



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

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

Teleconferência

Português
10 de maio de 2012
10h00 (Horário de Brasília)
9h00 (US EST)
Fone: +55 (11) 4688-6361
Código: Queiroz Galvão

Inglês
10 de maio de 2012
12h00 (Horário de Brasília)
11h00 (US EST)
Fone: (786) 924-6977
Código: Queiroz Galvão

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A. Primeiro Trimestre de 2012

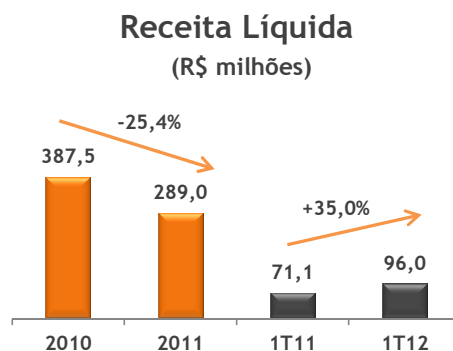
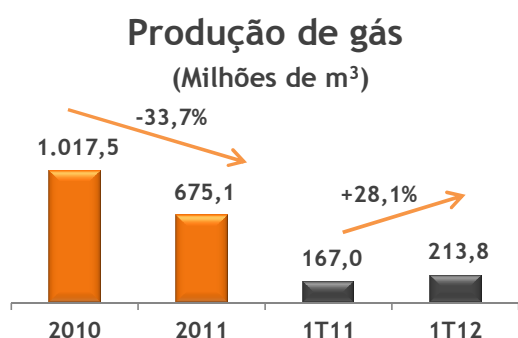


QGEP Divulga os Resultados do Primeiro Trimestre de 2012

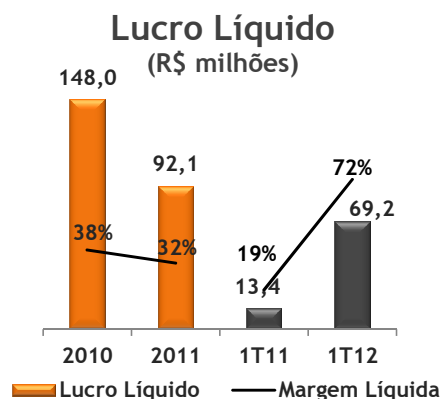
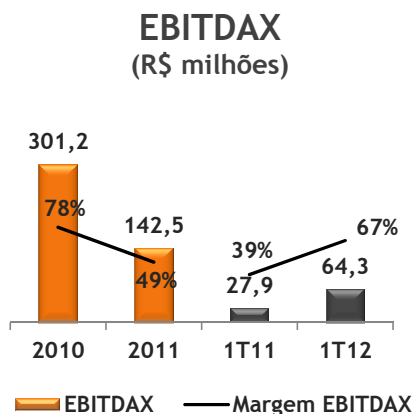
Rio de Janeiro, 9 de maio de 2012 - A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), a maior empresa de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção (“E&P”) em termos de produção diária anualizada em barris de óleo equivalente (“boe”), anuncia os seus resultados referentes ao 1º trimestre de 2012, encerrado em 31 de março de 2012 (1T12). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em base consolidada de acordo com a Legislação Societária, descrita na seção financeira deste relatório.

Destaques

- ▶ Descoberta de óleo no prospecto Carcará, localizado no Bloco BM-S-8, com óleo de alta qualidade de 31º API.
- ▶ O fluxo de caixa das atividades operacionais alcançou R\$55,7 milhões, um aumento de 39,9% em relação ao 4T11. Em 31 de março de 2012, o saldo de caixa* era de R\$978,6 milhões.



- ▶ A produção média total de gás foi de 5,2 MMm³/dia no 1T12 e todos os seis poços retornaram à produção no Campo de Manati.
- ▶ A receita líquida totalizou R\$96,0 milhões, um crescimento de 35,0% em relação ao 1T11 e 15,6% em relação ao trimestre anterior.



- ▶ O EBITDAX atingiu R\$64,3 milhões no 1T12, um acréscimo de 130,8% sobre o 1T11, com margem EBITDAX de 67,0%.
- ▶ O lucro líquido totalizou R\$69,2 milhões, um aumento de 418,1% na comparação anual; a margem líquida atingiu 72,1%.

* Incluindo caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e caixa restrito.

Mensagem da Administração

O primeiro trimestre de 2012 foi um período de forte desempenho operacional e financeiro para a QGEP, o que impulsiona a Companhia a alcançar melhores resultados em 2012.

