

TERCEIRO TRIMESTRE 2013

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)
7 de novembro 2013

12:00 (horário de Brasília)

09:00 (horário de Nova Iorque)

Dial in Brasil: +55 11 4688-6312

Dial in US: +1 786 924-6977

Código: Queiroz Galvão

QGEP

Av. Almirante Barroso, N.52, Sala 1301 Centro
Rio de Janeiro - RJ
CEP: 20031-918
T 55 21 3509-5800



queiroz galvão

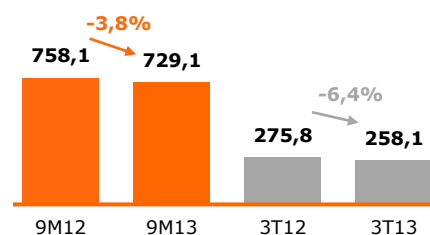
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

QGEP divulga seus resultados do 3T13

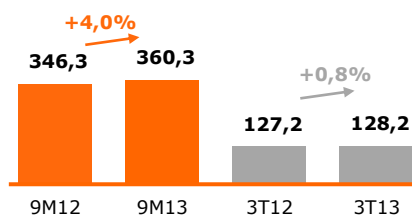
Rio de Janeiro, 6 de novembro, 2013 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia independente brasileira a operar na área *premium* do pré-sal, anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre encerrado em 30 de setembro de 2013. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são consolidadas de acordo com as regras contábeis adotadas no Brasil, conforme descrito na seção financeira deste relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 6,2 MMm³ no 3T13, atingindo 5,9 MMm³ no 9M13.**
- ▶ **A receita líquida foi de R\$128,2 milhões, comparado a R\$127,2 milhões no 3T12.**
- ▶ **O lucro líquido foi de R\$75,2 milhões no 3T13, aumento de 21,4% em relação ao 3T12.**
- ▶ **O EBITDAX no 3T13 foi de R\$86,3 milhões, comparado com R\$84,9 milhões no 3T12; a margem EBITDAX no 3T13 foi de 67,3%.**
- ▶ **O fluxo de caixa das atividades operacionais para o 9M13 foi de R\$364,7 milhões, um aumento de 97,0% em relação ao 9M12.**
- ▶ **O saldo de caixa* no final do 3T13 foi de R\$939,1 milhões.**
- ▶ **A QGEP obteve financiamento de R\$266,0 milhões da FINEP para apoiar o desenvolvimento do Campo de Atlanta.**

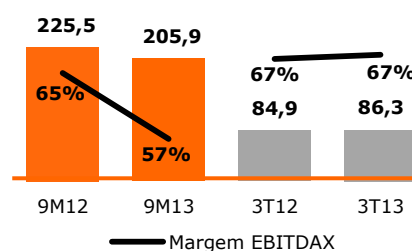
Produção de Gás (milhões de m³)



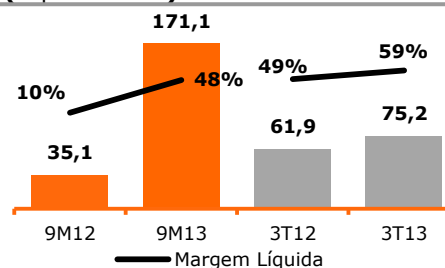
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



* Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

Mensagem da Administração

A QGEP obteve importantes progressos no decorrer do terceiro trimestre e dos nove primeiros meses de 2013, refletindo nossa estratégia de crescimento de longo prazo com base em um portfólio de ativos balanceado. Os resultados financeiros do terceiro trimestre mostram uma sólida geração de caixa, em linha com as nossas previsões, ao mesmo tempo em que continuamos progredindo nas nossas atividades operacionais.

De acordo com as nossas expectativas, a produção de gás do Campo de Manati voltou aos níveis normais, com produção média diária de 6,2 MMm³ no terceiro trimestre do ano e 5,9 MMm³ nos primeiros nove meses de 2013, tornando este Campo o maior produtor de gás não-associado no Brasil. Com base neste desempenho e nas projeções de produção para o quarto trimestre, é possível afirmar que nossa produção média diária ficará próxima do limite superior da estimativa de 5,5 MMm³ a 6,0 MMm³, conforme divulgado no final do ano passado. As negociações para a contratação de uma estação de compressão de gás estão em curso. Para 2014, mantemos a expectativa de média anual de produção de gás natural entre 5,0 MMm³ e 5,5 MMm³ por dia, e reafirmamos que a produção retornará ao nível médio diário de 6,0 MMm³ tão logo a planta de compressão esteja operacional. Mesmo com níveis de produção menores no curto prazo, Manati continua sendo um ativo importante para a QGEP, nos proporcionando expressivo fluxo de caixa operacional, receitas e previsibilidade, bem como suportando o desenvolvimento contínuo e a diversificação do nosso portfólio de ativos.

