PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2015

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

Teleconferência
Português (com interpretação simultânea em inglês)
14 de maio 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
Phone 55 21 3509-5800

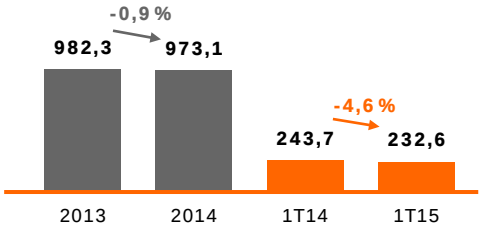
queiroz galvão
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

QGEP divulga seus resultados do 1T15

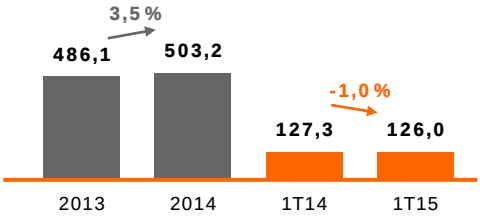
Rio de Janeiro, 13 de maio de 2015 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia brasileira independente a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do trimestre encerrado em 31 de março de 2015. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas nas IFRS (*Internacional Financial Reporting Standards*, ou Normais 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**
- **As obras da estação de compressão de Manati estão dentro do cronograma, com o início da operação prevista para meados de 2015**
- **Novo relatório de certificação independente indica reservas de Manati em linha com as expectativas da Companhia**
- **A receita líquida foi de R$126,0 milhões, estável em relação ao 1T14**
- **EBITDAX de R$73,1 milhões; Margem EBITDAX de 58,1%**
- **O lucro líquido atingiu R$28,9 milhões, comparado com R$25,1 milhões em 1T14**
- **Fluxo de caixa operacional de R$157,0 milhões comparado a R$40,6 milhões no 1T14, impactado pela desvalorização cambial**
- **O saldo de caixa* foi de R$1,3 bilhão ao final do 1T15**
- **A perfuração do segundo poço de extensão de Carcará encontra-se em andamento, devendo terminar até o final do 2T15**
- **Os equipamentos submarinos e a instalação do Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Atlanta foram contratados da McDermott International Inc. e da GE Oil and Gas**

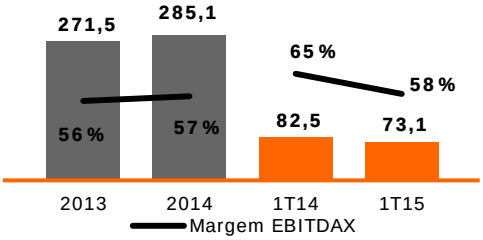
Produção de Gás (Milhões de m³)



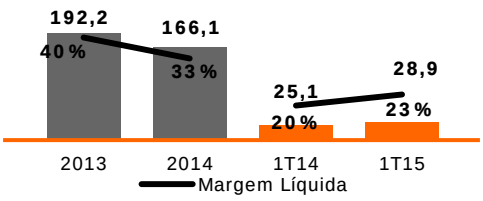
Receita Líquida (R$ milhões)



EBITDAX (R$ milhões)



Lucro Líquido (R$ milhões)



*Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Mensagem da Administração

Temos o prazer de anunciar que, mais uma vez, a QGEP registrou avanço em seu desempenho operacional, tendo progredido em um período de reconhecidos desafios para o setor de petróleo e gás, sobretudo no Brasil. Embora acreditemos na recuperação das condições de mercado no médio prazo, estamos preparados para aproveitar as oportunidades que surgem em períodos menos favoráveis. Assim, prosseguimos trabalhando com base na nossa posição financeira sustentada por meio da geração de fluxo de caixa operacional estável e pela liquidez do balanço patrimonial.

Os indicadores financeiros do 1T15 representaram um bom começo de ano para nós. A receita permaneceu estável em relação ao 1T14, uma vez que a atualização dos preços contratuais atenuou o efeito da queda da produção do Campo de Manati. Refletindo a alta rentabilidade de Manati, a margem EBITDAX foi de 58,1% no 1T15, e nossa expectativa é de que a demanda deverá se manter em níveis altos o suficiente para possibilitar o retorno à produção média diária de 6 milhões de m³ após o início das operações da estação de compressão no segundo semestre do ano. Também estamos reportando os resultados do relatório de certificação independente de Manati elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA). Esse relatório, datado de 31 de dezembro de 2014 mostrou reservas 1P, líquidas para a QGEP de 5,5 bilhões de m^3 (35 milhões de boe*) e reservas 2P de 6,1 bilhões m^3 (39 milhões de boe*). Estes resultados estão em linha com o relatório de certificação anterior, considerando a produção anual, demonstrando a estabilidade e visibilidade desse importante ativo.