A receita do primeiro trimestre de 2012 aumentou 35% quando comparado com o mesmo período do ano anterior, refletindo as operações do Campo de Manati. A produção total média de gás foi de 5,2 MMm³/dia, um aumento de 27% com relação a média do ano passado. Após a manutenção executada em 2011, prevemos apenas manutenção programada em 2012, que não deve afetar a capacidade de produção média de 6 MMm³/dia de gás natural prevista para este ano.

Nossa margem EBITDAX aumentou para 67,0%, demonstrando a alta rentabilidade operacional do Campo de Manati. Nossas operações nesse campo resultaram em um fluxo de caixa de R\$55,7 milhões, 39,9% maior se comparado ao trimestre anterior.

Continuamos investindo na avaliação da nossa diversificada carteira de ativos, através das atividades exploratórias nos blocos BM-S-12 e BM-S-8, localizados na Bacia de Santos, e da preparação para as atividades de perfuração de nossos blocos BS-4 e BM-J-2 no próximo ano. No primeiro trimestre, anunciamos que amostras de óleo foram descobertas no poço Carcará no Bloco BM-S-8 que confirmaram a presença de óleo leve de aproximadamente 31° API e a perfuração continua em andamento para determinar o limite inferior do reservatório.

Nossa qualificação como operador “A” continua a ser um grande diferencial para a busca de novas oportunidades de expansão da nossa base de ativos. Pretendemos ampliar nossa atuação como operadores e, para isso, estamos desenvolvendo nossos recursos técnicos internos e nos preparando para novas oportunidades. A recente aquisição do Bloco BS-4 reforça o exercício dessa nossa vantagem competitiva e será um importante vetor de crescimento para a Companhia.

O Bloco BS-4 será uma nova fonte de receitas no médio prazo e esperamos que o fluxo de caixa do Campo de Atlanta contribua com o financiamento dos nossos compromissos de investimentos. As atividades neste Campo estão previstas para se iniciar em 2013 com a perfuração de um poço horizontal, seguido de um teste de longa duração (TLD).

Em 25 de abril de 2012, anunciamos que José Augusto Fernandes deixaria o cargo de CEO da QGEP a partir de 1° de junho de 2012, após 16 anos liderando todas as operações de E&P do Grupo Queiroz Galvão. No entanto, José Augusto permanecerá ativo na QGEP, na função de membro do Conselho de Administração, enquanto o cargo de CEO será assumido por Lincoln Rumenos Guardado. Lincoln possui todas as qualificações necessárias para assumir essa nova responsabilidade, com mais de 35 anos de experiência no segmento de petróleo e gás no Brasil e no exterior, e vem exercendo a função de Diretor de Exploração da Companhia nos últimos três anos.

A QGEP encerrou o primeiro trimestre de 2012 muito bem posicionada. Nossa carteira de ativos está mais robusta e diversificada do que era um ano atrás; o Campo de Manati está gerando fluxo de caixa sólido; e nossa posição de caixa líquido de R\$891,5 milhões no final do trimestre nos proporciona os recursos para aproveitarmos as oportunidades atrativas disponíveis no mercado, incluindo a próxima rodada de licitações da ANP. Estamos confiantes de que 2012 será um ano de perspectivas promissoras para a QGEP.

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	-	68,9 ⁽⁵⁾
Camarão Norte	BCAM-40 ⁽³⁾	Camamu	45%	Contingente	Gás	-	4,5
Copaíba	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Óleo	-	21,9
Jequitibá	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Gás	-	17,2
CAM 01	BM-CAL-12	Camamu	20%	Prospectivo	Óleo	31%	24,4
Alto de Canavieiras	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⁾
Santos #4	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo-Gás	40%	87,9 ⁽⁶⁾
Bem-te-vi	BM-S-8	Santos	10%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Abaré West	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 1	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Prospecto 2	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Atlanta	BS-4	Santos	30%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Oliva	BS-4	Santos	30%	Contingente	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 constantes do relatório da GCA de 31/12/2009. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1.000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é 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 de Manati é resultado do volume no relatório da GCA de 31/12/2010 (74,4 milhões de boe) menos o volume produzido em 2011 (4,2 milhões de boe) e no 1T12 (1,3 milhão de boe).

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

(7) Os volumes e a Chance Geológica de Sucesso estão sendo revisados.

Ativos em Produção e em Desenvolvimento

MANATI

No primeiro trimestre de 2012, o Campo de Manati retornou a sua plena capacidade de produção. Todos os seis poços operaram durante este período, alcançando uma produção de gás média de 5,2 MMm³/dia. Como divulgado anteriormente, teremos manutenção programada para o Campo em 2012, que não deve afetar a capacidade de produção média de 6 MMm³/dia estimada para este ano. Espera-se que os custos de manutenção para a QGEP sejam de aproximadamente R\$23 milhões em 2012, incluindo ainda parte dos custos da manutenção realizada em 2011.