Após o recebimento da licença de perfuração emitida pelo IBAMA no final de outubro, foi iniciada a perfuração do nosso primeiro poço horizontal do Campo de Atlanta no Bloco BS-4, onde a QGEP é a operadora e detém 30% de participação. Temos a satisfação de anunciar que, no terceiro trimestre, obtivemos da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) a aprovação de uma linha de crédito de R\$ 266,0 milhões para dar suporte à nossa participação no Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta. O financiamento da FINEP reconhece a *expertise* tecnológica da QGEP e a inovação associada a este projeto, assim como a importância estratégica do desenvolvimento deste Campo. Continuamos considerando Atlanta como um projeto importante de desenvolvimento, servindo como uma fonte de fluxo de caixa adicional de médio prazo que financiará parte do programa de perfuração da Companhia a partir de 2015. Adicionalmente, em agosto, recebemos a aprovação da ANP para o Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva no Bloco BS-4, outro campo de óleo no pós-sal, localizado a aproximadamente 17 km do Campo de Atlanta.

Ainda no terceiro trimestre, submetemos à ANP uma Notificação de Descoberta do poço Alto de Canavieiras (JEQ#1), localizado no pré-sal da Bacia de Jequitinhonha no Bloco BM-J-2, onde operamos e detemos 100% de participação. Foi confirmada a presença de hidrocarbonetos, no entanto serão necessários testes e análises adicionais para determinar a qualidade e o tamanho do reservatório. A QGEP está analisando as informações coletadas durante a perfuração e em dezembro submeterá à ANP um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD).

Com relação ao Bloco BM-S-8, o início da perfuração do poço de extensão na nossa importante descoberta de Carcará, na Bacia de Santos, está programado para o final deste ano e esperamos que seja concluída no final de 2014. A alteração no cronograma ocorreu em função da disponibilidade de equipamento para garantir a segurança e eficiência da operação. Adicionalmente, planejamos perfurar o prospecto de Guanxuma, com objetivos no pré-sal, em 2014/2015. O primeiro óleo do BM-S-8 é esperado para o final de 2018.

Em resumo, a QGEP irá terminar o ano de 2013 e entrar 2014 com uma posição financeira privilegiada. Continuamos a registrar resultados financeiros sólidos com um balanço robusto. Fizemos importantes progressos nas nossas atividades operacionais e temos hoje uma base de ativos exploratórios mais diversificada, o que nos confere posição de destaque no mercado como a maior companhia independente de óleo e gás no Brasil. Nossa estratégia de promover crescimento através de um portfólio equilibrado,

combinado com nosso foco em gerenciamento de riscos e disciplina financeira, nos proporcionou os recursos necessários para explorar e desenvolver nossos ativos, bem como nos permitiu aproveitar as oportunidades de forma estratégica para a construção de nosso portfólio. Agradecemos o suporte de todos os nossos *stakeholders*, e continuaremos a manter o mercado informado a respeito de nossos progressos.

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 (Além-Tejo)	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
Campos	BM-C-27 ⁽²⁾	Guanabara Profundo	30%	Prospectivo	Óleo-Gás
Santos	BM-S-12	Santos # 1	30%	Prospectivo / Contingente	Gás
Santos	BM-S-12	Santos # 2	30%	Prospectivo	Óleo
Santos	BM-S-8	Abaré Oeste	10%	Prospectivo / Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Biguá	10%	Prospectivo / Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo / Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reservas / Contingente	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 aprovação da ANP.

Produção e Desenvolvimento

MANATI

Durante o terceiro trimestre, o Campo de Manati retornou à plena capacidade de produção após a manutenção programada realizada durante o segundo trimestre de 2013, atingindo uma produção média diária de 6,2 MMm³. No mesmo período, Manati foi responsável por aproximadamente um terço da produção de gás do Nordeste. Baseado nestes níveis de produção, a QGEP espera que a média diária para o ano alcance o limite superior da projeção para 2013, entre 5,5 MMm³ e 6,0 MMm³.

