

Segundo Trimestre 2012

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.

QGEP
(BM&FBovespa: QGEP3)
Free Float: 30%

Contato RI
Tel (55 21) 3509-5959
E-mail: ri@qgep.com.br
www.qgep.com.br/ri

Teleconferência
Português (com tradução
simultânea para Inglês)
15 de agosto de 2012
13h00 (Horário de Brasília)
12h00 (US EST)
Dial in Brasil: +55 11 4688-6361
Dial in US: +1 786 924-6977
Código: Queiroz Galvão



queiroz galvão

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

QGEP Divulga Resultados do Segundo Trimestre de 2012

Rio de Janeiro, 14 de agosto de 2012 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), a maior empresa produtora de controle privado brasileiro no setor de E&P, anuncia os seus resultados referentes ao 2º trimestre de 2012, encerrado em 30 de junho de 2012. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas, de acordo com a Legislação Societária, descrita na seção financeira deste relatório.

▶ **Os novos dados obtidos através da perfilagem intermediária no prospecto Carcará no Bloco BM-S-8 confirmam expressiva coluna de 471 metros com óleo de 31° API.**

▶ **A produção média diária de gás foi de 6,6 MMm³ no 2T12; superior aos 5,2 MMm³ registrados no 1T12.**

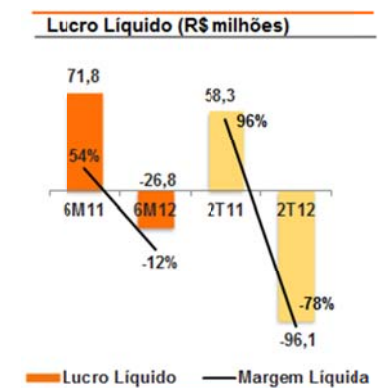
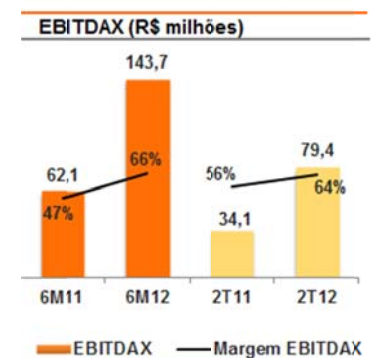
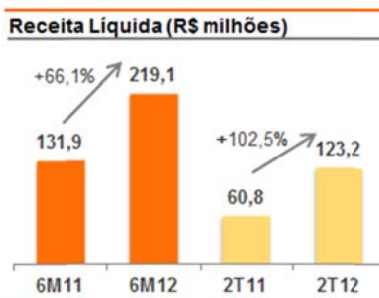
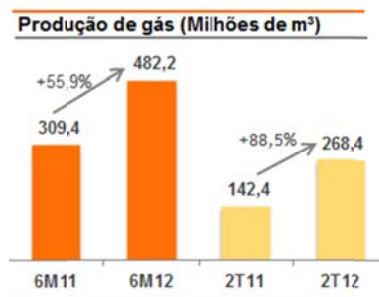
▶ **A receita líquida totalizou R\$123,2 milhões, crescimento de 102,5% em relação ao 2T11 e de 28,3% em relação ao trimestre anterior.**

▶ **O EBITDAX no 2T12 foi de R\$79,4 milhões, um aumento de 132,4% em comparação ao 2T11; margem EBITDAX chegou a 64,4%.**

▶ **O fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais atingiu R\$64,9 milhões, aumento de 16,5% em relação ao 1T12. O saldo de caixa* atingiu R\$895,5 milhões em 30 de junho de 2012.**

▶ **A Companhia incorreu em um prejuízo líquido de R\$96,1 milhões no 2T12, refletindo valores relativos à baixa de investimentos exploratórios, no valor de R\$157,4 milhões.**

▶ **O Conselho de Administração da QGEP aprovou um segundo plano de recompra de 2,7 milhões de ações.**



* Incluindo caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Mensagem da Administração

Diversos eventos marcaram o segundo trimestre da QGEP. Embora os resultados desapontadores do poço exploratório do Bloco BM-S-12 tenham impactado tanto no nosso valor de mercado quanto nos nossos resultados contábeis, eles também acabaram ocultando os diversos resultados positivos que temos alcançado em nosso portfólio, principalmente em relação à descoberta no poço Carcará e à forte produção no Campo de Manati. Ao longo do segundo semestre de 2012, estamos confiantes em permanecer em nossa posição de maior empresa de controle privado brasileiro produtora de petróleo e gás e no potencial de nosso portfólio equilibrado de ativos de exploração e produção.

Claramente, a principal razão do nosso resultado contábil negativo neste segundo trimestre foi a baixa do poço Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12. Também tivemos um impacto relativo à devolução da descoberta de Jequitibá no Bloco BM-CAL-5, em consequência da decisão da ANP de não conceder uma extensão do prazo para perfurar um poço de avaliação. Apesar desses R\$157 milhões em custos exploratórios, nossos sólidos resultados operacionais contam uma história diferente.

