

PRIMEIRO TRIMESTRE 2014

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)
8 de maio 2014

12:00 (horário de Brasília)

11:00 (horário de Nova Iorque)

Dial in Brazil: +55 11 3193-1001 ou +55 11 2820-4001

Dial in US: +1 786 924-6977

Código: Queiroz Galvão

QGEP

Av. Almirante Barroso, nº 52, Sala 1301 Centro

Rio de Janeiro - RJ

CEP: 20031-918

Tel: +55 21 3509-5800

QGEP divulga seus resultados do 1T14

Rio de Janeiro, 7 de maio de 2014 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia independente brasileira a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre encerrado em 31 de março de 2014. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são consolidadas de acordo com as regras contábeis adotadas pelo IFRS (*Internacional Financial Reporting Standards*), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati atingiu 6,0MMm³ no 1T14; o contrato de construção da estação de compressão foi assinado; 15,7 Bm³ de reserva 2P certificada em 31 de dezembro de 2013, sendo 7,1 Bm³ líquido para a QGEP.**

- ▶ **Perfuração, completação e teste bem sucedidos no segundo poço de Atlanta apresentando produtividade pouco acima do resultado do primeiro poço.**

- ▶ **Certificação independente indica reservas 1P de 147 MMbbl, 2P de 191 MMbbl e 3P de 269 MMbbl; considerando o valor líquido para a QGEP, as reservas 2P da Companhia mais do que dobraram.**

- ▶ **A receita líquida foi de R\$127,3 milhões no 1T14, comparado com R\$131,9 milhões no 1T13 e R\$125,7 milhões no 4T13.**

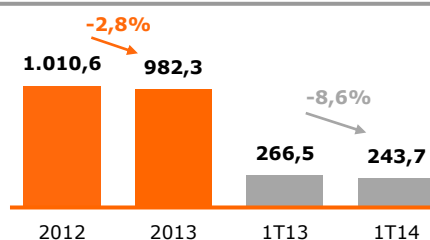
- ▶ **O EBITDAX no 1T14 foi de R\$82,5 milhões, comparado com R\$77,9 milhões no 1T13 e R\$65,6 milhões no 4T13; a margem EBITDAX no 1T14 foi de 64,8%, comparada a 59,1% no 1T13 e 52,1% no 4T13.**

- ▶ **O lucro líquido foi de R\$25,1 milhões no 1T14 comparado com R\$65,7 milhões no 1T13 e R\$21,2 milhões no 4T13. O resultado do 1T14 inclui R\$28,1 milhões referentes às despesas com a devolução da área de Biguá do Bloco BM-S-8.**

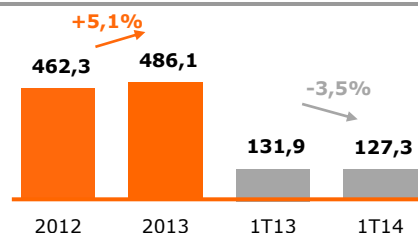
- ▶ **O fluxo de caixa operacional no 1T14 foi de R\$40,6 milhões.**

- ▶ **O saldo de caixa* no final do 1T14 foi de R\$995,6 milhões e o caixa líquido foi de R\$827,6 milhões.**

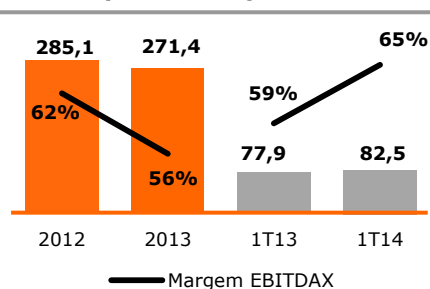
Produção de Gás (Milhões de m³)



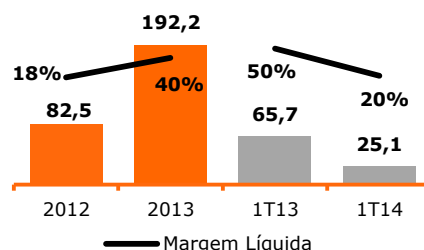
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



* Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Mensagem da Administração

Os resultados apresentados no primeiro trimestre marcaram a consistência operacional da QGEP. Continuamos a trabalhar neste período na criação de valor de longo prazo para a Companhia e para seus públicos de interesse. Progredimos em todos os ativos de nosso portfólio, reportamos lucros operacionais em linha com o nosso plano de negócios, bem como recebemos certificações importantes, de fonte independente, sobre os níveis de reservas de dois de nossos ativos-chave, Manati e Atlanta.