O Consórcio decidiu postergar a pintura da plataforma do Campo de Manati, que estava anteriormente programada para o quarto trimestre de 2013. Esta manutenção, que não irá impactar a produção do campo, será realizada em 2014 e tem custos esperados de R\$20 milhões líquidos para a QGEP.

Para manter a capacidade de produção de Manati, será construída uma estação terrestre de compressão. As negociações com fornecedores já estão em andamento. Para o próximo ano, esperamos que a média anual de produção de gás natural fique entre 5,0 MMm³ e 5,5 MMm³ por dia, dependendo da demanda do mercado. Após a conclusão da planta de compressão de gás, a média de produção do campo deverá retornar a 6,0 MMm³ por dia.

As reservas do Campo de Manati, líquidas para a QGEP, totalizam 8,8 bilhões de m³ (56,0 milhões de boe) e refletem as reservas 3P de 9,5 bilhões de m³ (60,7 milhões de boe), que constam no relatório da GCA de 31 de dezembro de 2012 menos o volume produzido de 0,7 bilhão de m³ (4,7 milhões de boe) nos primeiros nove meses de 2013.

ATLANTA E OLIVA (Bloco BS-4)

A QGEP continua os trabalhos relativos ao desenvolvimento do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta. A perfuração do primeiro poço horizontal previsto começou no final de outubro e deve ser concluída nos primeiros meses de 2014, quando será iniciado um segundo poço. A Companhia planeja fazer testes de produção para definir a produtividade dos poços e os próximos passos do seu desenvolvimento. Baseada em estudos preliminares, a QGEP estima que esta produtividade situe-se na faixa de 6 a 12 kbb/d por poço. O primeiro óleo é esperado para o final de 2015 e o desenvolvimento definitivo do Campo ocorrerá em 2017-2018.

Em 21 de agosto de 2013, a QGEP recebeu aprovação da ANP para o Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva, um campo de óleo do pós-sal localizado a aproximadamente 17 km do Campo de Atlanta. O Plano de Desenvolvimento de Oliva prevê a perfuração de cinco poços de produção e três poços de injeção, todos horizontais, que serão conectados às facilidades instaladas no Campo de Atlanta. Também está prevista a perfuração de um poço de Aquisição de Dados de Reservatório em 2016, seguido de um teste, de forma a comprovar a estimativa de reservas e suportar a curva de produção. O primeiro óleo de Oliva é esperado em 2021.

A QGEP é a operadora do Bloco BS-4, onde os Campos de Atlanta e Oliva estão localizados, e detém participação de 30% neste Bloco.

Exploração

Decidimos adiar a divulgação de um relatório de certificação de recursos até que tenhamos mais dados com respeito aos nossos prospectos exploratórios e revisões das interpretações em andamento.

BM-J-2

A QGEP concluiu a perfuração do poço 1-QG-5A-BAS na profundidade de 4.800 metros, 750 metros abaixo da camada de sal. Durante a perfuração, a QGEP protocolou uma Notificação de Descoberta junto à ANP, após a identificação de anomalias no detector de gás e de indícios de óleo em amostras de calha, associados à interpretação de zonas de interesse nos perfis *logging while drilling* (LWD). Atualmente, a Companhia está preparando um Plano de Avaliação de Descoberta para o Bloco a ser submetido à ANP em dezembro deste ano.

O poço está localizado em águas rasas da Bacia de Jequitinhonha, a 20 km da costa da Bahia, e testou o prospecto Alto de Canavieiras (JEQ #1) na seção pré-sal. A QGEP é o operador e detém 100% de participação no Bloco.

BS-4

A QGEP continua analisando os novos dados sísmicos do Bloco BS-4, cujo processamento foi concluído no final do segundo trimestre, e teve como finalidade melhorar o imageamento dos objetivos do pré e pós-sal da área. A QGEP irá definir a estratégia de perfuração do prospecto Piapara no pré-sal baseada na interpretação destes dados.

BM-S-8

A perfuração do poço de extensão da importante descoberta de Carcará, localizado a 5km do poço pioneiro, começará no final deste ano. Em função da disponibilidade de equipamentos que permitam perfurar reservatórios de alta pressão com alto nível de segurança e eficiência operacional, a perfuração será realizada em duas fases. A primeira fase será perfurada até a base do sal e terá duração de dois a três meses. A segunda fase será iniciada no segundo semestre de 2014 e a expectativa é de que a conclusão da perfuração e o Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) durem um total de três a cinco meses, com os resultados ao final de 2014. Será realizado um Teste de Longa Duração (TLD) no poço de extensão de Carcará no final de 2015 e o primeiro óleo é esperado para o final de 2018.