Também registramos progressos como operadora do Campo de Atlanta. Após a contratação do FPSO no final de 2014, recentemente anunciamos a seleção de duas das principais empresas de tecnologia do mundo, a GE Oil and Gas e a McDermott International Inc., que fornecerão os equipamentos e farão as instalações submarinas do SPA de Atlanta. São parceiros de nível internacional que nos fornecerão soluções tecnológicas sofisticadas, garantindo que atinjamos a meta de extração do primeiro óleo em meados de 2016.

No nosso portfólio exploratório, nosso foco é em projetos de grande potencial voltados para criação de valor significativo no longo prazo. Na descoberta de Carcará, um dos nosso principais ativos exploratórios em águas profundas, as operações avançam de acordo com o previsto. A perfuração do segundo poço de extensão está em andamento, com a profundidade final a ser atingida até o final do 2T15, e os testes estão programados para o segundo semestre do ano. Ainda no ano de 2015 prevemos a conclusão da perfuração do primeiro poço. Os dados a serem obtidos a partir desses dois poços serão fundamentais para o planejamento do sistema de produção de Carcará. Com base no desempenho operacional e nos resultados obtidos até o momento, estamos confiantes em relação à exploração e eventual desenvolvimento desta importante descoberta.

O início da perfuração do prospecto de Guanxuma, na seção pré-sal da Bacia de Santos, a 30 km da descoberta de Carcará, está previsto para o final de 2015. Da mesma forma, esperamos iniciar a perfuração no Bloco BM-CAL-12 no final deste ano. Além disso, estamos empenhados na aquisição e processamento de dados sísmicos relacionados aos oito blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações.

Além do nosso portfólio atual, temos diversas oportunidades de crescimento. Estamos nos preparando para avaliar as áreas que entrarão na 13ª Rodada de licitações da ANP, utilizando a experiência acumulada do nosso corpo técnico. Também estamos preparados para avaliar oportunidades que possam surgir de blocos offshore no Brasil, incluindo qualquer potencial desinvestimento da Petrobras.

Eventos recentes trouxeram uma estabilidade adicional ao nosso ambiente operacional. O anúncio da divulgação das demonstrações financeiras de 2014 da Petrobras e da próxima rodada de licitações da ANP sinalizaram uma melhoria de sentimento na indústria de óleo e gás no país, enquanto o preço do petróleo no mercado internacional se mostra mais estável. Outras medidas de caráter macroeconômico e regulatórios em discussão também contribuem para a melhoria de sentimento do ambiente de negócios do país.

Em resumo, a QGEP permanece diferenciada no mercado como uma empresa brasileira do setor de petróleo e gás devido a sua resiliência que permitiu com que tivesse bom desempenho em um período de condições desafiadoras de mercado. Em termos operacionais, isso inclui nossa carteira de ativos diversificada e o equilíbrio entre a atuação como operadora e em parcerias, bem como entre produção, desenvolvimento e projetos exploratórios. Do ponto de vista financeiro, constituem nosso diferencial a solidez do balanço patrimonial, a confortável posição de caixa líquido e o fluxo de caixa operacional positivo. Além disso, nossa receita e geração de caixa operacional no curto prazo não estão ligados à

*1 boe = 159 m³ de gás.

cotação do petróleo, o que representa uma proteção adicional contra a volatitidade dos preços verificados no período.

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 1T15, um pouco acima do esperado, mas abaixo dos 5,9 milhões de m³/dia registrados no 4T14 e no ano de 2014. No 2T15, será realizada uma interrupção de 20 dias na produção para a conexão da estação de compressão ao sistema de produção, com vistas a colocar a unidade em operação. Assim, a produção média de gás deverá cair para aproximadamente 4,5 milhões de m^3 por dia no segundo trimestre. Com o sistema em plena operação, previsto para o segundo semestre de 2015, a capacidade de produção retornará ao patamar de 6,0 milhões de m³/dia. Para o ano, a QGEP mantém a estimativa de produção média de 5,5 milhões de m³/dia.