ATLANTA E OLIVA

O Bloco BS-4 foi o segundo acordo de *farm-in* da QGEP, no qual a Companhia adquiriu uma participação de 30%. Está localizado na Bacia de Santos, a 185 km da costa do Brasil, e compreende os campos de petróleo do pós-sal de Atlanta e Oliva, que possuem volumes de óleo *in situ* estimados em 2,1 bilhões de barris.

Em fevereiro de 2012, a QGEP obteve a aprovação da ANP para ser o operador deste bloco. Os planos de desenvolvimento para os dois campos foram apresentados a agência em dezembro de 2011 e espera-se receber a aprovação nos próximos meses. Enquanto os planos de desenvolvimento revisados estão em processo de aprovação na ANP, a Companhia iniciou os estudos necessários para a aquisição e contratação de equipamentos e serviços. A Companhia está adquirindo dados sísmicos para a área, o que permitirá uma imagem melhor dos reservatórios de pós e pré-sal. Esses novos dados sísmicos podem auxiliar na identificação de potenciais novas descobertas no pós-sal do Bloco BS-4.

A primeira fase dos planos de desenvolvimento para o Campo de Atlanta inclui a perfuração de um poço horizontal em 2013, seguida por um teste de longa duração (TLD), com o primeiro óleo previsto para 2014.

Ativos Exploratórios

A QGEP possui uma carteira balanceada de ativos exploratórios, resultado da combinação de licitações bem-sucedidas nos leilões da ANP e negociações de acordos de *farm-in*. A Companhia planeja realizar uma certificação de reservas e recursos atualizada, que deverá ser concluída ao final de 2012.

BM-S-12

O Bloco BM-S-12 está localizado na Bacia de Santos a aproximadamente 230 km da costa sudeste do Brasil. A Companhia possui participação de 30% nesse bloco, o qual é operado pela Petrobras.

As atividades operacionais estão em andamento e o prospecto do pré-sal, Santos #4, deve ser alcançado ao final do segundo trimestre de 2012. Uma vez que a avaliação final estiver concluída, os resultados do Santos #4 serão então divulgados. Estima-se que o descaixe referente a perfuração do Bloco BM-S-12 em 2012, líquido para a QGEP, totalize aproximadamente US\$40 milhões.

BM-S-8

Cobrindo mais de 2.400 km² e sendo um dos maiores blocos da região, o Bloco BM-S-8 foi o primeiro acordo de *farm-in* realizado pela QGEP como empresa de capital aberto, e está localizado em um *hot spot* do pré-sal, na Bacia de Santos. O Bloco conta com três descobertas, Bem-te-vi, Biguá e Carcará, e já foram identificados



outros prospectos promissores e independentes, além de uma potencial extensão da descoberta de Abaré Oeste, no bloco adjacente BM-S-9.

As atividades de perfuração no poço Carcará continuam em andamento com a sonda Sevan Driller. No primeiro trimestre de 2012, foi anunciada a descoberta de óleo de alta qualidade de 31° API neste poço. A conclusão desta perfuração está prevista para o final do segundo trimestre de 2012.

BS-4

O Bloco BS-4 está localizado dentro da área conhecida como “picanha azul”, que apresenta alta prospectividade para a seção pré-sal, como demonstrado pelas descobertas próximas, como Libra, Franco, Pão de Açúcar, além da mais recente descoberta anunciada pela Petrobras, Dolomita Sul. O consórcio identificou um prospecto promissor no pré-sal, Piapara, a ser perfurado em 2014. Como já divulgado anteriormente, a QGEP foi aprovada como Operador deste bloco e os planos de desenvolvimento para os Campos de Atlanta e Oliva estão atualmente em análise pela ANP.

BM-J-2

A QGEP detém participação de 100% e é o operador do bloco exploratório BM-J-2, localizado na Bacia de Jequitinhonha, a aproximadamente 20 km da costa do estado da Bahia.

Como divulgado anteriormente, a perfuração do prospecto do pré-sal de Alto de Canavieiras (JEQ #1) foi interrompida no terceiro trimestre de 2011, em razão de restrições normativas do IBAMA e da licença ambiental, que prevêem um período de suspensão das atividades entre os meses de Outubro a Maio. A QGEP está buscando uma sonda para retomar a perfuração deste prospecto no segundo trimestre de 2013 e negociando com o IBAMA a definição do cronograma de perfuração.