- ▶ A produção média de gás do Campo de Manati no 2T12 foi de 6,6 MMm³/dia, 25,6% superior à produção média no 1T12 de 5,2 MMm³ por dia;
- ▶ A receita de R\$123 milhões no segundo trimestre de 2012, mais que o dobro das receitas reportadas no mesmo período do ano passado;
- ▶ O EBITDAX também mais que dobrou, totalizando R\$79,4 milhões, e a margem EBITDAX voltou a atingir 64,4%;
- ▶ O fluxo de caixa das atividades operacionais chegou a R\$64,9 milhões nesse segundo trimestre, três vezes acima do fluxo de caixa do 2T11;
- ▶ Após a quitação da dívida e de um trimestre com elevado fluxo de caixa, a Companhia apresenta posição de caixa líquido positivo de R\$895,5 milhões em 30 de junho de 2012.

Em relação à produção, estamos na fase de planejamento inicial do desenvolvimento dos campos de óleo do pós-sal de Atlanta e Oliva, nos

quais a QGEP é operadora e detém participação de 30%. Para o Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta, estamos em fase de aprovação dos parceiros para aquisição dos *long lead items*. De acordo com o Plano de Desenvolvimento apresentado à ANP, as atividades de perfuração estão programadas para começar em 2013, e o primeiro óleo do SPA está previsto para 2014.

Dentre nossos ativos exploratórios, nossa perspectiva mais promissora no curto prazo é o Bloco BM-S-8, onde estamos perfurando o poço Carcará até uma profundidade total estimada em 6.500 metros. Mesmo otimistas com o que vimos até agora, teremos de esperar a conclusão do poço para divulgar mais informações sobre a extensão desta importante descoberta.

Continuamos na expectativa de que as vendas anuais no Campo de Manati atinjam uma média diária de 6 MMm³ de gás natural em 2012, o que resultará em um excelente fluxo de caixa operacional para a Companhia. Além de possíveis poços de extensão no Bloco BM-S-8, nossas perspectivas exploratórias também incluem o Bloco BM-J-2, na Bacia do Jequitinhonha, onde estamos buscando uma sonda para terminar a perfuração em 2013. Temos ainda um poço na Bacia de Camamu também programado para ser perfurado em 2013 e um prospecto no pré-sal, Piapara, no Bloco BS-4, para 2014.

Com nossa posição financeira privilegiada, estamos bem posicionados para aproveitar as potenciais oportunidades disponíveis no mercado para expandir e desenvolver o nosso portfólio de ativos. Atualmente estamos avaliando potenciais oportunidades de *farm-in*, bem como considerando possíveis aquisições na próxima rodada de licitações da ANP.

Em nome da administração e do time técnico da QGEP, gostaríamos de agradecer aos nossos acionistas pelo seu contínuo apoio e interesse na Companhia. Fomos eficientes em atrair uma equipe de técnicos e gerentes muito experientes, que já trabalharam juntos anteriormente e estão comprometidos com o sucesso da Companhia e com a obtenção de resultados que venham criar valor para todos os nossos investidores. Vamos mantê-los sempre atualizados sobre o nosso progresso.

Ativos da QGEP

Campo/ Prospecto	Bloco	Bacia	Participação da QGEP	Categoria de Reservas e Recursos	Fluido	Chance Geológica de Sucesso ⁽¹⁾	MMboe ⁽²⁾
Manati	BCAM-40 ⁽³⁾	Camamu	45%	Reserva ⁽⁴⁾	Gás	-	67,1 ⁽⁵⁾
Camarão Norte	BCAM-40 ⁽³⁾	Camamu	45%	Contingente	Gás	-	4,5
Copaíba	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Óleo	-	21,9
CAM 01	BM-CAL-12	Camamu	20%	Prospectivo	Óleo	31%	24,4
Alto de Canaveiras	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	29%	61,8 ⁽⁶⁾
Alto Externo	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	24%	32,3 ⁽⁶⁾
Santos #1	BM-S-12	Santos	30%	Contingente/ Prospectivo	Gás	30% ⁽⁷⁾	2,8 /7,5 ⁽⁷⁾
Santos #2	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	39% ⁽⁷⁾	52,4 ⁽⁷⁾
Bem-Te-Vi	BM-S-8	Santos	10%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Abaré Oeste	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Biguá	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Carcará	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Prospecto	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Atlanta	BS-4	Santos	30%	Reserva ⁽⁴⁾	Óleo	N/A	N/A
Oliva	BS-4	Santos	30%	Reserva ⁽⁴⁾	Óleo	N/A	N/A
Piapara	BS-4	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A

⁽¹⁾ Chance Geológica de Sucesso conforme Relatório da GCA.