A obra da estação de compressão está dentro do cronograma e do orçamento, e a base da estação já está totalmente construída, com todos os equipamentos no local. O CAPEX total, líquido para a QGEP, deverá totalizar aproximadamente US$28 milhões.

Já o CAPEX correspondente à manutenção de Manati, líquido para a QGEP, está estimado em US$20 milhões em 2015, incluindo a pintura da plataforma.

A firma de consultoria independente Gaffney, Cline & Associates (GCA) elaborou um novo relatório de certificação de reservas datado de 31 de dezembro de 2014, em que se destacam: reservas 1P para o Campo de Manati, líquido para a QGEP, de 5,5 bilhões de m^3 (35 milhões de boe), reservas 2P de 6,1 bilhões de m^3 (39 milhões de boe) e reservas 3P de 6,8 bilhões de m^3 (43 milhões de boe). Estes montantes estão em linha com o relatório de certificação de reservas anterior, datado de 31 de Dezembro de 2013, apenas deduzindo a produção do ano de 2014.

ATLANTA E OLIVA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

Continua a implantação do Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Atlanta, com o primeiro óleo previsto para meados de 2016.

Em abril de 2015, o Consórcio contratou a McDermott International Inc. e a GE Oil and Gas. Pelos termos do contrato, a McDermott será responsável pela engenharia e instalação de todos os equipamentos submarinos, inclusive as linhas flexíveis, linhas de fluxo, umbilicais, entre outros, enquanto a GE fornecerá tais equipamentos.

Em dezembro de 2014, o Consórcio assinou com a Teekay contrato relativo à unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO) Petrojarl I, para o SPA do Campo de Atlanta. O afretamento, bem como o contrato de operação e manutenção, têm duração de cinco anos, com cláusula de rescisão válida após o terceiro ano. O FPSO tem capacidade de produção de 30 mil bbl/d, podendo armazenar até 180.000 barris de óleo, e deverá chegar ao Campo no início de 2016.

O SPA deverá produzir 25 mil bbl/d através de dois poços horizontais por três anos. Estes dois poços de produção já estão perfurados e equipados com árvores de natal molhadas e bombas elétricas submersíveis. O Consórcio poderá adicionar um terceiro poço ao sistema, aumentando a capacidade de produção média para 30 mil bbl/d.

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.

O primeiro óleo do Campo de Oliva está previsto para 2021 e a produção será escoada pelo FPSO do Campo de Atlanta.

Exploração

BM-J-2

Participação: 100%

A QGEP, 100% proprietária e operadora do Bloco BM-J-2, está realizando o reprocessamento sísmico e a reinterpretação geológica do bloco, conforme previsto no Plano de Avaliação aprovado no 3T14. A conclusão do processo deverá ocorrer até o final do ano quando será tomada a decisão sobre os próximos passos do projeto.

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

O Bloco está localizado em águas rasas da Bacia de Jequitinhonha.

BS-4

Participação: 30%

O cronograma de perfuração do prospecto de Piapara ainda está sendo estudado pelo Consórcio, não tendo sido tomada qualquer decisão até o momento.

BM-S-8

Participação: 10%

Atualmente, um poço de extensão na descoberta de Carcará está em perfuração e outro poço de extensão será retomado ainda neste ano.

O primeiro poço foi planejado para ser perfurado em duas fases, das quais a primeira foi realizada pela sonda Laguna Star e concluída em novembro de 2014, atingindo a profundidade de 5.638 metros, pouco acima da base da camada de sal. Na segunda fase, a perfuração atingirá a profundidade final de 6.600 metros no 2S15, usando a sonda ODN-II, equipada com *Managed Pressure Drilling* (MPD).

Iniciada em janeiro, a perfuração do segundo poço está em andamento. Localizado a cerca de 5 km do poço descobridor, em lâmina d'água de 2.070 metros, o poço será perfurado até a profundidade final de 6.400 metros, prevista para ser atingida em meados de 2015. No 2S15, será realizado um Teste de Formação a Poço Revestido (TFR).

Concluída a perfuração do segundo poço de extensão, a sonda ODN II será deslocada para o primeiro poço para realizar a segunda fase da perfuração.