O desempenho do Campo de Manati excedeu nossas expectativas em função da manutenção da pressão do reservatório e da forte demanda das termoeletricas no Brasil. No primeiro trimestre, a produção média diária de gás atingiu 6,0MMm³, níveis similares aos de 2013. O processo de contratação da estação de compressão do Campo foi concluído e a construção deverá começar até o final do segundo trimestre deste ano. Os desembolsos esperados para a QGEP são de US\$30 milhões nos próximos 18 meses, além de um acréscimo no custo operacional de aproximadamente 50%, após o início da operação da planta, durante o segundo semestre de 2015. Mesmo com o acréscimo nos custos de produção, a margem EBITDA do Campo de Manati ficará em cerca de 60% da receita líquida, refletindo sua rentabilidade. Reafirmamos nossas expectativas para 2014 de que a produção média diária de gás natural do Campo de Manati será de aproximadamente 5,5MMm³, e que a capacidade diária de produção irá retornar ao nível de 6,0MMm³ assim que a estação de compressão estiver operacional.

Incluso neste relatório de resultados estão os principais destaques da certificação de reservas do Campo de Manati elaborado pelos consultores independentes Gaffney, Cline & Associates (GCA). O relatório confirma que os níveis das reservas 1P e 2P permaneceram coerentes com a avaliação feita no ano passado, considerando a produção de 2013.

Nossas atividades de desenvolvimento do Campo de Atlanta no Bloco BS-4, onde somos o operador, continuam de acordo com o cronograma. No primeiro trimestre, completamos a perfuração do segundo poço com êxito e realizamos o teste de formação a poço revestido. O teste indicou uma capacidade de produção um pouco acima do limite superior do intervalo projetado de 6 a 12 mil barris por dia. O sucesso destas operações demonstram o valor em ter uma equipe técnica e gerencial altamente experiente, o que será importante para os nossos projetos futuros, tanto atuando como operador como parceiro.

O processo de licitação para o FPSO está em andamento e esperamos finalizar o contrato no início do terceiro trimestre. Continuamos a avaliar a alternativa mais eficiente da capacidade do FPSO. Em ambos os casos, o primeiro óleo é esperado para o final de 2015 ou início de 2016, o que proporcionará uma fonte adicional de receita para financiar as atividades da Companhia.

Os principais destaques do relatório de certificação de reservas do Campo de Atlanta, elaborado pela GCA, são as reservas 1P de 147 milhões de bbl, reservas 2P de 191 milhões de bbl e reservas 3P de 269 milhões de bbl. Considerando os volumes 2P, esses valores incrementam em mais de 100% as reservas 2P anteriormente reportadas pela QGEP.

Continuamos a trabalhar para incorporar valor adicional ao nosso portfólio de exploração. A perfuração do poço de extensão de Carcará no Bloco BM-S-8 será realizada em uma única fase, que começará no final deste ano, seguido de um teste de formação a poço revestido, cujos resultados estão previstos para o final do primeiro semestre de 2015. O operador já iniciou os estudos relacionados à instalação de facilidades *offshore*, que darão suporte ao desenvolvimento e produção do Bloco, cujo primeiro óleo está previsto para o final de 2018. Adicionalmente, iniciamos a aquisição dos dados sísmicos para os blocos da 11ª Rodada de Licitação da ANP.

No âmbito financeiro, continuamos a apresentar resultados positivos e consistentes. A receita está em linha com a apurada no quarto trimestre de 2013 em função dos níveis de produção similares do Campo de Manati. O EBITDAX foi de R\$82,5 milhões e a margem EBITDAX foi de 64,8%, refletindo a alta rentabilidade do nosso ativo produtor.

Ao final do primeiro trimestre, a QGEP apresentou uma sólida situação financeira, com posição líquida de caixa de R\$828 milhões e fluxo de caixa operacional estável, suficiente para suportar nosso CAPEX no curto prazo. Nosso portfólio equilibrado proporcionará a QGEP um aumento e diversificação das fontes de receita no médio prazo. Continuamos trabalhando para que 2014 seja um ano muito produtivo.

Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40 ⁽¹⁾	Manati	45%	Reservas	Gás
Camamu	BCAM-40 ⁽¹⁾	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	BM-CAL-5	Copaíba	27,5%	Contingente	Óleo
Camamu	BM-CAL-12	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto de Canavieiras	100%	Contingente/Prospectivo	Óleo-Gás
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto Externo	100%	Prospectivo	Óleo-Gás
Campos	BM-C-27A ⁽²⁾	Guanabara Profundo	30%	Prospectivo	Óleo-Gás
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Contingente /Prospectivo	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Contingente/Prospectivo	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

⁽¹⁾ O Bloco BCAM-40 foi devolvido depois da delimitação das áreas dos campos de Manati e Camarão Norte.

⁽²⁾ Transação sujeita a aprovações da ANP e de outras agências reguladoras.