Como parte do Plano de Avaliação de Descoberta vigente no Bloco, o Consórcio também planeja perfurar um poço no prospecto Guanxuma em 2014/2015 com objetivos no pré-sal. Além disso, o Plano inclui um poço adicional, contingente aos resultados dos estudos que estão sendo realizados no Bloco BM-S-8 e à avaliação da Descoberta de Abaré Oeste localizada no Bloco BM-S-9.

De acordo com o operador do Bloco, o cronograma de desenvolvimento para Carcará inclui a perfuração de poços de produção em 2016-2017. O poço de Carcará descobriu uma coluna de pelo menos 471 metros de óleo de 31° API, sendo mais de 400 metros de carbonatos microbiais com excelentes condições de porosidade e permeabilidade. Este poço atingiu a profundidade de 6.671 metros, não tendo sido caracterizada a presença de um contato óleo água. O Bloco está situado no pré-sal da Bacia de Santos, a aproximadamente 230 km da costa do estado de São Paulo.

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

A perfuração do prospecto de pré-sal Guanabara Profundo está programada para ter início em 2015, em função do tempo necessário para a obtenção dos equipamentos específicos utilizados na perfuração de poços profundos. O CAPEX do prospecto Guanabara Profundo, líquido para a QGEP, será de US\$55 milhões em 2015. Este montante inclui um carregamento de parte dos investimentos do operador do Bloco, a Petrobras.

A Concessão BM-C-27 inclui os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, todos situados em águas rasas da Bacia de Campos, a aproximadamente 70 km da costa. A QGEP aguarda aprovação da ANP e demais órgãos competentes para a transferência de 30% dos direitos desta concessão.

BM-S-12

Atualmente, o Consórcio está avaliando alternativas para o Bloco BM-S-12. Tais opções incluem a reentrada no poço Ilha Bela (1-SCS-13) no próximo ano ou a devolução do bloco, o qual a QGEP tem 30% de participação. Se o Consórcio decidir reentrar o poço Ilha Bela, o CAPEX estimado, líquido para a QGEP, será de aproximadamente US\$25 milhões. Se o Consórcio devolver o bloco, a QGEP irá incorrer em uma baixa de imobilizado de aproximadamente R\$40 milhões.

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

Na Concessão BM-CAL-12, o Consórcio planeja perfurar um poço pioneiro no prospecto CAM#01 (Além-Tejo) localizado no Bloco CAL-M-372. A expectativa do Consórcio é receber a licença ambiental no final de 2014, com a perfuração tendo início em seguida.

O CAPEX para as atividades da Concessão BM-CAL-12, líquido para a QGEP, é de aproximadamente US\$40 milhões.

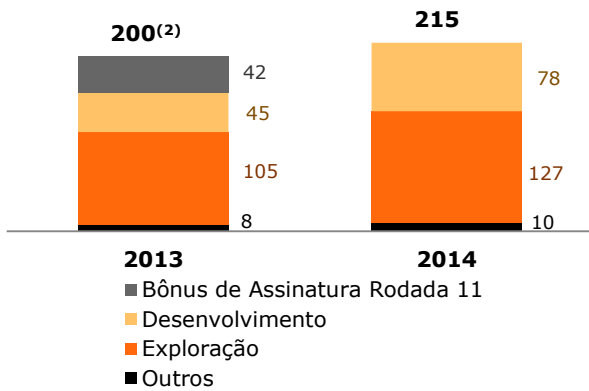
BM-CAL-5

No Bloco BM-CAL-5, o Consórcio aguarda a emissão do Termo de Referência do IBAMA. Este precede a licença ambiental necessária para dar início às atividades de perfuração, para então seguir com a avaliação da descoberta de Copaíba. O Consórcio espera receber a licença em 2014 e começar a perfuração em 2015. O CAPEX líquido para a QGEP para atividades no BM-CAL-5 está estimado em US\$22 milhões.

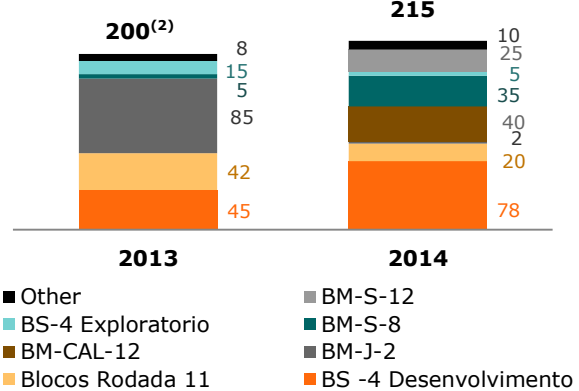
O bloco está localizado na Bacia de Camamu e o reservatório está a uma profundidade entre 2.700 e 3.700 metros, com recursos contingentes 3C, líquidos para a QGEP, estimados em 17,9 milhões de boe.

