de gás com a Petrobras. Estas realizações demonstram que estamos caminhando a passos firmes na direção de nos tornarmos o líder brasileiro na produção de óleo e gás em águas profundas entre as empresas independentes. Para atingirmos este objetivo contamos com recursos financeiros, profundo conhecimento técnico das principais bacias do Brasil e flexibilidade para superar os desafios atuais do nosso setor.

Nosso principal ativo operacional, o Campo de Manati, produziu gás natural a uma média diária de 5,7 milhões de m³ por dia no primeiro e no segundo trimestres do ano, impulsionado pela demanda das usinas termelétricas, o que resultou em melhorias em todas as métricas financeiras relevantes, como margens EBITDA e EBITDAX, e também lucro líquido. A planta de compressão de Manati foi interligada ao sistema no início de agosto e encontra-se em fase de comissionamento. Após finalizada esta etapa, a capacidade diária de produção do Campo será elevada para 6,0 milhões de m³. A assinatura do aditivo ao contrato de gás com a Petrobras, realizada em julho, nos dá mais segurança e previsibilidade sobre a receita futura de Manati, uma importante fonte de recursos para o desenvolvimento do nosso portfólio.

No início do segundo semestre de 2016, começaremos a produzir em Atlanta - o Campo de pós-sal que adquirimos em 2011 em uma operação de *farm-in*. Como operador do Campo, estamos gerenciando as adaptações no FPSO contratado para garantir que ele possa operar de maneira eficiente nessa área que é tecnicamente desafiadora. O início da produção de Atlanta representará um importante marco na nossa estratégia como operador de águas profundas e um reforço significativo nas receitas da Companhia.

Estamos dando prosseguimento nas atividades exploratórias em Carcará no Bloco BM-S-8, uma das descobertas com maior potencial no pré-sal, no qual temos participação de 10%. Um poço de extensão já foi concluído, com resultados encorajadores até o momento em termos de tamanho e qualidade da coluna de óleo. Estamos nesse momento na segunda fase de perfuração do primeiro poço de extensão, e os resultados dos testes são esperados para o início de 2016. Acreditamos que este é um recurso muito valioso a médio/longo prazo na área do pré-sal brasileiro, e será uma importante fonte de receita para a Companhia no futuro. Além disso, o cronograma atual prevê perfuração do prospecto do pré-sal de Guanxuma, localizado a 30 km de Carcará, em 2016.

Nossos demais ativos exploratórios, adquiridos em parceria com sócios regionais e internacionais na 11ª Rodada de Licitações da ANP, estão atualmente nas fases de aquisição ou processamento sísmico. A QGEP é operadora de cinco dos oito blocos adquiridos naquele leilão, o que nos permite uma maior proatividade na definição de cronogramas para perfuração e condução de outras atividades correlatas. Iremos trabalhar em conjunto com os outros operadores dos blocos da margem equatorial para aproveitar o atual ambiente de preços mais favoráveis, visando garantir os equipamentos e serviços necessários para as próximas fases desses projetos.

A Companhia avalia nesse momento oportunidades de otimização de seu portfólio de E&P, incluindo a participação na 13ª Rodada de Licitações da ANP, programada para outubro desse ano, bem como eventuais oportunidades de aquisição e desinvestimentos que possam criar valor e diversificar nossa base de ativos.

Nesse primeiro semestre de 2015 geramos caixa operacional de R\$239,7 milhões e encerramos o período com saldo de caixa de R\$1,3 bilhão. Essa posição financeira decorre de uma estratégia diligente implementada pela Companhia na montagem e desenvolvimento de seu portfólio, renovando a solidez do nosso balanço e nos dando conforto para atravessarmos as condições econômicas atuais do país. Atentos às dificuldades que estão sendo enfrentadas no setor, estamos promovendo uma otimização de custos que esteja compatível com os nossos compromissos.

Em resumo, as principais mensagens aos nossos stakeholders são: estamos posicionados para o crescimento no longo prazo com uma base de ativos diversificada, localizada em oito bacias brasileiras relevantes; temos um corpo técnico altamente qualificado com excelente desempenho operacional; nos mantemos comprometidos com o crescimento sustentável e de longo prazo e possuímos os recursos financeiros para agir de maneira rápida, visando aproveitar as oportunidades que o cenário atual traz para agregarmos valor ao nosso portfólio.

Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reservas	Gás
Camamu	BCAM-40	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto de Canavieiras	100%	Prospectivo/ Contingente	Óleo-Gás
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto Externo	100%	Prospectivo	Óleo-Gás
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/ Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reservas	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

Produção e Desenvolvimento

MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

A produção média diária do Campo de Manati foi de 5,7 milhões de m³ no 2T15, estável quando comparada à registrada no 1T15, mas inferior aos 5,9 milhões de m³/dia produzidos no segundo trimestre de 2014. A estação de compressão de gás de Manati foi concluída e conectada ao gasoduto no início do terceiro trimestre, após uma parada de 13 dias na produção, estando atualmente na fase de comissionamento. Consequentemente, a produção média de gás no terceiro trimestre está estimada em 4,5 milhões de m³/dia. Com a plena operação do sistema, a capacidade de produção retornará ao patamar de 6,0 milhões de m³/dia. Assim, a QGEP reafirma a estimativa de produção média de 5,5 milhões de m³/dia para o ano de 2015.

Os custos operacionais relativos a estação de compressão, líquidos para a QGEP, serão de aproximadamente US\$12 milhões por ano, com a maior parte destes custos denominados em dólar. Este valor será adicionado aos custos operacionais atuais do Campo. Mesmo com o acréscimo nos custos de produção, a margem EBITDA média para os próximos anos do Campo de Manati ficará em cerca de 60% da receita líquida, refletindo sua rentabilidade. Em 16 de julho de 2015, a QGEP assinou o aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati. Desde 2007, o consórcio possui um contrato para a venda de gás do Campo com a Petrobras, o qual previa a compra de um volume de 23 bilhões de m³ de gás, com cláusula de take or pay. O aditivo eleva o volume contratado para toda a reserva do Campo, mantendo os demais termos e condições do contrato original. O preço do gás é denominado em Reais e reajustado em bases anuais de acordo com índice contratual.

A pintura e a manutenção da plataforma de produção estão programadas para o último trimestre deste ano com custo estimado em US\$20 milhões, líquido para a QGEP.

ATLANTA E OLIVA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

A implementação do Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Atlanta está em andamento dentro do prazo, com o primeiro óleo previsto para o início do segundo semestre de 2016. O SPA deverá produzir 25 mil bbl/dia através de dois poços horizontais por um período de três anos. Estes poços de produção foram perfurados e equipados com bombas centrífugas submersíveis e árvores de Natal molhadas. O Consórcio poderá adicionar um terceiro poço ao sistema, o que aumentaria a capacidade de produção média para 30 mil bbl/dia. O Sistema Definitivo prevê um total de 12 poços com máxima de produção anual média de cerca de 75 mil bbl/dia, em 2021.

Em dezembro de 2014, o Consórcio contratou o FPSO Petrojarl I para o SPA de Atlanta. O FPSO tem capacidade de produção de 30 mil bbl/dia, armazena até 180 mil barris de óleo, e deverá chegar ao Campo no primeiro semestre de 2016. O afretamento, bem como o contrato de operação e manutenção do FPSO, têm duração de cinco anos, com cláusula de rescisão válida após o terceiro ano. Além disso, o Consórcio contratou as companhias GE Oil and Gas, McDermott International Inc., Oceaneering e FMC para fornecerem os equipamentos e as soluções submarinas.

Em maio de 2014, a QGEP divulgou os resultados do relatório independente de certificação de reservas do Campo de Atlanta, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e datado de 31 de março de 2014. Os destaques do relatório são reservas 1P de 147 milhões de bbl, 2P de 191 milhões de bbl e 3P de 269 milhões de bbl de óleo. Essa certificação considerou o resultado do teste de formação a poço revestido (TFR) realizada no primeiro poço horizontal perfurado pela QGEP no Campo de Atlanta e ainda não incorpora as informações obtidas no segundo poço de produção.

Exploração

BM-S-8

Participação: 10%

A perfuração do segundo poço de extensão na descoberta de Carcará, conhecido informalmente como Carcará Norte, foi concluída em julho de 2015, com profundidade final de 6.338 metros. Este poço foi perfurado a 5km de distância do poço pioneiro. O Carcará Norte confirmou o potencial da descoberta de óleo leve, com 31° API. O poço estabeleceu a extensão norte desta descoberta de óleo em reservatórios carbonáticos de excelente qualidade, que estão localizados logo abaixo da camada de sal, a uma profundidade de 5.820 metros. Também encontrou uma expressiva coluna de óleo de aproximadamente 358 metros em reservatórios contínuos e conectados. Dados de pressão obtidos no poço confirmam que a acumulação é a mesma encontrada pelo poço descobridor, que foi perfurado em 2012. O contato óleo-água, um importante elemento para definir o volume da acumulação, não foi constatado nos dois poços já perfurados: Carcará e Carcará Norte.