Produção e Desenvolvimento

MANATI

O Campo de Manati continuou registrando produção robusta no primeiro trimestre de 2014, com produção média diária de 6,0MMm³, nos mesmos níveis da produção média diária de 2013. Para o ano de 2014, a Companhia reafirma a previsão de produção média diária de aproximadamente 5,5MMm³.

O processo de contratação para a construção e operação da estação de compressão do Campo de Manati foi concluído com sucesso e a construção deverá começar no final do segundo trimestre de 2014. A expectativa é que a estação de compressão estará operacional no segundo semestre de 2015 e assim a capacidade média de produção do Campo de Manati deverá retornar a 6,0MMm³ por dia.

A construção da estação de compressão resultará em um desembolso, líquido para a QGEP, de US\$30 milhões ao longo de 2014 e 2015. As despesas operacionais anuais, líquidas para a QGEP, serão de aproximadamente R\$27 milhões a partir de 2015, em acréscimo às despesas operacionais atuais. O Campo continuará a registrar margens elevadas já que os custos de produção atuais são baixos.

Como anunciado previamente, a pintura da plataforma ocorrerá no segundo semestre de 2014, e terá custo líquido para a QGEP de aproximadamente R\$20 milhões. Não é esperado qualquer impacto na produção do Campo.

Os destaques principais do novo relatório de certificação de reservas do Campo de Manati elaborado pelos consultores independentes Gaffney, Cline & Associates (GCA) e datado de 31 de dezembro de 2013, são: reservas 1P, líquidas para QGEP, de 6,4 bilhões de m³ (41 milhões de boe), reservas 2P de 7,1 bilhões de m³ (44 milhões de boe) e reservas 3P de 7,7 bilhões de m³ (48 milhões de boe).

ATLANTA e OLIVA (Bloco BS-4)

O segundo poço horizontal do Campo de Atlanta foi perfurado com sucesso e o teste de formação indicou que a capacidade esperada de produção do poço está um pouco acima do limite superior do intervalo de 6 a 12 mil barris por dia. Neste teste, a bomba centrífuga submersa submarina foi posicionada no leito marinho, ao invés de próximo ao reservatório, como no poço anterior. Com base na resposta de produtividade obtida, o Consórcio poderá optar pela utilização da bomba no leito marinho, reduzindo significativamente os custos operacionais do Campo.

O segundo poço atingiu uma seção horizontal de 835 metros de extensão, a qual foi revestida com telas e empacotada com gravel, que irá otimizar a produtividade do poço, prevenindo os movimentos de sedimentos finos do reservatório para o poço e para os equipamentos de produção.

A QGEP lançou um processo de licitação para um FPSO, que deverá terminar no terceiro trimestre de 2014. Estão sendo considerados dois possíveis cenários: o desenvolvimento de um Sistema de Produção Antecipada, ou passar diretamente para o FPSO do Sistema Definitivo. A decisão final sobre o FPSO se baseará na rentabilidade do projeto, considerando fatores como disponibilidade e custo desta unidade de produção. Em ambos os cenários, o primeiro óleo do Campo de Atlanta é esperado para o final de 2015 ou início de 2016, dependendo apenas da data de chegada do FPSO.

Os destaques principais do relatório de certificação de reserva para o Campo de Atlanta referente a 31 de março de 2014 elaborado pela GCA são de reservas 1P de 147 milhões de bbl, 2P de 191 milhões de bbl e 3P de 269 milhões de bbl. Os resultados dos poços foram determinantes para a Companhia reportar pela primeira vez reservas provadas no Campo de Atlanta.

Conforme anunciado previamente ao mercado, o primeiro óleo do Campo de Oliva é esperado para 2021. A QGEP é o operador do Bloco BS-4, onde estão localizados os campos de Atlanta e Oliva, com participação de 30%.

Exploração

BM-J-2

A Companhia continua a negociar com a ANP o Plano de Avaliação de Descoberta para o Bloco BM-J-2. O Plano foi submetido à Agência em dezembro de 2013 e a QGEP espera que a decisão ocorra até junho de 2014.

Em agosto de 2013, a empresa protocolou uma Notificação de Descoberta junto à ANP baseada nas anomalias no detector de gás, indícios de óleo em amostras de calha e interpretações de zonas de interesse em perfis na seção do pré-sal do poço 1-QG-5A-BAS. Localizado a 20 km da costa da Bahia, o poço foi perfurado até a profundidade final de 4.800 metros, 750 metros abaixo da camada de sal, no prospecto Alto de Canavieiras (JEQ #1).

O Bloco BM-J-2 está localizado na região de águas rasas da Bacia de Jequitinhonha. A QGEP é o operador e detém 100% do bloco.

BS-4

As análises dos novos dados sísmicos 3D do Bloco BS-4 ainda encontram-se em curso. Resultados preliminares confirmaram o potencial da seção pré-sal desse bloco. Tais dados foram adquiridos com o intuito de melhorar o imageamento dos objetivos de pré e pós-sal do bloco. O Consórcio continua avaliando o cronograma para exploração do prospecto de pré-sal Piapara.