Os dados obtidos com a perfuração e teste de ambos os poços auxiliarão o Consórcio a estimar com maior precisão as dimensões da acumulação de Carcará, bem como a produtividade do reservatório. Estas informações são fundamentais para o planejamento do sistema de produção do campo. Na

sequência, será perfurado um poço adicional para a obtenção de mais dados. Para 2017 está programado um Teste de Longa Duração.

Está previsto para o final de 2015 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-CAL-12

Bloco CAL-M-372; Participação: 20%

No 1T15, o Consórcio anunciou a decisão de devolver o Bloco CAL-M-312 devido à expiração do primeiro Período Exploratório. O Programa Exploratório Mínimo do Bloco, que incluía a aquisição e o processamento de dados sísmicos 3D de toda a sua área, foi concluído. O prosseguimento para o segundo Período Exploratório exigiria o compromisso de perfuração de um poço exploratório no Bloco. Porém, os estudos técnicos e econômicos, com base nas análises dos novos dados sísmicos, indicaram a baixa atratividade do bloco, o que levou à decisão de devolvê-lo.

Com relação ao CAL-M-372, 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

A QGEP teve importante avanço na contratação e obtenção de dados sísmicos dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, em 2013.

Foram adquiridos e estão em fase de processamento os dados dos blocos da Bacia do Espírito Santo e do Bloco FZA-M-90, na Bacia da Foz do Amazonas.

Também foram contratados os dados para os blocos das Bacias do Pará-Maranhão e Ceará, e o início das aquisições sísmicas está programado para o segundo semestre de 2015. Encontram-se pendentes as licenças ambientais para a realização dos levantamentos sísmicos em ambas as áreas.

Na Bacia Pernambuco-Paraíba, os levantamentos devem começar em 2017.

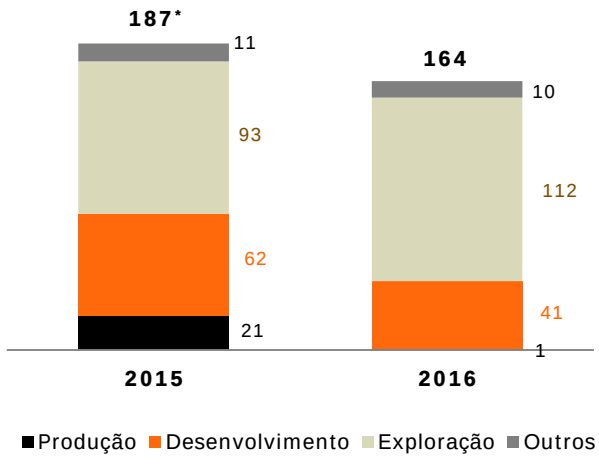
A QGEP deu início aos estudos ambientais necessários para a obtenção das licenças ambientais para as perfurações na Bacias da Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão, que devem se iniciar até o final de 2017.

O custo total relacionado à aquisição de dados sísmicos no decorrer dos próximos dois anos, líquido para a QGEP, deverá ser de aproximadamente US$39 milhões. De acordo 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. No entanto, os custos de perfuração poderão ser menores, tendo em conta a queda dos preços dos serviços, dado à redução no preço do óleo.

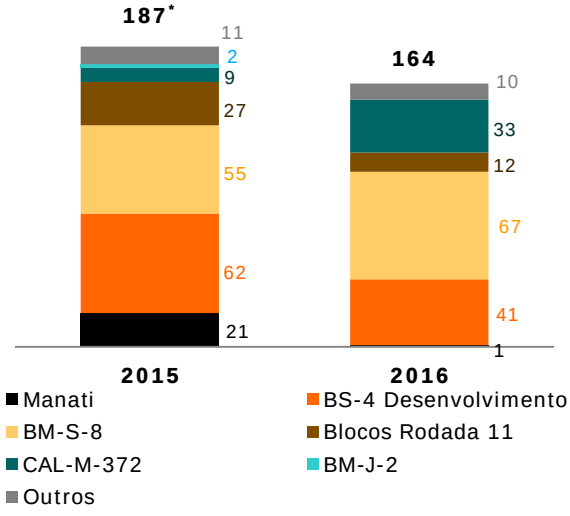
O licenciamento ambiental e a contratação de sondas estão sendo realizadas em conjunto com outras operadoras nos blocos em que a QGEP atua como operadora.

CAPEX

CAPEX líquido para a QGEP (US$ milhões)



CAPEX líquido para a QGEP (US$ milhões)



*Até 31 de março de 2015 foram gastos US$16 milhões.