Após a perfuração do Carcará Norte, a sonda ODN II foi realocada para o primeiro poço de extensão denominado Carcará Noroeste. A segunda fase da perfuração deste poço já começou e atingirá uma profundidade final esperada de 6.600 metros até o final do ano. Um TFR será realizado no Carcará Norte até o final de 2015, e a avaliação no primeiro poço, Carcará Noroeste, terá início em 2016.

Os dados obtidos com a perfuração e testes em ambos os poços auxiliarão o Consórcio a estimar com maior precisão as dimensões da acumulação de Carcará, bem como a produtividade de seus reservatórios.

Também está previsto para o segundo semestre de 2016 o início da perfuração do prospecto de Guanxuma, localizado na seção do pré-sal da Bacia de Santos, 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará.

BM-J-2

Participação: 100%

A QGEP está realizando o reprocessamento sísmico e a reinterpretação geológica dos dados do Bloco, como previsto no Plano de Avaliação aprovado pela ANP no segundo semestre de 2014. A conclusão do processo deverá ocorrer até o final do ano, quando a QGEP decidirá os próximos passos do projeto.

O Plano de Avaliação está relacionado à Notificação de Descoberta protocolada junto à ANP pela QGEP em agosto de 2013, baseada na identificação de potenciais zonas de interesse na seção pré-sal do poço Alto de Canavieiras (1-QG-5A-BAS).

CAL-M-372

Participação: 20%

O Consórcio continua aguardando a licença ambiental do IBAMA, cuja expectativa é que seja concedida até o final do ano. Logo em seguida, o Consórcio perfurará um poço pioneiro no prospecto CAM #01. O CAPEX para essa perfuração, líquido para a QGEP, será de cerca de US\$40 milhões.

BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

No segundo trimestre, demos continuidade ao processo de contratação e obtenção de dados sísmicos dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP. Os dados dos blocos da Bacia do Espírito Santo e do Bloco FZA-M-90, na Bacia da Foz do Amazonas, já foram adquiridos e estão em fase de processamento pelos consórcios.

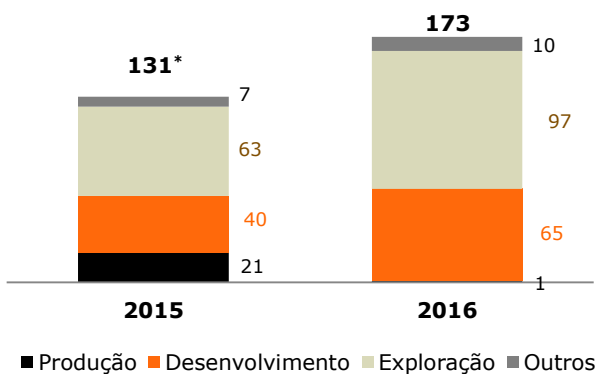
Os dados para os blocos das Bacias do Pará-Maranhão e Ceará também foram contratados, sendo que a realização dos levantamentos sísmicos nestes blocos terá início assim que as licenças ambientais forem obtidas.

O custo total líquido para a QGEP relativo à aquisição de dados sísmicos e outros gastos associados deverá ser de aproximadamente US\$50 milhões no decorrer dos próximos dois anos. Em linha com os compromissos assumidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, a QGEP também se compromete a investir cerca de US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios a partir de 2017.

O licenciamento ambiental e a contratação de sondas nos blocos em que a QGEP atua como operadora estão sendo realizadas em conjunto com outros operadores.