BM-S-8

Em abril de 2014, a ANP aprovou extensão por três anos do Plano de Avaliação do Bloco BM-S-8, sem nenhum compromisso adicional, permitindo assim uma avaliação mais criteriosa do bloco. O Consórcio decidiu perfurar o poço de extensão a 5km da descoberta de Carcará em uma única fase com uma sonda equipada com MPD (*Measured Pressure Drilling*), a ser iniciada no final de 2014. Após a perfuração, haverá um teste de formação a poço revestido, que deverá ser concluído em meados de 2015. Em seguida, um Teste de Longa Duração (TLD) está programado para o segundo semestre de 2016 e o primeiro óleo de Carcará permanece previsto para o final de 2018. O Consórcio estuda as alternativas para o desenvolvimento do ativo, inclusive considerando a possibilidade de contratar uma sonda dedicada para o bloco.

A perfuração do prospecto de Guanxuma está programada para ter início no final de 2015. Esse prospecto está localizado a aproximadamente 30 km a oeste da descoberta de Carcará, na área do pré-sal da Bacia de Santos.

No final de março, o Consórcio decidiu devolver a área de Biguá à ANP, motivada principalmente pela devolução da descoberta de Abaré Oeste pelo consórcio do Bloco BM-S-9. No 1T14, a QGEP contabilizou despesas de R\$28,1 milhões relacionadas a tal devolução.

BM-C-27A (Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146)

A transferência de 30% dos direitos relativos ao *farm-in* da Concessão BM-C-27A não foi concluída. O cronograma de perfuração ainda está sendo definido pelo operador.

A Concessão BM-C-27A inclui os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, localizados a aproximadamente 70 km da costa, nas águas rasas da Bacia de Campos.

BM-CAL-12 (Blocos CAL-M-312 e CAL-M-372)

O Consórcio protocolou o pedido de licença ambiental no IBAMA, após a realização de estudos relacionados ao impacto ambiental das atividades na Concessão BM-CAL-12. A expectativa é de que a licença seja emitida até o final de 2014, com a perfuração de um poço exploratório tendo início logo em seguida. O poço será perfurado no prospecto CAM#01, localizado no Bloco CAL-M-372.

O CAPEX estimado nesta perfuração, líquido para a QGEP, é de aproximadamente US\$40 milhões.

BM-CAL-5

No Bloco BM-CAL-5, o Consórcio aguarda a emissão do Termo de Referência do IBAMA. Tal licença precede os diversos estudos sobre o impacto ambiental que serão realizados na área. O recebimento da licença é esperado para 2015 e, em seguida, será iniciada a perfuração em 2016. O CAPEX, líquido para a QGEP, está estimado em aproximadamente US\$22 milhões.

O BM-CAL-5 está localizado na Bacia de Camamu e possui recursos contingentes 3C, líquidos para a QGEP, estimados em 17,9 milhões de boe.

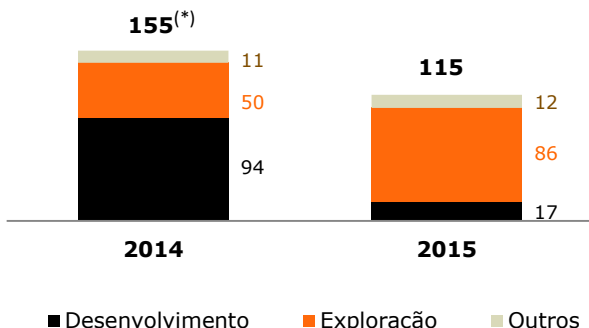
Blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP

A QGEP está em processo de contratação de dados sísmicos 3D para os blocos adquiridos em 2013, na 11ª Rodada de Licitação da ANP. Na Bacia da Foz do Amazonas, a aquisição de dados sísmicos já foi iniciada e, durante esse ano, começará também nas Bacias do Espírito Santo, Pará-Maranhão e Ceará. Em 2016, serão adquiridos os dados sísmicos para os ativos da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

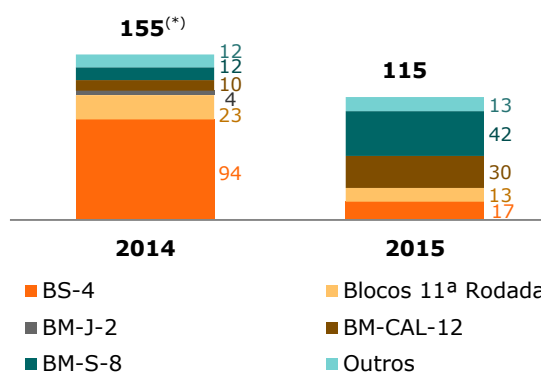
No decorrer dos próximos três anos, a QGEP prevê um CAPEX de US\$46 milhões para a aquisição de dados. A partir de 2017, estão programadas as perfurações de pelo menos quatro poços exploratórios, com CAPEX estimado em cerca de US\$200 milhões para a QGEP.