Eventos Corporativos Recentes

Em 12 de março de 2015, o Conselho de Administração aprovou uma Política de Dividendos que prevê o pagamento de um montante anual fixo de R$0,15 por ação. O dividendo relativo ao exercício de 2014 foi aprovado na Assembleia Geral de 17 de abril de 2015 e pago em 5 de maio de 2015 aos acionistas, registrados em 17 de abril de 2015.

Também no dia 12 de março, o Conselho de Administração aprovou uma alteração na Política de Divulgação e Negociação, permitindo à Companhia passar a divulgar Atos e Fatos Relevantes por meio de portal eletrônico de notícias, em conformidade com a Instrução CVM 547.

Em 30 de abril, a QGEP lançou seu novo site que integra informações institucionais e de relações com investidores. Criado como parte do compromisso da Companhia com a transparência, o site tem o propósito de tornar-se referência em termos de informações setoriais. Entre as novas funcionalidades estão a disponibilização de planilhas e gráficos interativos para auxiliar os investidores em suas análises, uma ferramenta de conversão de medidas e, na seção “Atividades de E&P”, informações úteis sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

A QGEP está comprometida com a preservação do meio ambiente em todas as atividades que desenvolve e age de forma socialmente responsável, priorizando a segurança de seus colaboradores e de suas operações. Para tanto, a Companhia identifica, avalia e gerencia potenciais riscos, e busca o comprometimento de todos os envolvidos em suas atividades.

No 1T15, foi dada continuidade à elaboração dos estudos de impacto ambiental das atividades de perfuração marítima exploratória nos blocos operados pela QGEP, nas Bacias do Pará-Maranhão e da Foz do Amazonas, na margem equatorial brasileira. O objetivo destes estudos é subsidiar o licenciamento ambiental, por meio da identificação e avaliação dos impactos associados à atividade de perfuração, considerando os impactos efetivos e os potenciais, auxiliando na elaboração e dimensionamento de medidas mitigadoras. Ainda no final do primeiro trimestre de 2015, a QGEP protocolou junto ao IBAMA, em conjunto com duas outras operadoras da Foz do Amazonas, o Estudo Regional da Bacia da Foz do Amazonas. A entrega é um marco para o licenciamento ambiental e atende às expectativas daquele órgão no que diz respeito ao trabalho conjunto das operadoras, diminuindo custos e tempo de análise dos documentos no órgão ambiental.

Ainda no começo de 2015 a QGEP celebrou novo contrato de patrocínio com o Projeto Viva Vôlei, garantindo mais 6 meses de atividades deste projeto educacional e de incentivo ao esporte nos núcleos de Canavieiras e Campinhos no sul da Bahia, área de influência do projeto BM-J-2.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo apresentam as informações financeiras consolidadas da Companhia no 1T15, 1T14 e 4T14. 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.

Informações Econômicas e Financeiras Consolidadas (R$ milhões)

	1T15	1T14	Δ%	4T14	Δ%
Lucro Líquido	28,9	25,1	15,1%	44,9	-35,6%
Depreciação e amortização	28,4	29,0	-1,9%	28,8	-1,5%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(29,8)	(20,1)	-48,2%	(24,9)	-19,4%
Imposto de renda e contribuição social	45,4	16,8	169,9%	(16,3)	379,3%
EBITDA[(1)]	**72,9**	**50,8**	**43,6%**	**32,5**	**124,4%**
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais[(2)]	0,2	31,8	-99,3%	38,6	-99,4%
EBITDAX[(3)]	**73,1**	**82,5**	**-11,4%**	**71,1**	**2,9%**
Margem EBITDA[(4)]	57,9%	39,9%	45,1%	36,3%	-36,9%
Margem EBITDAX[(5)]	58,1%	64,8%	-10,5%	57,6%	0,8%
Caixa Líquido[(6)]	851,9	827,6	-2,9%	877,7	2,9%
(Dívida Líquida)/EBITDAX	(3,09)	(3,00)	-3,1%	(3,08)	5,4%

(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)A dívida líquida corresponde ao endividamento total, que inclui empréstimos e financiamentos circulantes e de longo prazo, bem como instrumentos financeiros derivativos, sem considerar nem as disponibilidades nem as aplicações financeiras. O endividamento 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 1T15 foi de R$126,0 milhões, comparada a R$127,3 milhões no 1T14 e R$123,5 milhões no 4T14. A diminuição da receita no comparativo com o mesmo trimestre do ano anterior reflete a queda temporária da produção de gás de Manati, compensada em parte pelo reajuste do preço do contrato de venda de gás natural relativo a esse campo. Já o aumento ante o trimestre imediatamente anterior deve-se ao efeito do reajuste anual ligado a inflação.