CAPEX

**CAPEX líquido QGEP⁽¹⁾
(US\$ milhões)**



**CAPEX líquido QGEP⁽¹⁾
(US\$ milhões)**



⁽¹⁾ Não inclui a estação de compressão do Campo de Manati.

⁽²⁾ Até 30 de setembro de 2013, já haviam sido gastos US\$140 milhões.

Eventos Corporativos Recentes

Em 3 de outubro de 2013, foi constituída a QGEP Internacional GmbH, com sede na cidade de Viena, Áustria, subsidiária integral da QGEP Participações S.A., com capital social a integralizar de €35.000. A QGEP Internacional GmbH tem como objeto social a aquisição de empresas na Áustria e exterior, constituição e gestão de empresas subsidiárias na Áustria e exterior e gestão de seus ativos.

Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

A sustentabilidade é parte fundamental da estratégia da QGEP, pois possibilita gerenciar efetivamente aspectos legais, ambientais e sociais que podem vir a afetar a organização, bem como otimiza a utilização de recursos. Adicionalmente, a sustentabilidade torna possível a geração de benefícios mais efetivos para as comunidades onde a empresa atua e fortalece sua imagem ao associá-la a ações positivas.

No terceiro trimestre de 2013, as conquistas sustentáveis mais notáveis foram:

- ▶ A QGEP publicou no mês de agosto o seu segundo Relatório Anual de Sustentabilidade baseado nas diretrizes da *Global Reporting Initiative* - GRI -, reconhecidas internacionalmente como padrão de relato transparente. Este documento está disponível para consulta em nosso site.
- ▶ A Exposição Portinari - Arte e Meio Ambiente, uma exibição do trabalho do artista brasileiro Cândido Portinari que foi levada para diversos municípios do estado do Rio de Janeiro, entre eles Arraial do Cabo, Cabo Frio e Paraty. Neste último, a exposição foi montada em uma comunidade Caiçara e permaneceu também por alguns dias em uma comunidade Quilombola.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 3T13, 3T12, 9M13 e 9M12. 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)

	3T13	3T12	Δ%	9M13	9M12	Δ%
Lucro Líquido	75,2	61,9	21,4%	171,1	35,1	N/D
Amortização e Depreciação	23,6	23,1	2,0%	65,9	62,2	5,9%
Despesa (receita) Financeira Líquida	(16,0)	(19,4)	17,5%	(44,0)	(66,4)	33,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	3,0	12,8	-76,4%	10,1	30,8	-67,2%
EBITDA⁽¹⁾	85,8	78,5	9,4%	203,0	61,7	229,0%
Baixa de poços secos ou sub comerciais ⁽²⁾	0,5	6,5	-92,2%	2,9	163,8	-98,2%
EBITDAX⁽³⁾	86,3	84,9	1,6%	205,9	225,5	-8,7%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	66,9%	61,7%	8,5%	56,3%	17,8%	216,2%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	67,3%	66,8%	0,8%	57,1%	65,1%	-12,2%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(939,1)	(925,5)	-1,5%	(939,1)	(925,5)	-1,5%
Dívida Líquida/EBITDAX	(3,5)	(3,8)	6,2%	(3,5)	(3,8)	6,2%

⁽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⁾ Baixas de custos de poços secos ou com volumes não comerciais.

⁽³⁾ EBITDAX = EBITDA + baixa de 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