CAPEX

CAPEX líquido QGEP (US\$ milhões)



CAPEX líquido QGEP (US\$ milhões)



(*) Até 31 de março de 2014, já haviam sido gastos US\$35 milhões.

Eventos Corporativos Recentes

- ▶ Em 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração autorizou a recompra de 2.245.357 ações para atender ao plano de opção de compra de ações de 2014. Desde então, a Companhia adquiriu o volume máximo de ações permitidas nos termos do plano, detendo atualmente 8,0 milhões de ações em tesouraria.
- ▶ Durante a Assembleia Geral Ordinária realizada em 16 de abril de 2014, conforme solicitado pelos acionistas que representavam mais de 2% das ações com direito a voto naquela ocasião, foi determinada a constituição do Conselho Fiscal, com a eleição de um Conselheiro pelos acionistas minoritários, o Sr. AXEL ERHARD BORD, e como seu suplente o Sr. WILLIAM BEZERRA CAVALCANTI FILHO. Também foram eleitos outros dois conselheiros, o Sr. JOSÉ RIBAMAR LEMOS DE SOUZA e o Sr. SÉRGIO TUFFY SAYEG e, como suplentes, respectivamente o Sr. GIL MARQUES MENDES e o Sr. NELSON MITIMASA JINZENJI.

Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

As atividades da QGEP são pautadas na missão de atuar com segurança, de forma ética e sustentável, de modo a gerar resultados e contribuir para o desenvolvimento das suas áreas de atuação. A Companhia está comprometida a agir de forma responsável para minimizar o impacto ambiental e beneficiar as comunidades no entorno de suas atividades.

No 1T14, foi realizado de forma eficiente o teste de formação do primeiro poço do Campo de Atlanta, no Bloco BS-4. Como operador do Consórcio, a QGEP promoveu uma avaliação para identificar os riscos potenciais da atividade, propondo medidas para evitar a ocorrência de incidentes. Também nesse período, foi dada continuidade à implementação dos projetos socioambientais condicionantes da licença de operação, como o Projeto de Comunicação Social, o Projeto de Monitoramento Ambiental, o Projeto de Controle da Poluição, e o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores, além da realização de exercícios e simulados do Plano de Emergência Individual.

Além dos projetos socioambientais, a QGEP deu continuidade aos projetos de incentivo ao esporte, à educação e à cultura, como o Viva Vôlei, que completa quatro anos de funcionamento nos dois núcleos de atividades, em Canavieiras e em Campinhos, ambos na Bahia, que ensinam a prática do vôlei e fornecem acompanhamento pedagógico desde 2010. A QGEP também deu continuidade à sua parceria com o Projeto Portinari, iniciando no segundo trimestre a itinerância do projeto "Portinari Para Todos" por cidades do litoral paulista, área de influência da operação do BS-4.

Mantendo seu compromisso com a transparência e a gestão responsável, a Companhia iniciou a elaboração do terceiro Relatório Anual de Sustentabilidade, referente ao ano fiscal de 2013, ampliando assim o diálogo com seus diversos públicos de interesse. O documento estará disponível a todos os públicos de interesse ainda no primeiro semestre de 2014.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 1T14 e 1T13. Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação e, por essa razão, podem apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas das informações trimestrais. Adicionalmente, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	1T14	1T13	Δ%
Lucro líquido	25,1	65,7	-61,8%
Amortização e depreciação	29,0	23,6	22,9%
Despesa (receita) financeira líquida	(20,1)	(18,3)	-9,6%
Imposto de Renda e contribuição social	16,8	5,6	202,9%
EBITDA⁽¹⁾	50,8	76,5	-33,6%
Gastos exploratórios com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	31,8	1,4	N/D
EBITDAX⁽³⁾	82,5	77,9	5,9%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	39,9%	58,0%	-31,2%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	64,8%	59,1%	9,8%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(827,6)	(1.034,3)	20,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	-4,05	-3,43	18,0%

⁽¹⁾ O cálculo do EBITDA considera o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade ou o IFRS. Tampouco deve ser considerado, isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da utilizada na QGEP. Além disso, o EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia em razão de não considerar determinados custos inerentes ao negócio que poderiam afetar, de maneira significativa, os resultados líquidos, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

⁽²⁾ EBITDAX é uma medida usada no 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.