Os custos operacionais do primeiro trimestre somaram R$56,7 milhões, estáveis em relação aos R$57,8 milhões registrados no 1T14 e aos R$60,9 milhões do 4T14. Os custos operacionais estão distribuídos conforme segue:

Custos operacionais (R$ milhões)

	1T15	1T14	Δ%	4T14	Δ%
Depreciação	27,5	28,1	-2,1%	29,3	-6,1%
Custos de produção	15,1	13,1	15,6%	14,5	4,1%
Royalties	9,4	9,7	-2,3%	9,7	-2,4%
Custos de manutenção	1,4	2,7	-47,6%	3,5	-58,9%
Participação especial	2,0	2,9	-32,6%	2,6	-24,2%
P&D	1,3	1,4	-8,2%	1,4	-7,5%
TOTAL	**56,7**	**57,8**	**-2,0%**	**60,9**	**-6,9%**

Despesas Gerais e Administrativas

No 1T15, as despesas gerais e administrativas totalizaram R$14,7 milhões, ante R$12,2 milhões no 1T14 e R$20,0 milhões no 4T14.

O aumento no comparativo ano a ano está relacionado, principalmente, ao incremento nos serviços de consultorias para aprimoramento dos sistemas de gestão da Companhia, entre outras.

Em relação ao trimestre anterior, observa-se redução dessas despesas, sobretudo em função do registro, no 4T14, de despesas adicionais de participação nos lucros anuais.

Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios somaram R$10,2 milhões no 1T15, comparados a R$35,5 milhões no 1T14 e R$38,7 milhões no 4T14. Os dispêndios do 1T15 são, em grande parte, representados pela contratação da aquisição, processamento e interpretação de dados geológicos e geofísicos relativos aos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações. No 1T14, a QGEP registrou baixa de R$28,1 milhões, relacionadas à devolução da área de Biguá à ANP, enquanto que no 4T14, a QGEP contabilizou baixa de R$34,3 milhões correspondente à devolução do Bloco BM-CAL-5 à ANP.

Resultado Financeiro Líquido

O resultado financeiro líquido no 1T15 foi de R$29,8 milhões, um aumento em comparação com o valor de R$20,1 milhões registrado no 1T14 e R$24,9 milhões no 4T14.

Na comparação ano a ano, o aumento do resultado financeiro líquido foi de 48,2%. Este aumento deveu-se à receita financeira de R$88,3 milhões, relativa aos rendimentos dos fundos exclusivos da Companhia, em função do aumento da taxa de juros aliado, principalmente, a ganhos cambiais devido a desvalorização do Real sobre os fundos de hedge da Companhia. Este ganho foi parcialmente reduzido por uma despesa financeira de R$58,4 milhões relativa a variação cambial sobre o saldo da provisão de abandono.

Desta forma, o aumento do resultado financeiro no comparativo anual e trimestral deveu-se, principalmente, à significativa variação cambial relacionada à desvalorização do Real de 20,8% no 1T15, considerando a taxa de câmbio PTAX.

Imposto de Renda e Contribuição Social

A despesa com imposto de renda e contribuição social foi de R$45,4 milhões no 1T15, ante R$16,8 milhões no 1T14 e R$16,3 milhões no 4T14.

Este aumento deveu-se principalmente à forte desvalorização do real sobre o dólar no 1T15, gerando dois efeitos: (a) aumento significativo na lucratividade nos fundos cambiais e (b) 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

No 1T15, o lucro líquido totalizou R$28,9 milhões, o que representa aumento de 15,1% em relação aos R$25,1 milhões registrados no 1T14, porém, decréscimo de 35,6% em comparação com os R$44,9 milhões do 4T14.

O incremento observado ante igual trimestre de 2014 se deve ao menor custo exploratório, compensada em parte pelo aumento do imposto de renda e da contribuição social, conforme explicado acima.