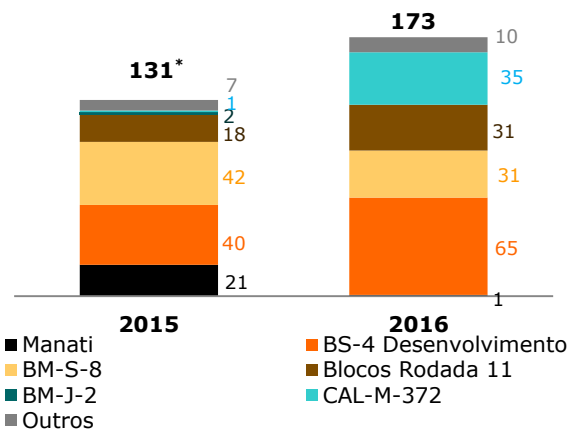
CAPEX

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



*Até 30 de junho de 2015, foram gastos US\$40 milhões.

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

Atuar de forma responsável, segura e ética, com ênfase em transparência e nas melhores práticas de governança corporativa tem sido o compromisso da QGEP. Nesse ano, em que a Companhia completa cinco anos como empresa de capital aberto, foi publicado o quarto Relatório Anual de Sustentabilidade baseado nas diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI), e disponível para consulta no website

corporativo. O documento, que foi publicado em maio, incorpora os avanços para fazer frente aos assuntos considerados materiais por todos os nossos públicos de interesse.

Com o intuito de aprimorar os mecanismos de resposta a situações de emergência ou crise, a QGEP investe continuamente no treinamento dos membros da Estrutura Organizacional de Resposta a Emergência (EOR). No 2T15, novas turmas participaram de treinamentos em módulos da metodologia do Sistema de Comando de Incidentes (Incident Command System – ICS). Destacamos ainda o trabalho de elaboração do Plano de Gerenciamento de Crise, com a participação do Comitê de Crise da QGEP e apoio de consultoria especializada.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo apresentam as informações financeiras consolidadas da Companhia nos segundo trimestres e acumulado semestral de 2015 e 2014. 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. Pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

Informações Econômicas e Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	2T15	2T14	Δ%	6M15	6M14	Δ%
Lucro Líquido	68,6	53,6	28,0%	97,5	78,7	23,9%
Depreciação e amortização	28,4	29,1	-2,7%	56,7	58,1	-2,3%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(36,4)	(20,6)	-77,0%	(66,2)	(40,7)	-62,7%
Imposto de renda e contribuição social	7,1	5,3	34,2%	52,5	22,1	137,4%
EBITDA⁽¹⁾	67,6	67,4	0,3%	140,5	118,1	18,9%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	9,5	-	N/A	9,3	31,8	-70,8%
EBITDAX⁽³⁾	77,1	67,4	14,4%	149,8	149,9	-0,1%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	54,2%	53,4%	1,6%	56,1%	46,6%	20,3%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	61,9%	53,4%	15,9%	59,8%	59,1%	1,1%
Caixa Líquido ⁽⁶⁾	933,5	839,5	11,2%	933,5	839,5	11,2%
(Dívida Líquida)/EBITDAX	(3,28)	(2,78)	-17,8%	(3,28)	(2,78)	-17,8%

⁽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.

Resultado Operacional

A receita líquida do 2T15 foi de R\$124,6 milhões, estável quando comparada aos R\$126,2 milhões registrados no 2T14. A variação na receita no comparativo com o mesmo trimestre do ano anterior reflete a leve redução na produção de gás de Manati, em função do declínio natural do Campo (produção média diária de 5,7MM de m³ no 2T15 em comparação a 5,9 MM de m³ no 2T14). Esta redução foi compensada em parte pelo reajuste no preço do contrato de venda de gás desse Campo, ocorrido em janeiro de 2015. No acumulado de 6M15, a receita líquida foi de R\$250,6 milhões comparada a R\$253,5 milhões em igual período do ano anterior.

Os custos operacionais do segundo trimestre somaram R\$56,8 milhões (45,6% da receita líquida), inferiores aos R\$59,1 milhões (46,9% da receita líquida) registrados no 2T14. Os custos operacionais estão distribuídos conforme a tabela abaixo:

Custos operacionais (R\$ milhões)

	2T15	2T14	Δ%	6M15	6M14	Δ%
Amortização	27,4	28,1	-2,5%	54,9	56,2	-2,3%
Custos de produção	13,5	13,6	-0,2%	28,6	26,6	7,5%
Royalties	9,6	9,8	-1,8%	19,0	19,4	-2,1%
Custos de manutenção	2,3	3,6	-35,0%	3,8	6,3	-40,4%
Participação especial	2,6	2,9	-10,9%	4,5	5,8	-21,8%
P&D	1,4	1,2	14,9%	2,7	2,6	2,7%
TOTAL	56,8	59,1	-3,9%	113,5	116,9	-2,9%

A queda dos custos operacionais no 2T15 em relação ao mesmo período do ano anterior é explicada pela redução dos custos de manutenção e da amortização. No semestre, os custos operacionais totalizaram R\$113,5 milhões em comparação com R\$116,9 milhões no mesmo semestre do ano anterior, refletindo a menor produção no Campo de Manati e redução nos custos de manutenção.