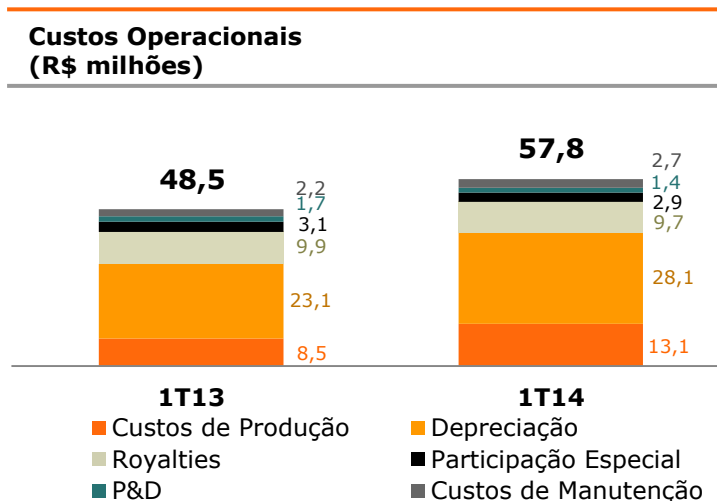
⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo, e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) ou o US GAAP, ou ainda quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente da utilizada na QGEP.

Resultado Operacional

A receita líquida do 1T14 atingiu R\$127,3 milhões, representando uma redução de 3,5% comparado ao 1T13, e um aumento de 1,2% em relação ao registrado no 4T13. Estas variações refletem os níveis de produção do Campo de Manati (média de 6,0MMm³ no 1T14 ante 6,6MMm³ no 1T13), que foram parcialmente compensadas pelo ajuste anual no preço do gás natural no início de 2014, de acordo com o estabelecido no contrato de venda.

Os custos operacionais no primeiro trimestre foram de R\$57,8 milhões, 19,2% acima do 1T13 e ligeiramente abaixo dos R\$58,4 milhões do 4T13. A variação em relação ao ano anterior resulta principalmente de custos de amortização mais altos, relacionados ao aumento da provisão de abandono do Campo de Manati. Os custos operacionais do trimestre são compostos por: R\$13,1 milhões de custos de produção; R\$28,1 milhões de depreciação e amortização; R\$9,7 milhões de *royalties*; R\$2,9 milhões de participação especial; R\$2,7 milhões de custos de manutenção; e R\$1,4 milhão de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).



Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas do primeiro trimestre de 2014 somaram R\$12,2 milhões, uma redução de 27,1% em relação ao 1T13. Essa variação é função, principalmente, do aumento das atividades como operador, elevando assim a alocação de despesas aos projetos operados, que somaram R\$9,6 milhões no 1T14, comparado a R\$3,5 milhões no 1T13. Adicionalmente, as despesas relacionadas à pessoal aumentaram R\$2,6 milhões no 1T14 em relação ao mesmo período do ano anterior devido à ampliação das atividades da Companhia.

Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios totais no 1T14 foram de R\$35,5 milhões, superior aos R\$13,5 milhões registrados no 1T13, e inferior aos R\$55,1 milhões contabilizados no 4T13. O aumento em relação ao mesmo período do ano anterior se deve, principalmente, a uma despesa de R\$28,1 milhões no 1T14, líquido para QGEP, relacionado à devolução da área de Biguá para a ANP, bem como uma despesa de R\$2,3 milhões referente ao poço de extensão da descoberta de Carcará, iniciado em dezembro de 2013, que foi posteriormente interrompido devido a questões operacionais nos primeiros estágios de perfuração.

Resultado Financeiro Líquido

No 1T14, a QGEP gerou resultado financeiro líquido de R\$20,1 milhões, comparado com R\$18,3 milhões no 1T13 e R\$18,0 milhões no 4T13. Taxas de juros mais baixas, assim como movimentações cambiais que tiveram efeito positivo não caixa no saldo da provisão de abandono dos Campos de Manati e de Atlanta, foram os principais fatores que contribuíram para o desempenho do período.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 1T14 foi de R\$25,1 milhões, inferior aos R\$65,7 milhões registrados no primeiro trimestre do ano passado, no entanto acima dos R\$21,2 milhões registrados no 4T13. Na comparação com o mesmo período do ano anterior, o menor lucro reflete, principalmente, despesas relacionadas à devolução da área de Biguá para a ANP. No 4T13, a Companhia incorreu em despesas referentes a poços secos ou subcomerciais de R\$42,3 milhões, relacionadas à devolução do Bloco BM-S-12 à ANP.