⁽²⁾ Os recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados contidos no relatório da GCA de 31/12/2009. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1.000 m³ de gás igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado igual a 6,29 barris.

⁽³⁾ O bloco BCAM-40 foi devolvido após a delimitação das áreas de Manati e Camarão Norte ter sido definida.

⁽⁴⁾ Reservas 3P: soma de reservas provadas, prováveis e possíveis.

⁽⁵⁾ O volume do Campo de Manati líquido para QGEP reflete o volume contido no relatório da GCA de 31/12/2010 (74,4 milhões de boe) menos o volume produzido em 2011 (4,2 milhões) menos o volume produzido no 6M12 (3,1 milhões).

⁽⁶⁾ Os volumes estão ponderados pela probabilidade de que 50% será óleo e 50% será gás.

⁽⁷⁾ Volumes e Chance Geológica de Sucesso em revisão.

Ativos em Produção e em Desenvolvimento

MANATI

Ao longo do segundo trimestre de 2012, o Campo de Manati apresentou uma elevada produção, atingindo média diária de 6,6 MMm³ de gás. O aumento da demanda das usinas termoeletricas contribuiu para a elevação da produção no Campo de Manati durante o trimestre.

A manutenção programada no Campo de Manati deverá ocorrer no final deste ano / início do próximo ano e não deve afetar a média diária prevista de 6MMm³ de gás natural para o ano.

A Companhia tem um contrato de longo prazo com a Petrobras para venda de gás, com preço em Reais, reajustado anualmente de acordo com um índice inflacionário brasileiro definido no contrato. De acordo com o contrato atual, há uma cláusula de *take or pay* baseada em uma obrigação de entrega, que atualmente é de 4 MMm³ por dia. Um aditivo a este contrato, a ser assinado, estabelece um aumento deste patamar para 6 MMm³ diários de 2014 até 2018, além de englobar a totalidade da reserva.

A qualquer momento, dependendo da demanda de mercado, a Petrobras tem a opção de receber uma quantidade de gás natural maior que a estabelecida. A Companhia espera que a demanda se mantenha nos níveis atuais em um futuro próximo. No primeiro semestre de 2012, as vendas de gás para a Petrobras atingiram a média diária de 5,9 MMm³ e a Companhia não observou mudanças neste nível de demanda, já que em Julho a média diária de produção atingiu 6,6 MMm³.

ATLANTA E OLIVA

O Bloco BS-4 engloba os campos do pós-sal de Atlanta e Oliva, nos quais a Companhia espera iniciar a perfuração no segundo semestre de 2013, com o primeiro óleo em 2014, segundo o Plano de Desenvolvimento apresentado à ANP. Localizado a 185 km da costa brasileira, Atlanta e Oliva, com óleo pesado de 14° e 16° API, respectivamente, têm volume *in situ* estimado em 2,1 bilhões de barris de petróleo. O consórcio está atualmente negociando com fornecedores e companhias de serviço de perfuração a execução do Plano de Desenvolvimento apresentado à ANP. Os principais eventos são:

- ▶ O primeiro poço horizontal do Sistema de Produção Antecipada (SPA) deve ser perfurado em 2013;
- ▶ A revisão mais relevante feita em relação ao Plano de Desenvolvimento anterior é o uso de um FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) no lugar de uma TLP (*Tension-Leg Platform*);
- ▶ 12 poços devem ser perfurados no Campo de Atlanta durante a fase de desenvolvimento;
- ▶ O fator de recuperação incluído no Plano de Desenvolvimento revisado da ANP está entre 15% a 19%;
- ▶ 80% do óleo *in situ* está localizado no Campo de Atlanta; e
- ▶ Aquisição de sísmica 3D de tecnologia de ponta para melhor imageamento dos Campos de Atlanta e Oliva bem como para o prospecto do pré-sal Piapara e áreas vizinhas ao Bloco BS-4.

Ativos Exploratórios

Conforme previamente anunciado, a Companhia planeja contratar uma certificação de reservas e recursos de seus ativos exploratórios, cuja conclusão deve acontecer ao final deste ano ou no início de 2013.

BM-S-8

Em linha com o anúncio de 13 de agosto de 2012, os novos dados obtidos através de perfilagem a cabo intermediária, recentemente concluída no poço que testa o prospecto Carcará, confirmam a importância dessa descoberta. A perfuração até o momento revelou uma coluna expressiva de 471 metros de óleo de

31° API, onde em pelo menos 400 metros predominam reservatórios carbonáticos microbiais, com excelentes características de permeabilidade e porosidade. Os dados obtidos indicam que os reservatórios estão conectados ao longo de toda a coluna.

O poço encontra-se a uma profundidade de 6.213 metros, ainda dentro da zona de óleo e a perfuração terá continuidade, após descida de revestimento, visando determinar a espessura total da coluna, bem como para investigar a presença de hidrocarbonetos em camadas mais profundas. A profundidade final está estimada em 6.500 metros. Atualmente, o consórcio espera custos de perfuração no poço Carcará de US\$220 milhões, ou seja, US\$22 milhões líquido para a QGEP.