Despesas Gerais e Administrativas

No 2T15, o total de despesas gerais e administrativas foi de R\$12,0 milhões, comparado a R\$ 13,7 milhões no 2T14. A queda na comparação anual é decorrência principalmente da reclassificação contábil de provisões fiscais da conta de despesas gerais e administrativas para a conta de dedução da receita bruta no montante de R\$1,4 milhão.

As despesas gerais e administrativas para os primeiros seis meses do ano totalizaram R\$26,7 milhões, ligeiramente superiores aos R\$25,8 milhões registrados nos primeiros seis meses de 2014, em função do incremento nos serviços de consultoria voltados ao aumento da eficiência. A Companhia está focada na contenção destas despesas, adiando decisões de contratação e racionalizando outros custos administrativos.

Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios somaram R\$16,0 milhões no 2T15, comparados a R\$14,6 milhões no 2T14. Essa linha reflete tanto estudos e aquisição de dados sísmicos principalmente para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP como um montante de R\$9,5 milhões, referente a despesas de Bloco já devolvido para a ANP.

No primeiro semestre, os gastos exploratórios totalizaram R\$26,2 milhões, comparados a R\$50,0 milhões no mesmo período do ano anterior, já que no 1T14 a QGEP contabilizou despesas de R\$28,1 milhões, relacionadas à devolução da área de Biguá à ANP, além de outros gastos.

EBITDAX

O EBITDAX foi de R\$77,1 milhões com margem EBITDAX de 61,9% no 2T15, valores superiores aos reportados no mesmo período do ano anterior, de R\$67,4 milhões e margem de 53,4%. Este aumento é resultado de (i) redução nos gastos exploratórios, não considerando a baixa nos poços sub comerciais, e (ii) menores despesas gerais e administrativas.

No acumulado do ano o EBITDAX foi de R\$149,8 milhões, em linha com o mesmo período no ano anterior.

Resultado Financeiro Líquido

O resultado financeiro líquido no 2T15 foi de R\$36,4 milhões, superior aos R\$20,6 milhões registrados em 2014. O saldo é composto por (i) R\$19,0 milhões de receitas resultantes das aplicações financeiras da Companhia, (ii) R\$17,8 milhões de provisões relacionadas a variações cambiais no saldo da provisão de abandono e (iii) R\$0,5 milhão em despesas financeiras. O aumento na comparação trimestral é resultado da apreciação do Real, que impacta positivamente as provisões para abandono, e o aumento do saldo de caixa e do CDI no período.

No primeiro semestre de 2015, o resultado financeiro líquido foi de R\$66,2 milhões, acima dos R\$40,7 milhões registrados no primeiro semestre de 2014, devido ao aumento das receitas das aplicações financeiras em renda fixa, principalmente, relacionadas ao fundo cambial.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Para o 6M15, o saldo de imposto de renda e contribuição social totalizou R\$52,5 milhões, comparado a R\$22,1 milhões no 6M14. Este aumento deveu-se principalmente à forte desvalorização do real sobre o dólar no 1T15, gerando dois efeitos: (i) aumento significativo na lucratividade nos fundos cambiais e (ii) efeito negativo da variação cambial sobre a provisão de abandono. Este último efeito não é dedutível para fins de cálculo do imposto de renda.

Lucro Líquido

O lucro líquido da QGEP totalizou R\$68,6 milhões no 2T15, o que representa aumento de 28,0% em relação aos R\$53,6 milhões registrados no 2T14, devido, principalmente, ao maior resultado financeiro no período.

No 6M15, o lucro líquido foi de R\$ 97,5 milhões, crescimento de 23,9% ante os R\$78,7 milhões registrados no 6M14, em função da redução nos gastos exploratórios aliados à expansão nas receitas financeiras.

Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

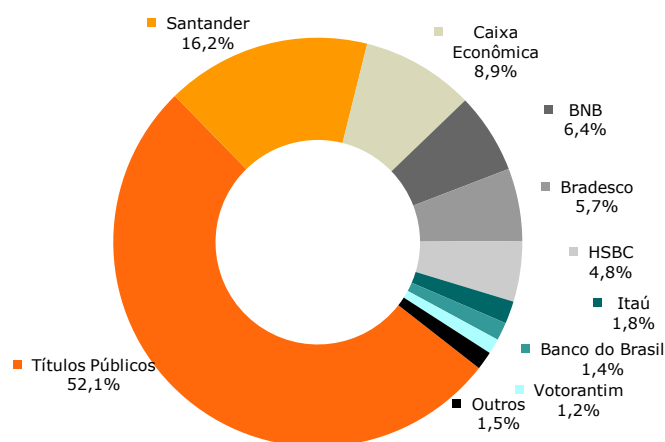
Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

No encerramento do 2T15, a Companhia registrava saldo de caixa consolidado de R\$1,3 bilhão, sendo R\$933,5 milhões de caixa líquido.

Em 30 de junho, R\$416,5 milhões do caixa da QGEP estavam aplicadas em fundos cambiais e investimentos offshore de modo a ser um instrumento de *hedge* para as obrigações de médio prazo denominadas em dólares.

O saldo remanescente estava investido em instrumentos financeiros expressos em reais. Em 30 de junho, o rendimento médio anual desses investimentos era de 101,9% do CDI e 87,0% dos fundos contavam com liquidez diária. Do total de investimentos, 99% estão aplicados em bancos com rating triplo A. Os investimentos em reais encontravam-se distribuídos conforme o gráfico abaixo:

Aplicações Financeiras



Endividamento

O endividamento total em 30 de junho de 2015 era de R\$368,9 milhões, estável ante ao montante do final do 1T15. Esses empréstimos consistiam de R\$253,3 milhões oriundos do pacote de financiamento da Companhia junto à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e R\$117,8 milhões de uma linha de crédito do Banco do Nordeste do Brasil.

Quanto aos recursos tomados com a FINEP, estes fazem parte de um pacote de financiamento que visa a dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste de duas linhas de crédito, uma 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 pagamento de sete anos. A QGEP conta com uma linha de crédito total com a FINEP de R\$266,1 milhões.

Em setembro de 2014, a QGEP assinou contrato de financiamento de R\$232,8 milhões com o Banco do Nordeste do Brasil, destinado à exploração dos ativos da Companhia no Nordeste. O empréstimo, cujo custo é de 4,71% ao ano, possui um período de carência de cinco anos e período de amortização de sete anos. Até 30 de junho de 2015, a QGEP havia desembolsado R\$117,8 milhões do total da linha de crédito.

Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia registrou fluxo de caixa operacional pelo método contábil indireto de R\$82,7 milhões no 2T15, em comparação com R\$90,1 milhões no 2T14. No 6M15, o fluxo de caixa operacional totalizou R\$239,7 milhões, acima dos R\$130,7 milhões no 6M14, como resultado da maior geração de caixa operacional no 1T15.

Em ambos os casos, as variações são atribuídas à provisões nos ativos e passivos operacionais, principalmente variações temporais nas linhas de impostos e créditos com parceiros.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa Côte-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 findos em 30 de junho de 2015 e 30 de junho de 2014 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)

	2T15	2T14	Δ%	6M15	6M14	Δ%
Receita líquida	124,6	126,2	-1,3%	250,6	253,5	-1,1%
Custos	(56,8)	(59,1)	3,9%	(113,5)	(116,9)	2,9%
Lucro bruto	67,7	67,0	1,1%	137,1	136,5	0,4%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(12,0)	(13,7)	12,2%	(26,7)	(25,8)	-3,3%
Equivalência patrimonial	(0,5)	(0,6)	5,0%	(0,4)	(0,6)	32,2%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(16,0)	(14,6)	-9,8%	(26,2)	(50,0)	47,6%
Outras despesas Operacionais	0,0	-	N/A	0,0	-	N/A
Lucro (Prejuízo) operacional	39,3	38,3	2,6%	83,8	60,1	39,4%
Receita (Despesa) financeira líquida	36,4	20,6	77,0%	66,2	40,7	62,7%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	75,7	58,9	28,6%	150,0	100,8	48,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos e correntes	(7,1)	(5,3)	-34,2%	(52,5)	(22,1)	-137,4%
Lucro líquido	68,6	53,6	28,0%	97,5	78,7	23,9%