Na avaliação comparativa com o 4T14, as variações na linha de do imposto de renda e contribuição social explicam o desempenho a menor.

Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

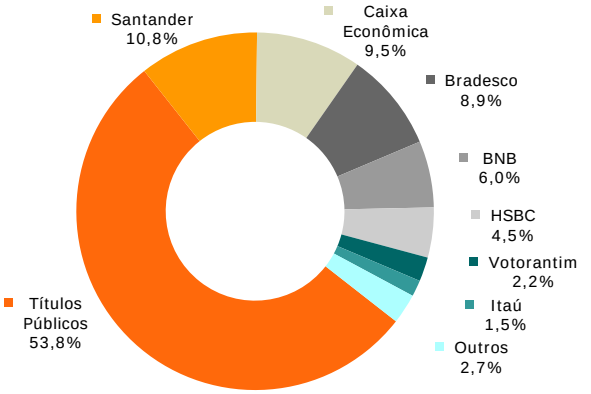
Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

No encerramento do 1T15, a Companhia registrava saldo de caixa consolidado de R$1,3 bilhão, sendo R$851,9 milhões de caixa líquido.

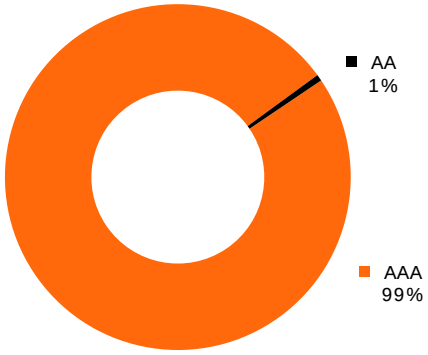
Em 31/03/2015, R$374,5 milhões do caixa da QGEP estavam aplicadas em fundos cambiais e investimentos offshore de modo a ser um instrumento de *hedge* para as obrigações de médio prazo denominadas em dólares.

O saldo remanescente estava investido em instrumentos financeiros expressos em reais. Em 31/03/15, o rendimento médio anual desses investimentos era de 102% do CDI e 83% dos fundos contavam com liquidez diária. Os investimentos em reais encontravam-se distribuídos conforme os gráficos abaixo:

Aplicações Financeiras



Ratings*



*Não inclui títulos públicos.

Endividamento

O endividamento total em 31/03/2015 era de R$368,9 milhões, ante R$250,9 milhões no final do 4T14. 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 31 de março de 2015, a QGEP havia sacado R$117,8 milhões de tal linha de crédito.

Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia registrou fluxo de caixa operacional de R$157,0 milhões no 1T15, ante R$40,6 milhões no 1T14 e R$77,1 milhões no 4T14. A ligeira redução na produção de Manati foi compensada pelo reajuste do preço de venda do gás e pelo aumento na rentabilidade das aplicações financeiras, devido ao aumento do CDI e, principalmente, à valorização do dólar no trimestre.

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 m^3 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 31 de março de 2015, 31 de março e 31 de dezembro de 2014 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Demonstração dos Resultados (R$ milhões)

	1T15	1T14	Δ%	4T14	Δ%
Receita líquida	**126,0**	**127,3**	**-1,0%**	**123,5**	**2,0%**
Custos operacionais	(56,7)	(57,8)	2,0%	(60,9)	6,9%
Lucro bruto	**69,3**	**69,5**	**-0,3%**	**62,6**	**10,7%**
Receitas (Despesas) operacionais					
Despesas gerais e administrativas	(14,7)	(12,2)	-20,7%	(20,0)	26,5%
Equivalência patrimonial	0,1	(0,0)	N/A	(0,2)	176,5%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(10,2)	(35,5)	71,2%	(38,7)	73,6%
Lucro (Prejuízo) operacional	**44,5**	**21,8**	**104,1%**	**3,7**	**N/A**
Receita (Despesa) financeira líquida	29,8	20,1	48,2%	24,9	19,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	**74,3**	**41,9**	**77,3%**	**28,6**	**159,8%**
Imposto de renda e contribuição social social diferidos e correntes	(45,4)	(16,8)	-169,9%	16,3	-379,3%
Lucro líquido	**28,9**	**25,1**	**15,1%**	**44,9**	**-35,6%**