BS-4

A perfuração do prospecto Piapara, objetivo do pré-sal no Bloco BS-4, está planejada para 2014. O prospecto localiza-se próximo às descobertas gigantes de Libra e Franco, e próximo a recente descoberta da Petrobras, Dolomita Sul, a sudoeste do Bloco. O consórcio espera utilizar a mesma sonda contratada para o desenvolvimento do Campo de pós-sal de Atlanta para perfurar em seguida (*back-to-back*) o poço Piapara. A aquisição de sísmica nesta área está em andamento para melhorar o imageamento tanto dos objetivos do pré como do pós sal.

BM-J-2

No Bloco BM-J-2, localizado na Bacia do Jequitinhonha a aproximadamente 20 km de distância da costa brasileira, a Companhia está atualmente buscando uma sonda para reiniciar a perfuração do prospecto JEQ#01 em 2013. Em 2011, a QGEP interrompeu a perfuração a uma profundidade de 2.540 metros devido a restrições ambientais estabelecidas pelo IBAMA, que proíbem a perfuração e atividades sísmicas entre os meses de outubro a março. A Companhia já solicitou ao IBAMA a renovação da licença ambiental em vigor, que vence em junho de 2013, e a definição do cronograma de perfuração para o próximo ano. A expectativa de CAPEX para a retomada da perfuração do Bloco BM-J-2 está mantida em US\$70 milhões.

BM-S-12

A perfuração do poço Ilha do Macuco foi encerrada no final de maio de 2012 e não foram identificadas zonas potencialmente produtoras. O potencial remanescente do Bloco está sendo analisado de modo a processar as informações disponíveis e determinar os próximos passos, incluindo uma potencial reentrada no poço descobridor (1-SCS-13) que foi perfurado em 2008. O consórcio enviou uma solicitação à ANP para uma extensão de 60 dias no plano de avaliação.

OUTROS PROJETOS

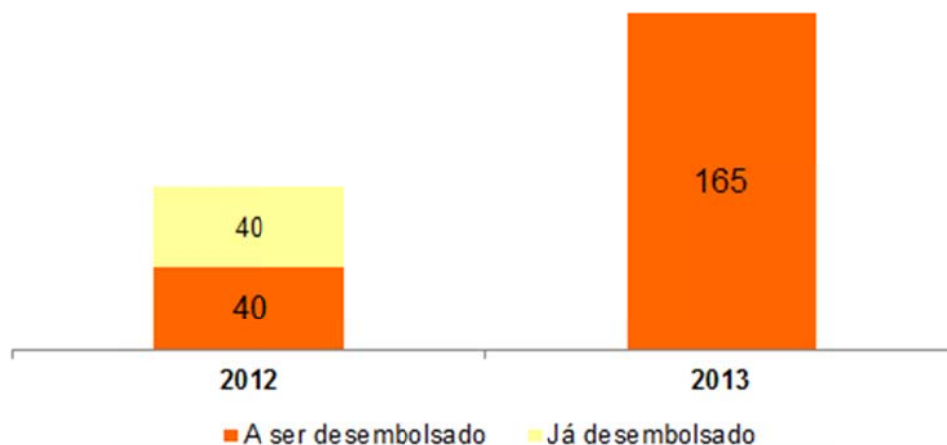
No Bloco BM-CAL-5, o consórcio recentemente devolveu a descoberta de Jequitibá à ANP. Após uma avaliação detalhada, o consórcio concluiu que não havia valor econômico na perfuração de um poço de extensão na área.

Em 2014, um poço adicional deve ser perfurado em Copaíba, outra descoberta nesse mesmo bloco. O consórcio está atualmente renovando a licença ambiental para a perfuração nessa área.

Já no Bloco BM-CAL-12, um poço exploratório deve ser perfurado em 2013, tendo como objetivo o prospecto CAM#01, e os custos exploratórios líquidos à QGEP estão estimados em aproximadamente US\$40 milhões.