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

	2T15	1T15	Δ%
Ativo			
Ativo Circulante	1.438,3	1.417,1	1,5%
Caixa e equivalentes de caixa	187,3	131,1	42,9%
Aplicações financeiras	991,1	1.089,7	-9,0%
Contas a receber	99,8	99,3	0,5%
Estoques	54,5	54,3	0,5%
Impostos a recuperar	27,4	27,5	-0,2%
Créditos com parceiros	68,9	11,6	N/A
Outros	9,2	3,7	147,2%
Ativo Não Circulante	2.025,3	1.988,9	1,8%
Caixa restrito	63,0	53,8	17,0%
Aplicações Financeiras	124,0	120,3	3,1%
Impostos a recuperar	2,7	2,8	-4,9%
Imposto de renda e contribuição diferidos	5,5	4,5	22,6%
Investimentos	62,8	37,3	68,7%
Imobilizado	1.129,9	1.130,0	0,0%
Ativos intangíveis	629,9	630,1	0,0%
Partes Relacionadas	5,9	6,7	-12,7%
Outros	1,5	3,3	-54,3%
Total do Ativo	3.463,6	3.406,0	1,7%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Passivo Circulante	192,5	129,4	48,7%
Fornecedores	105,8	35,7	196,7%
Impostos a pagar	47,8	53,8	-11,0%
Remuneração e obrigações sociais	8,1	6,8	20,5%
Contas a pagar – partes relacionadas	0,4	0,3	15,3%
Empréstimos e financiamentos	0,4	0,4	-3,6%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	15,0	13,6	10,5%
Seguros a pagar	4,7	0,0	-43,4%
Outros	10,1	10,5	-3,5%
Passivo Não Circulante	675,1	710,1	-4,9%
Fornecedores	1,5	-	N/A
Obrigações fiscais a pagar	2,1	2,2	-5,3%
Empréstimos e financiamentos	368,5	368,4	0,0%
Provisão para abandono	303,0	339,5	-10,7%
Patrimônio Líquido	2.596,0	2.566,5	1,2%
Capital social	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros resultados abrangentes	10,4	12,3	-15,4%
Reserva de lucros	456,0	494,7	-7,8%
Reserva de capital	(46,0)	(47,5)	3,2%
Lucro líquido do período	97,5	28,9	237,3%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	3.463,6	3.406,0	1,7%

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R\$ milhões)

	2T15	2T14	Δ%	6M15	6M14	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	68,6	53,6	28,0%	97,5	78,7	23,9%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:						
Amortização e depreciação	28,3	29,1	-2,7%	56,7	58,1	-2,3%
Equivalência patrimonial	0,5	0,6	-5,0%	0,4	0,6	-32,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(1,0)	1,8	-157,0%	13,9	18,6	-25,4%
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	3,7	0,3	N/A	6,3	1,7	270,3%
Baixa de imobilizado	0,1	(0,6)	111,1%	0,1	31,9	-99,6%
Provisão para o plano de opção de ações	1,5	2,2	-32,5%	3,4	5,0	-32,6%
Provisão para Imposto de Renda e contribuição social	-8,1	(3,5)	-131,7%	(38,6)	(3,5)	N/A
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	1,4	1,0	42,7%	2,2	2,3	-1,7%
Variação cambial sobre provisão para abandono	(17,5)	(6,2)	-183,6%	40,9	(4,0)	N/A
(Aumento) Redução nos ativos operacionais:	(60,7)	14,6	N/A	(49,5)	44,8	-210,5%
Aumento (Redução) nos passivos operacionais:	66,0	(2,7)	N/A	106,4	(103,3)	203,0%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	82,7	90,1	-8,2%	239,7	130,7	83,4%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	14,1	(108,2)	113,0%	(253,7)	(212,1)	-19,6%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(38,7)	(40,0)	3,3%	79,2	(58,5)	235,3%
Total de variação cambial sobre caixa e equivalentes	(1,9)	(0,6)	-204,2%	5,0	(1,5)	442,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	56,2	(58,7)	195,8%	70,1	(1,5)	N/A
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	0,0	275,2	-100,0%	117,2	632,9	-81,5%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	56,2	216,4	74,0%	187,3	491,6	-61,9%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	56,2	(58,7)	195,8%	70,1	(141,3)	149,6%

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.
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.