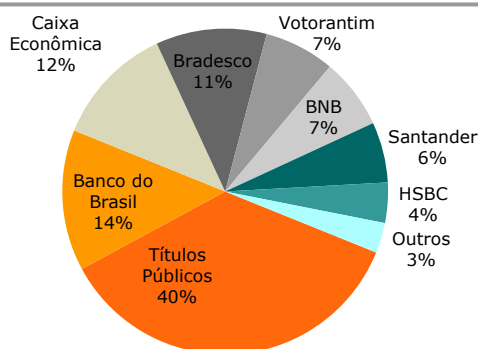
Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

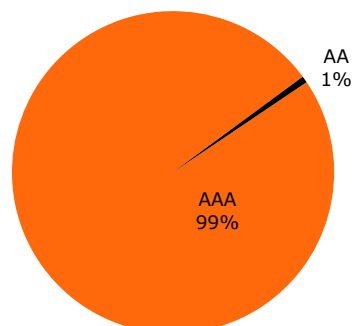
No final do 1T14, a Companhia registrou saldo de caixa de R\$995,6 milhões, incluindo R\$168,0 milhões de caixa proveniente do financiamento da FINEP. Em 31 de março de 2014, a QGEP detinha 20% de seus investimentos financeiros aplicados em fundos cambiais, enquanto o restante estava aplicado em moeda local.

O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 31 de março de 2014 foi de 102,4% do CDI e mais de 80% dos recursos investidos possuem liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

Investimentos



Ratings*



*Não inclui títulos da dívida pública

Contas a Receber / Pagar

No encerramento do 1T14 o saldo de contas a receber era de R\$100,4 milhões, comparado com R\$99,4 milhões ao final do 4T13. Na mesma data, o saldo do contas a pagar era de R\$119,6 milhões, montante 25,4% inferior ao registrado no encerramento do 4T13, quando o saldo era de R\$160,2 milhões.

Crédito com Parceiros

Ao final do 1T14, o saldo de crédito com parceiros registrado foi de R\$87,7 milhões, comparado com R\$116,2 milhões no encerramento do 4T13. O valor corresponde às chamadas de capital já emitidas aos parceiros, bem como as despesas incorridas pelo operador até 31 de março de 2014 e ainda não cobradas dos parceiros.

Do total de R\$87,7 milhões desta conta, R\$48,2 milhões estão relacionados à OGX Petróleo e Gás S.A. ("OGX"), parceiro no Bloco BS-4, e os demais R\$39,5 milhões a outros parceiros e consórcios. Até 31 de março de 2014, R\$81,8 milhões foram cobrados da OGX por meio de chamadas de capital. Desse total, o montante de R\$22,6 milhões vencido em 31 de março de 2014 foi coberto pelos dois outros participantes do Consórcio do BS-4, na proporção de 50% cada um. Em abril de 2014, esses valores foram ressarcidos pela OGX e integralmente quitados. Do valor restante registrado na conta de crédito com parceiros, no valor de R\$39,5 milhões, referente a outros parceiros e consórcios, não há qualquer registro de atraso ou inadimplência.

Em 27 de março de 2014, foi emitida nova chamada de capital no montante de R\$33,5 milhões, referente à parcela da OGX nas despesas incorridas e a incorrer pelo Consórcio BS-4, com vencimento em 11 de abril de 2014. Essa chamada de capital foi integralmente paga pela OGX em 17 de abril de 2014. No presente momento, não há qualquer inadimplemento financeiro por parte da OGX no Consórcio BS-4.

Endividamento

A dívida total ao final do 1T14 era de R\$168,0 milhões, comparado com R\$167,9 milhões no encerramento do 4T13.

Tais valores se referem a parte dos recursos obtidos do financiamento total de R\$266,1 milhões contratado junto a FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos – Agência Brasileira de Inovação) para dar suporte ao desenvolvimento do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta. O pacote de financiamento consiste de duas linhas de crédito, uma com juros fixos e outra com juros flutuantes. Atualmente, ambas as linhas de crédito têm taxa de juros equivalentes a 3,5% ao ano, com período de carência de 3 anos, e prazo de repagamento de 7 anos.

A FINEP é um fundo governamental ligado ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação, que concede financiamento para o setor público e privado, com ênfase em inovação tecnológica, visando promover o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia registrou fluxo de caixa operacional de R\$40,6 milhões no primeiro trimestre de 2014, ante R\$98,7 milhões no primeiro trimestre do ano passado.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa Côrte-Real
Diretoria 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 Companhia é qualificada pela ANP para atuar como Operador A em Águas Rasas até Águas Ultraprofundas. Conta com 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 QGEP. Essas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração da Companhia em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o seu plano de negócios. Tais projeções estão substancialmente 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. Esses aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Tais fatores estão sujeitos a alteração sem aviso prévio.