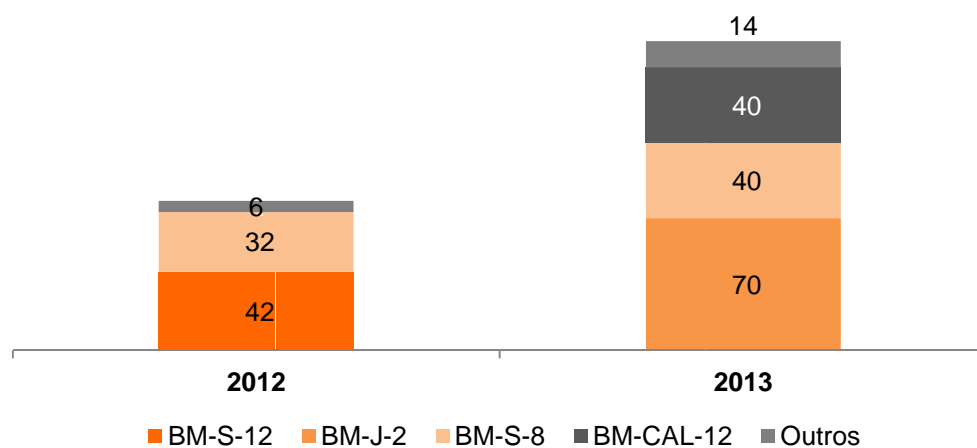
CAPEX

CAPEX Exploratório Líquido para a QGEP (US\$ milhões)



* Desembolsado até junho de 2012

CAPEX Exploratório por Bloco líquido para a QGEP (US\$ milhões)



Sustentabilidade e Segurança

Em 2012 a QGEP, publicará seu primeiro Relatório Anual de Sustentabilidade baseado nas diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI), reconhecidas internacionalmente como padrão de relato transparente.

A Companhia também deu continuidade ao seu sistema de gestão integrado, elaborado a partir das normas ISO 9001, ISO 14001, OSHAS 18001, e que atende ao regulamento técnico da Resolução ANP Nº43/07 com foco na melhoria contínua de suas atividades e resultados.

Os projetos de monitoramento do desembarque pesqueiro e de monitoramento de praias, ambos na área de influência do BM-J-2, foram mantidos pela QGEP durante o segundo trimestre de 2012. Estes projetos completaram um ano de duração, e permitiram à empresa obter dados temporais sobre a região de suas atividades no sul da Bahia. Neste período, também foi dada continuidade ao Plano de Compensação da

Atividade Pesqueira, que tem como objetivo identificar, medidas compensatórias relativas ao impacto da atividade de perfuração sobre a pesca artesanal.

Em junho de 2012, a Exposição Portinari - Arte e Meio Ambiente foi levada para a Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável, a Rio+20. Somando os quatro municípios atendidos na Bahia e o público visitante da exposição na Rio+20, o projeto chega à marca de 80 mil crianças atendidas. Em 2012, a meta é continuar a itinerância do projeto no Rio de Janeiro.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 2T12, 2T11, 6M12 e 6M11. Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação e, por essa razão, podem apresentar pequenas diferenças em relação aos quadros e notas das informações trimestrais. Adicionalmente, pela mesma razão, os valores totais em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	2T12	2T11	Δ %	6M12	6M11	Δ %
Lucro Líquido	(96,1)	58,3	-264,7%	(26,8)	71,8	-137,4%
Amortização e Depreciação	21,7	11,1	95,8%	39,0	24,1	62,3%
Resultado Financeiro	(7,8)	(49,5)	84,3%	(47,0)	(72,5)	35,1%
Imposto de renda e contribuição social	4,1	11,7	-65,4%	18,0	21,4	-15,7%
EBITDA⁽¹⁾	(78,0)	31,7	N/A	(16,8)	44,8	-137,4%
Custos exploratórios	157,4	2,5	N/A	160,4	17,3	N/A
EBITDAX⁽²⁾	79,4	34,1	132,4%	143,7	62,1	131,4%
Margem EBITDA ⁽³⁾	-63,3%	52,1%	-221,7%	-7,6%	33,9%	-122,5%
Margem EBITDAX ⁽⁴⁾	64,4%	56,1%	14,8%	65,6%	47,1%	39,3%
Dívida Líquida ⁽⁵⁾	(895,5)	(1.460,3)	38,7	(895,5)	(1.460,3)	38,7%
Dívida Líquida/EBITDAX	-4,00	-6,64	N/A	-4,0	-6,6	N/A

⁽¹⁾ Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas com amortização. O EBITDA não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS); ou US GAAP, tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da nossa. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos nossos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos lucros, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. Utilizamos EBITDA como medida adicional de nosso desempenho operacional.

⁽²⁾ EBITDAX= EBITDA - custos exploratórios.