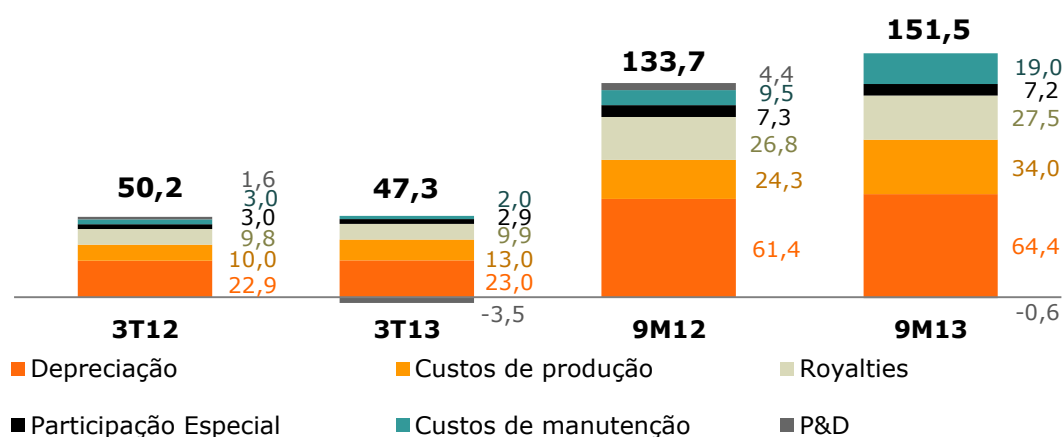
A receita líquida do 3T13 atingiu R\$128,2 milhões, o que representa um aumento de 0,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. No 9M13, a receita líquida atingiu R\$360,3 milhões, acréscimo de 4,0% em relação ao 9M12, principalmente em função do reajuste do preço.

Os custos operacionais no 3T13 totalizaram R\$47,3 milhões, uma redução de 5,8% em relação ao 3T12. Os principais componentes dos custos operacionais foram: R\$13,0 milhões de custos de produção;

R\$23,0 milhões de depreciação e amortização; R\$9,9 milhões de *royalties*; R\$2,9 milhões de participação especial; R\$2,0 milhões de custos de manutenção; e crédito de R\$3,5 milhões de pesquisa e desenvolvimento (reversão de provisão).

Nos primeiros nove meses de 2013, os custos registraram um aumento de 13,3% em comparação com o mesmo período do ano anterior, devido principalmente aos custos da manutenção programada realizada em abril no Campo de Manati, quando houve uma parada na produção por 20 dias.

Custos Operacionais (R\$ milhões)



Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas do 3T13 foram de R\$13,4 milhões, representando uma redução de 3,1% em relação ao registrado no 3T12. Mesmo com maiores despesas relacionadas tanto ao crescimento das operações da Companhia, quanto ao aumento dos serviços de consultoria no período, a alocação de despesas do operador aos projetos do Bloco BS-4 e do BM-J-2 compensou este aumento. A Companhia conta atualmente com 101 funcionários, número 3% superior ao do 2T13 e 36% acima do apresentado no 3T12.

As despesas gerais e administrativas nos primeiros nove meses de 2013 foram de R\$45,6 milhões, um aumento de 1,6% em relação aos R\$44,9 milhões registrados no mesmo período do ano anterior. Algumas despesas não recorrentes registradas no 2T12, basicamente relacionadas à participação nos lucros, bem como decorrentes de mudanças na administração da Companhia, foram compensados pelo maior número de funcionários este ano.

Gastos Exploratórios

No 3T13, os gastos exploratórios totais foram de R\$5,9 milhões, uma redução de 31,2% em comparação com o 3T12, quando tal conta incluía as despesas relacionadas à exploração sem sucesso do poço Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12. No 3T13, os gastos exploratórios se referem à aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na Margem Equatorial, objeto da 11ª Rodada de Licitação da ANP.

Os gastos exploratórios do 9M13 totalizaram R\$26,5 milhões, montante R\$142,6 milhões inferior ao registrado no mesmo período de 2012, quando as despesas relacionadas ao poço Ilha do Macuco e à devolução da descoberta de Jequitibá foram contabilizadas.

Resultado Financeiro Líquido

O resultado financeiro líquido da QGEP no 3T13 foi de R\$16,0 milhões, 17,5% abaixo do apresentado no 3T12, principalmente como consequência das variações cambiais que afetaram o saldo da provisão de abandono do Campo de Manati, sem efeito no caixa. A receita financeira líquida aumentou 65,8% em relação ao registrado no 2T13.

Lucro Líquido

O lucro líquido no 3T13 foi de R\$75,2 milhões, 21,4% superior ao resultado do 3T12, refletindo o crescimento da receita e a redução de gastos com exploração e impostos.

No 9M13, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$171,1 milhões, comparado ao resultado positivo de R\$35,1 milhões no 9M12, quando a QGEP contabilizou gastos exploratórios associados às atividades de perfuração do Bloco BM-S-12.

Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

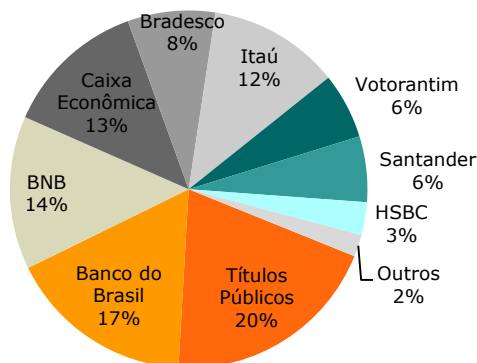
Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

No encerramento do 3T13, a Companhia apresentou saldo líquido de caixa de R\$ 939,1 milhões.

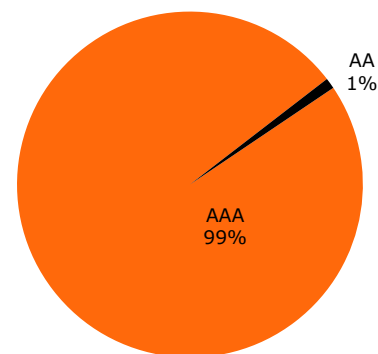
A partir da adoção de nova política de *hedge*, a QGEP tinha ao final do terceiro trimestre deste ano 10% de seus investimentos financeiros aplicados em fundo cambial, enquanto o restante continua em reais.

O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 30 de setembro de 2013 foi de 102,2% do CDI, e aproximadamente 80% dos fundos investidos contam com liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

Investimentos



Ratings*



*Não inclui títulos da dívida pública

Contas a Receber / Pagar

Em 30 de setembro de 2013, a Companhia apresentou saldo de Contas a Receber de R\$97,7 milhões, montante inferior aos R\$103,0 milhões registrados no encerramento do 2T13. O saldo de Contas a Pagar foi de R\$156,3 milhões ao final do 3T13, superior aos R\$86,9 milhões registrados ao final do 2T13, em razão, principalmente, das operações no Bloco BM-J-2.

Endividamento

A QGEP encerrou o 3T13 sem endividamento. Como previamente divulgado, a Companhia eliminou sua dívida no 2T12.

Em setembro de 2013, a QGEP obteve a aprovação de um financiamento de R\$266,0 milhões junto a FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos – Agência Brasileira de Inovação) para dar suporte ao desenvolvimento do Campo de Atlanta. O instrumento contempla duas linhas de crédito, uma com juros fixos e outra com juros flutuantes, que atualmente equivalem a 3,5% ao ano. O financiamento tem um período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos.

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

Fluxo de Caixa Operacional

No 3T13, a QGEP registrou fluxo de caixa operacional de R\$203,9 milhões, comparado com R\$64,5 milhões no 3T12. No 9M13, o fluxo de caixa operacional foi de R\$364,7 milhões, em comparação aos R\$185,1 milhões registrados no 9M12.

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 QGEP

A QGEP Participações S.A. é a única empresa privada brasileira a operar na área *premium* do pré-sal no País. A QGEP é qualificada pela ANP para atuar como Operador A em 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 5,5 a 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 da QGEP 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. Estes aspectos, assim como os riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia, devem ser levados em consideração. Tais fatores estão sujeitos a alteração sem aviso prévio.

As informações financeiras consolidadas da Companhia para os trimestres findos em 30 de setembro de 2013 e 30 de setembro de 2012 foram preparadas de acordo com as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	3T13	3T12	Δ%	9M13	9M12	Δ%
Receita Líquida	128,2	127,2	0,8%	360,3	346,3	4,0%
Custos operacionais	(47,3)	(50,2)	5,8%	(151,5)	(133,7)	-13,3%
Lucro Bruto	80,9	77,0	5,1%	208,8	212,6	-1,8%
Receitas (Despesas) Operacionais						
Despesas Gerais e Administrativas	(13,4)	(13,8)	3,1%	(45,6)	(44,9)	-1,6%
Equivalência Patrimonial	0,0	-	N/D	(0,2)	-	N/D
Gastos Exploratórios	(5,9)	(8,6)	31,2%	(26,5)	(169,0)	84,3%
Outras despesas operacionais	0,6	0,8	-24,2%	0,6	0,8	-24,2%
Lucro (Prejuízo) operacional	62,2	55,3	12,4%	137,1	(0,5)	N/D
Resultado financeiro líquido	16,0	19,4	-17,5%	44,0	66,4	-33,7%
Lucro (Prejuízo) antes de Imposto de Renda e contribuição social	78,2	74,7	4,7%	181,2	65,9	174,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(3,0)	(12,8)	76,4%	(10,1)	(30,8)	67,2%
Lucro (Prejuízo) Líquido	75,2	61,9	21,4%	171,1	35,1	N/D