As informações financeiras consolidadas da QGEP para os trimestres findos em 31 de março de 2014 e 31 de março de 2013 foram preparadas Companhia de acordo com as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	1T14	1T13	Δ%
Receita Líquida	127,3	131,9	-3,5%
Custos Operacionais	(57,8)	(48,5)	-19,2%
Lucro Bruto	69,5	83,4	-16,7%
Receitas (Despesas) Operacionais			
Despesas Gerais e Administrativas	(12,2)	(16,7)	27,1%
Equivalência Patrimonial	(0,0)	(0,2)	-87,6%
Gastos Exploratórios	(35,5)	(13,5)	-162,2%
Outras Despesas Operacionais	-	-	N/D
Lucro (Prejuízo) operacional	21,8	52,9	-58,8%
Resultado Financeiro Líquido	20,1	18,3	9,6%
Lucro (Prejuízo) antes do Imposto e Contribuição Social	41,9	71,3	-41,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido	(16,8)	(5,6)	-202,9%
Lucro (Prejuízo) Líquido	25,1	65,7	-61,8%

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	1T14	4T13	Δ%
Ativo			
Circulante	1.243,7	1.284,2	-3,2%
Caixa e Equivalentes de Caixa	275,2	357,8	-23,1%
Investimentos	720,5	648,0	11,2%
Contas a Receber	100,4	99,4	0,9%
Estoques	44,4	47,8	-7,0%
Impostos a Recuperar	10,3	10,4	-1,0%
Créditos com Parceiros	87,7	116,2	-24,5%
Outros	5,3	4,7	11,3%
Não Circulante	1.760,1	1.755,1	0,3%
Caixa Restrito	9,9	4,2	136,8%
Impostos a Recuperar	0,4	0,3	5,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	5,7	22,5	-74,8%
Investimentos	11,0	10,4	5,2%
Imobilizado	1.098,7	1.083,5	1,4%
Intangível	631,4	631,4	0,0%
Outros	3,2	2,9	9,7%
Total do Ativo	3.003,8	3.039,3	-1,2%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	187,4	233,7	-19,8%
Contas a Pagar	119,6	160,2	-25,4%
Impostos a Pagar	31,4	30,1	4,3%
Remuneração e Obrigações Sociais	7,5	19,4	-61,0%
Contas a Pagar - Partes Relacionadas	0,0	0,0	87,5%
Empréstimos e Financiamentos	0,3	0,2	8,8%
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	9,9	8,6	15,0%
Outros	18,8	15,2	23,3%
Não Circulante	398,8	396,6	0,6%
Empréstimos e Financiamentos	167,8	167,7	0,1%
Provisão para Abandono	231,0	228,9	0,9%
Patrimônio Líquido	2.417,6	2.409,1	0,4%
Capital Social	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	1,4	2,2	-38,2%
Reserva de Lucros	368,6	368,6	0,0%
Reserva de Capital	(55,6)	(39,9)	-39,5%
Lucro Líquido do Período	25,1	-	N/D
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	3.003,8	3.039,3	-1,2%

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)

	1T14	1T13	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro Líquido do Período	25,1	65,7	-61,8%
Ajustes para Reconciliar o Lucro Líquido com o Caixa Gerado (Aplicado) pelas Atividades Operacionais:			
Amortização e Depreciação	29,0	23,6	22,9%
Equivalência Patrimonial	0,0	0,2	-87,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	16,8	-	N/D
Encargos Financeiros e Variação Cambial sobre Empréstimos e Financiamentos	1,5	-	N/D
Baixa de Imobilizado/Intangível	32,5	-	N/D
Reduções do Período	-	-	N/D
Despesas com Plano de Opções de Ações	2,7	2,6	4,3%
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	-	(5,6)	N/D
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	1,3	1,7	-22,8%
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	0,0	N/D
Variação Cambial nas Contas a Pagar para Aquisição de Blocos Exploratórios	-	-	N/D
Variação Cambial sobre Provisão para Abandono	2,2	(1,7)	227,4%
(Aumento)/Redução nos Ativos Operacionais:	30,2	1,3	N/D
Aumento/(Redução) nos Passivos Operacionais:	(100,7)	10,9	N/D
Caixa Líquido Gerado pelas Atividades Operacionais	40,6	98,7	-58,9%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa Líquido Gerado pelas (Aplicado nas) Atividades de Investimento	(103,8)	(295,9)	64,9%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa Líquido Gerado pelas (aplicado nas) Atividades de Financiamento	(18,5)	(0,0)	N/D
Total de Variação Cambial sobre Caixa e Equivalentes	(0,8)	0,1	N/D
Aumento (Redução) do Saldo de Caixa e Equivalente de Caixa	(82,6)	(197,2)	58,1%
Caixa e Equivalente de Caixa no Início do Período	357,8	871,3	-58,9%
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Período	275,2	674,1	-59,2%
Aumento (Redução) do Saldo de Caixa e Equivalentes de Caixa	(82,6)	(197,2)	58,1%

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).
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
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 <i>farm-out</i> .
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	Chance 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	É a soma das reservas provadas.
Reservas 2P	É a soma das reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	É a 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, através 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.
Reservas Prováveis	Quantidade de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se ter a mesma chance (50%/ 50%) de serem atingidas ou excedidas.