⁽³⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

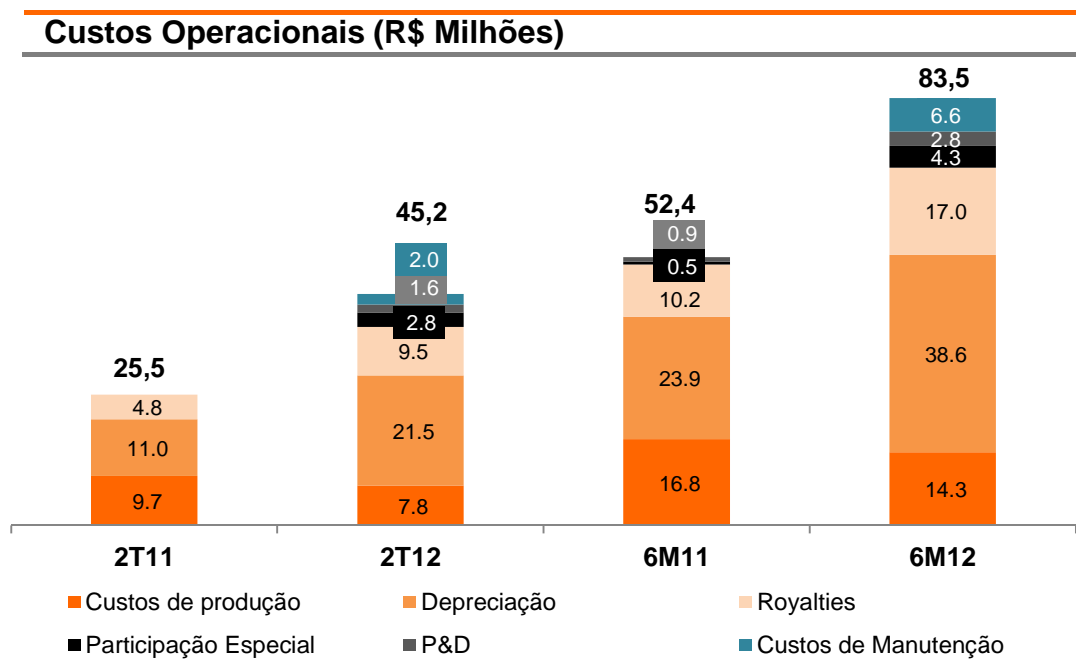
⁽⁴⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos circulantes e não circulantes e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e caixa restrito. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS); ou US GAAP; ou quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente da nossa.

Resultado Operacional

A receita líquida no 2T12 totalizou R\$123,2 milhões, crescimento de 102,5% em relação ao mesmo período do ano passado, como resultado do aumento da produção no Campo de Manati. No 6M12, a receita líquida atingiu R\$219,1 milhões, crescimento de 66,1% em relação ao 6M11, com o retorno do Campo à sua capacidade total, após manutenção realizada ao longo de 2011.

Os níveis mais altos de produção também contribuíram para o aumento de 77,1% nos custos operacionais em comparação ao ano anterior, que alcançaram R\$45,2 milhões neste trimestre.



DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Despesas gerais e administrativas somaram R\$20,4 milhões no 2T12, R\$10,0 milhões acima do mesmo período do ano anterior. Este valor inclui despesas não recorrentes de R\$7,3 milhões com participação nos lucros do ano de 2011 e à recente alteração na administração da Companhia. As despesas gerais e administrativas do 2T12 também incluem a provisão dos Planos de Opções de Ações vigentes, no valor de R\$2,6 milhões.

No primeiro semestre de 2012, as despesas gerais e administrativas atingiram R\$31,0 milhões, R\$9,0 milhões a menos que no mesmo período do ano anterior, já que o valor em 2011 incluía R\$23,1 milhões em gratificação paga relacionada ao sucesso do IPO. Além disso, nesse período de um ano, a QGEP contratou novos colaboradores para fazer frente aos novos desafios da Companhia.

CUSTOS EXPLORATÓRIOS

Os custos exploratórios no 2T12 totalizaram R\$157,4 milhões incluindo custos relacionados à perfuração no poço da Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12, que não encontrou zonas potencialmente produtoras, (R\$120,1 milhões) e o retorno do prospecto Jequitibá para a ANP (R\$37,1 milhões). Os custos exploratórios totais no 6M12 somaram R\$160,4 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

No 2T12, a Companhia registrou uma receita financeira líquida de R\$7,8 milhões, comparada a R\$49,5 milhões obtidos no 2T11. Tal redução se deve principalmente ao menor saldo de caixa, em função do das aquisições dos Blocos BS-4 e do BM-S-8. Além disso, a redução nas taxas de juros impactou a receita financeira no 2T12.

O resultado financeiro para o período é composto por: (i) R\$20,1 milhões em receitas financeiras; (ii) R\$0,1 milhão em despesas financeiras; (iii) perda cambial de R\$11,2 milhões relativo principalmente à provisão para abandono do Campo de Manati, que por sua vez varia de acordo com o dólar americano. No 6M12, a Companhia acumulou receita financeira líquida de R\$47,0 milhões, resultante principalmente de receita da variação cambial relacionada à provisão de abandono e de operações com derivativos para proteção (*hedge*) do pagamento do Bloco BS-4 no primeiro trimestre de 2012.

LUCRO LÍQUIDO

A Companhia registrou prejuízo líquido de R\$96,1 milhões no 2T12, principalmente devido aos custos relacionados ao resultado negativo do poço Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12 e ao retorno do prospecto Jequitibá para a ANP. A sólida receita operacional compensou parte das despesas de exploração durante o trimestre. Considerando o primeiro semestre de 2012, as perdas líquidas da QGEP totalizaram R\$26,8 milhões.