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	3T13	2T13	Δ%
Ativo			
Circulante	1.134,4	1.185,8	-4,3%
Caixa e Equivalentes de Caixa	533,0	575,0	-7,3%
Investimentos	406,2	479,0	-15,2%
Contas a Receber	97,7	103,0	-5,1%
Impostos a recuperar	6,5	6,4	2,8%
Outros	91,0	22,5	304,5%
Não Circulante	1.674,8	1.383,1	21,1%
Caixa restrito	2,4	23,7	-89,8%
Impostos a recuperar	0,6	0,5	10,4%
Investimentos	10,0	6,9	46,0%
Imobilizado	1.028,7	815,7	26,1%
Intangível	633,1	536,4	18,0%
Total do Ativo	2.809,1	2.568,9	9,3%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	216,8	151,5	43,1%
Contas a pagar	156,3	86,9	79,9%
Impostos a pagar	29,6	22,8	29,4%
Remuneração e obrigações sociais	11,0	9,2	19,9%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,1	0,1	12,4%
Empréstimos e financiamentos	0,0	0,0	N/D
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	7,7	11,6	-33,6%
Outros	12,1	20,9	-42,1%
Não Circulante	208,1	109,0	91,0%
Empréstimos e financiamentos	0,0	0,0	N/D
Provisão para abandono	208,1	109,0	91,0%
Patrimônio Líquido	2.384,2	2.308,5	3,3%
Capital social	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros	1,0	1,0	-4,5%
Reserva de investimento	176,4	176,4	0,0%
Reserva de Capital	(42,3)	(42,9)	1,4%
Lucro líquido do período	171,1	95,9	78,4%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	2.809,1	2.568,9	9,3%

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

Demonstrativo do Fluxo de Caixa (R\$ milhões)

	3T13	3T12	Δ%	9M13	9M12	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	75,2	61,9	21,4%	171,1	35,1	N/D
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:						
Amortização e depreciação	23,6	23,1	2,0%	65,9	62,2	5,9%
Equivalência Patrimonial	-	-	N/D	0,2	-	N/D
IR e Contribuição Social diferidos	-	(0,7)	N/D	-	(3,2)	N/D
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	-	-	N/D	-	2,6	N/D
Baixa de Imobilizado	0,4	-	N/D	0,4	118,1	-99,7%
Despesa com plano de opções de ações	2,6	2,6	3,5%	8,0	6,6	21,3%
Provisão para IR e contribuição social	(3,0)	13,5	122,3%	(10,1)	34,1	-129,7%
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	(3,9)	1,3	N/D	(1,3)	4,1	-132,4%
Instrumentos financeiros derivativos	0,4	-	N/D	-	-	N/D
Variação cambial nas contas a pagar para aquisição de blocos exploratórios	-	-	N/D	-	(22,8)	N/D
Variação cambial sobre provisão para abandono	99,2	0,5	N/D	91,6	8,7	N/D
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(64,1)	0,8	N/D	(47,6)	(35,9)	-32,6%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	73,5	(38,6)	290,6%	86,5	(24,5)	N/D
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	203,9	64,5	216,3%	364,7	185,1	97,0%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(235,8)	31,5	N/D	(680,4)	(201,1)	-238,3%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(10,1)	(18,3)	44,8%	(23,6)	(130,6)	81,9%
Total de variação cambial sobre caixa e equivalentes	-	-	N/D	1,0	-	N/D
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalente de caixa	(42,0)	77,7	-154,1%	(338,4)	(146,5)	-130,9%
Caixa e equivalente de caixa no início do período	575,0	797,7	-27,9%	2.120,4	2.635,1	-19,5%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	533,0	875,4	-39,1%	1.782,1	2.488,5	-28,4%
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(42,0)	77,7	-154,1%	(338,4)	(146,5)	-130,9%

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 and 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
Kbbl/d	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.
Picanha Azul	Uma área que ocupa aproximadamente 140.000 km ² , que se estende desde da costa do estado do Espírito Santos até a costa do estado de Santa Catarina. Foi denominada "Polígono do Pré-sal" e reclassificada de um Regime de Concessão para um Regime de Partilha de Produção pela lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010.
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 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	Quantidade de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, pode ser estimada com certeza plausível de ser comercialmente recuperável, 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.