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

	1T15	4T14	Δ%
Ativo			
Ativo Circulante	**1.417,1**	**1.339,7**	**5,8%**
Caixa e equivalentes de caixa	131,1	117,2	11,9%
Aplicações financeiras	1.089,7	1.011,4	7,7%
Contas a receber	99,3	101,6	-2,3%
Estoques	54,3	54,5	-0,4%
Impostos a recuperar	27,5	33,7	-18,4%
Créditos com parceiros	11,6	19,3	-40,0%
Outros	3,7	2,0	89,8%
Ativo Não Circulante	**1.988,9**	**1.831,3**	**8,6%**
Caixa restrito	53,8	27,9	92,9%
Aplicações financeiras	120,3	-	N/A
Impostos a recuperar	2,8	2,7	7,3%
Imposto de renda e contribuição diferidos	4,5	19,4	-76,8%
Investimentos	37,3	22,8	63,1%
Imobilizado	1.130,0	1.121,4	0,8%
Ativos intangíveis	630,1	630,5	0,1%
Partes Relacionadas	6,7	4,9	37,7%
Outros	3,3	1,8	84,4%
Total do Ativo	**3.406,0**	**3.171,1**	**7,4%**
Passivo e Patrimônio Líquido			
Passivo Circulante	**129,4**	**110,6**	**17,0%**
Contas a pagar	35,7	35,2	1,3%
Impostos a pagar	53,8	26,3	104,4%
Remuneração e obrigações sociais	6,8	17,9	-62,3%
Contas a pagar – partes relacionadas	0,3	0,3	1,2%
Empréstimos e financiamentos	0,4	0,4	15,0%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	13,6	12,8	6,4%
Seguros a pagar	8,4	6,3	33,8%
Outros	10,5	11,4	-8,2%
Passivo Não Circulante	**710,1**	**531,6**	**33,6%**
Obrigações fiscais a pagar	2,2	-	N/A
Empréstimos e financiamentos	368,4	250,5	47,1%
Provisão para abandono	339,5	281,1	20,8%
Patrimônio Líquido	**2.566,5**	**2.528,8**	**1,5%**
Capital social	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros resultados abrangentes	12,3	5,4	127,5%
Reserva de lucros	494,7	494,7	0,0%
Reserva de capital	(47,5)	(49.4)	3,7%
Lucro líquido do período	28,9	0,0	N/A
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	**3.406,0**	**3.171,1**	**7,4%**

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R$ milhões)

	1T15	1T14	Δ%	4T14	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período	28,9	25,1	15,1%	44,9	-35,6%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:					
Amortização e depreciação	28,4	29,0	-1,9%	28,8	-1,5%
Equivalência patrimonial	(0,1)	0,0	N/A	0,2	-176,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	14,9	16,8	-11,4%	(14,8)	-200,7%
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	2,7	1,5	82,3%	1,2	124,3%
Baixa de imobilizado	0,1	32,5	-99,8%	38,4	-99,8%
Provisão para o plano de opção de ações	1,8	2,7	-32,7%	2,0	-8,7%
Provisão para Imposto de Renda e contribuição social	(30,5)	-	N/A	32,4	-194,1%
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	0,8	1,3	-36,0%	1,1	-26,5%
Variação cambial sobre provisão para abandono	58,4	2,2	N/A	30,9	89,3%
(Aumento) Reduçao nos ativos operacionais:	11,2	30,2	-62,9%	(36,8)	-130,4%
Aumento (Reduçao) nos passives operacionais:	40,4	(100,7)	140,2%	(51,2)	-178,9%
Caixa liquido gerado pelas atividades operacionais	**157,0**	**40,6**	**286,7%**	**77,1**	**103,5%**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(267,8)	(103,8)	-157,9%	(192,2)	39,4%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	117,8	(18,5)	N/A	83,5	41,1%
Total de variaçao cambial sobre caixa e equivalentes	6,9	(0,8)	N/A	2,1	223,1%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	**13,9**	**(82,6)**	**116,8%**	**(29,4)**	**-147,3%**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	117,2	357,8	-67,2%	146,5	-20,0%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	131,1	275,2	-52,4%	117,2	11,9%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	13,9	(82,6)	116,8%	(29,3)	-147,4%

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 *farm-in* e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de *farm-out*.
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 petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
GCOS	Probabilidade de sucesso geológico (*Geological Chance of Success*).

GCA	Gaffney, Cline & Associates
Kbpd	Mil barris por dia (*One thousand barrels per day*).
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 contingêntes 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.