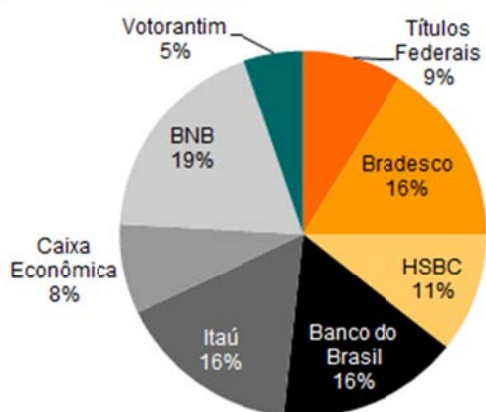
Destaques do Balanço/Fluxo de Caixa

CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS)

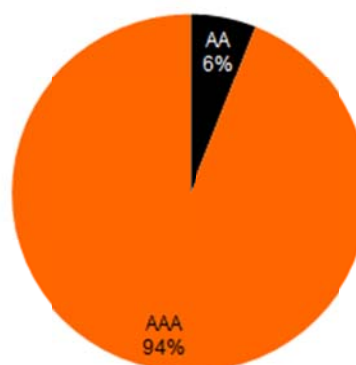
Ao final do 2T12, o saldo de caixa da QGEP era de R\$895,5 milhões. A Companhia eliminou sua dívida durante o segundo trimestre, após o pagamento do valor total dos empréstimos do BNDES e do BNB, relativos ao desenvolvimento do Campo de Manati.

O saldo de caixa é aplicado em fundos exclusivos e em ativos de renda fixa, todos em reais. A distribuição das aplicações é apresentada nos gráficos abaixo. O rendimento médio da carteira relativo ao primeiro semestre era de 100,6% do CDI e aproximadamente 90% dos fundos têm liquidez diária.

Distribuição dos Investimentos



Ratings dos emissores



CONTAS A RECEBER/PAGAR

O saldo de contas a receber totalizou R\$98,0 milhões no 2T12, em comparação com R\$76,8 milhões no 1T12, devido principalmente à venda de gás para a Petrobras; o saldo de contas a pagar totalizou R\$48,7 milhões ao final do 2T12, um aumento de 4,0% em relação ao 1T12.

ENDIVIDAMENTO

A Companhia quitou o valor de R\$73,4 milhões em empréstimos com o BNB e BNDES no segundo trimestre, incluindo principal e juros. Desse total, R\$49,3 milhões foram pagos por meio da conta reserva do serviço da dívida.

FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

O fluxo de caixa operacional da QGEP foi de R\$64,9 milhões, três vezes superior ao fluxo de caixa do 2T11 e 17% acima do valor do 1T12, em função do aumento da produção no Campo de Manati. No 6M12, o fluxo de caixa operacional atingiu R\$120,7 milhões.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa

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 1.301, Centro – Rio de Janeiro - RJ

CEP: 20031-918

Fone: 55 21 3509-5959

Fax: 55 21 3509-5958

E-mail: ri@qgep.com.br

www.qgep.com.br

Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a maior empresa de controle privado no setor de E&P do Brasil, e a única empresa brasileira privada no setor qualificada pela ANP para atuar como “Operador A” em Águas Profundas e Ultraprofundas. A Companhia possui um diversificado portfolio 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 está em operação desde 2007 e possui capacidade de produção de cerca de 50.300 boe/dia. Para mais informações, acesse o site: www.qgep.com.br/ri.

Este material pode conter considerações futuras referentes às 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 companhia em relação ao futuro do negócio e contínuo acesso a capital para financiar o seu plano de negócios.

Tais considerações futuras dependem, substancialmente, de mudanças nas condições de mercado, regras governamentais, pressões da concorrência, do desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Tais pontos devem ser considerados em conjunto com os riscos apresentados em outros documentos de divulgação arquivados pela companhia anteriormente. Todos esses fatores estão, portanto, sujeitas a mudanças sem aviso prévio.

As informações financeiras da Companhia foram preparadas conforme segue:

- ▶ Para os trimestres findos em 30 de junho de 2012 e 30 de junho de 2011: informações financeiras consolidadas da Companhia. As informações financeiras foram preparadas por nós de acordo com o IFRS, emitido pela IASB.

Anexo I - DRE

DRE (R\$ milhões)

	2T12	2T11	Δ %	6M12	6M11	Δ %
Receita líquida	123,2	60,8	102,5%	219,1	131,9	66,1%
Custos operacionais	(45,2)	(25,5)	-77,1%	(83,5)	(52,4)	-59,3%
Lucro Bruto	78,0	35,3	120,9%	135,7	79,5	70,6%
Receitas (despesas operacionais)						
Gerais e administrativas	(20,4)	(10,4)	-96,6%	(31,0)	(39,9)	22,1%
Custos exploratórios	(157,4)	(2,5)	N/A	(160,4)	(17,3)	N/A
Outras despesas operacionais líquidas	-	(1,9)	N/A	-	(1,6)	N/A
Lucro operacional	(99,8)	20,6	N/A	(55,8)	20,7	N/A
Resultado financeiro líquido	7,8	49,5	-84,3%	47,0	72,5	-35,1%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	(92,0)	70,1	-231,3%	(8,8)	93,2	-109,4%
Imposto de renda e contribuição social	(4,1)	(11,7)	65,4%	(18,0)	(21,4)	15,7%
Lucro (Prejuízo) líquido	(96,1)	58,3	-264,7%	(26,8)	71,8	-137,4%

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

Balanço Patrimonial (em R\$ milhões)

	2T12	1T12	Δ%
Ativo			
Circulante	1.028,5	1.024,2	0,4%
Caixa e equivalentes de caixa	797,7	815,4	-2,2%
Aplicações financeiras	97,7	100,3	-2,5%
Contas a receber	98,0	76,8	27,5%
Impostos a recuperar	20,4	18,9	7,9%
Outros	14,7	12,9	14,7%
Não Circulante	1.348,5	1.503,0	-10,3%
Caixa restrito	16,9	63,0	-73,1%
Impostos a recuperar	9,4	0,2	N/A
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8,3	6,4	30,5%
Imobilizado	778,0	898,0	-13,4%
Intangível	535,8	535,4	0,1%
Outros	0,1	0,1	-
Total do Ativo	2.377,0	2.527,2	-5,9%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	117,9	155,2	-24,0
Contas a pagar	48,7	46,8	3,9%
Impostos a pagar	37,3	31,3	19,1%
Remuneração e obrigações pessoais	9,0	4,2	113,9%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	1,0	0,5	89,1%
Empréstimos e financiamentos	-	51,9	N/A
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	8,8	7,3	21,3%
Outros	13,3	13,3	-
Não Circulante	115,2	125,5	-8,2%
Empréstimos e financiamentos	-	21,5	N/A
Provisão para abandono	115,2	104,0	10,8%
Patrimônio Líquido	2.143,9	2.246,5	-4,6%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Reserva de capital	87,5	87,5	-
Lucro líquido do período	(26,8)	69,2	-138,7%
Reserva Legal	6,4	6,4	-
Plano de opção de ações	7,8	5,2	49,1%
Ações em tesouraria	(9,1)	-	N/A
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.377,0	2.527,2	-5,9%

Anexo III – FLUXOS DE CAIXA

Demonstração do Fluxo de Caixa (em R\$ milhões)

	2T12	2T11	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período	(96,1)	58,3	-264,7%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:			
Amortização e depreciação	21,7	11,1	95,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2,4)	1,2	-297,2%
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	0,7	18,1	-96,1%
Provisão para revenda de blocos	-	(10,6)	N/A
Redução no imobilizado	118,1	2,4	N/A
Provisão para plano de opção de ações	2,6	0,9	174,2%
Provisão para imposto de renda e contribuição social	6,5	1,0	N/A
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,6	-	N/A
Variação cambial sobre provisão para abandono	11,2	(3,9)	N/A
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(33,8)	(20,0)	-68,9%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	34,8	(38,5)	190,4%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	64,9	20,1	223,1%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(0,4)	(9,0)	95,8%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(82,2)	(37,9)	-116,9%
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(17,6)	(26,7)	34,2%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	815,4	1.242,5	-34,4%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	797,7	1.215,7	-34,4%
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(17,6)	(26,7)	+34,1%

Anexo IV - GLOSSÁRIO

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Profundidade de água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Profundidade da água de 400 metros ou menos.
Águas Ultraprofundas	Profundidade da água com mais de 1.501 metros.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de 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 um fator de conversão onde, 1.000 m ³ de gás igual a 1 m ³ de óleo/condensado (equivalência energética) e 1 m ³ de óleo/condensado igual a 6,29 barris.
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, independente da quantidade, qualidade ou comercialidade, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definição de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos em um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
	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 Farm-out.
FPSO	Sistema Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de Óleo (<i>Floating Production, Storage and Offloading</i>)
GCOS	Chance de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>)

GCA	Gaffney, Cline & Associates
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(a) "Tipo A"	Qualificação dada pela ANP para operar em terra, em mar, em águas rasas a ultra profundas.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde se estima probabilisticamente que exista uma acumulação comercial 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 viável comercialmente.
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	Estimativa elevada de Recursos Contingentes, com somente 10% de chance de ser alcançada ou excedida.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	São as quantidades de petróleo que se antecipa serem comercialmente recuperáveis por meio da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas Possíveis	As Reservas Possíveis são as reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica 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.
Reservas Prováveis	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se que tenha a mesma chance (50%/ 50%) de serem atingidas ou excedidas.