Após o reinício da perfuração, a QGEP espera atingir uma profundidade total de 4.700 metros em aproximadamente dois meses. Os custos totais associados à conclusão da perfuração deste prospecto estão estimados em US\$70 milhões para 2013.

Outros Projetos

No Bloco BM-CAL-5, os volumes das descobertas, Copaíba e Jequitibá, foram certificados pela GCA como recursos contingentes. Após a reinterpretação sísmica, o consórcio concluiu que até então não há viabilidade econômica para a perfuração de um poço de extensão na descoberta de Jequitibá. Dessa forma, o consórcio enviou um pedido para a ANP solicitando uma prorrogação do período para a definição deste poço. Caso a prorrogação seja concedida, a Companhia terá um tempo adicional para que potenciais novas descobertas, incluindo Copaíba, viabilizem o desenvolvimento de Jequitibá através de um *cluster*. Um poço adicional está previsto para ser perfurado em Copaíba no primeiro semestre de 2013.

No Bloco BM-CAL-12, um poço exploratório deve ser perfurado também em 2013.

Sustentabilidade, Segurança e Meio Ambiente

Durante o primeiro trimestre de 2012, demos continuidade a diversos importantes projetos socioambientais na região que se estende de Ilhéus a Belmonte, no sul da Bahia. Como parte do Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro, continuamos a capacitar membros da comunidade para coleta de dados primários das principais pescarias praticadas na região que tem como objetivo auxiliar na proteção a área de atividade pesqueira. Também mantivemos a base de apoio do Projeto de Monitoramento de Praias, que conta com

biólogos e veterinários experientes para dar atendimento a fauna encalhada da região, realizar monitoramentos pontuais e campanhas informativas.

Além dos programas ambientais, neste primeiro trimestre, a QGEP também deu continuidade aos projetos educacionais e de incentivo ao esporte, como o Viva Vôlei, programa social chancelado pela Confederação Brasileira de Voleibol e pela UNESCO, que é financiado integralmente pela QGEP utilizando o benefício fiscal da Lei de Incentivo ao Esporte.

Desempenho financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 1T12 e 1T11.

Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação e por isso 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)			
	1T12	1T11	Δ%
Lucro Líquido	69,2	13,4	418,1%
Amortização e Depreciação	17,3	13,0	33,5%
Resultado Financeiro	(39,3)	(22,9)	71,1%
Imposto de Renda / Contribuição Social	14,0	9,6	44,8%
EBITDA ⁽¹⁾	61,3	13,0	370,1%
Custos Exploratórios	3,0	14,8	-79,5%
EBITDAX ⁽²⁾	64,3	27,9	130,8%
Margem EBITDA ⁽³⁾	63,8%	18,3%	248,2%
Margem EBITDAX ⁽⁴⁾	67,0%	39,2%	70,9%
Dívida Líquida ⁽⁵⁾	(891,5)	(1.501,9)	-40,6%
Dívida Líquida/EBITDAX	-4,98	-5,89	15,4%

⁽¹⁾ Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas de amortização. O EBITDA não é medida de desempenho financeiro segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; Normas Internacionais de Relatório Financeiro, ou 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 de nós. 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. O EBITDA é utilizado por nós como medida adicional de desempenho de nossas operações.

⁽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 equivalentes de caixa e caixa restrito. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil; Normas Internacionais de Relatório Financeiro, ou IFRS; ou US GAAP; ou quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente de nós.

Resultado Operacional

A QGEP registrou receita líquida de R\$96,0 milhões no 1T12, 35% acima do 1T11, em consequência do retorno do Campo de Manati à plena capacidade.

O Campo de Manati tem um contrato de longo prazo para fornecimento de um volume mínimo anual (*take-or-pay*) de gás à Petrobras, por um preço em reais ajustado anualmente com base nos índices especificados no contrato.

O retorno da produção contribuiu para um aumento de 42,1% nos custos operacionais na comparação anual. Estes alcançaram R\$38,3 milhões e incluem: R\$17,1 milhões em amortização; R\$6,4 milhões em custos de produção; R\$7,5 milhões em *royalties*; R\$2,7 milhões em Participação Especial e Pesquisa & Desenvolvimento; e R\$4,6 milhões em custos de manutenção no Campo de Manati.

Despesas Gerais e Administrativas

As Despesas Gerais e Administrativas totalizaram R\$10,7 milhões no 1T12, uma redução de R\$19 milhões em relação ao 1T11, em decorrência de gratificação paga no 1T11 como incentivo à conclusão bem-sucedida do IPO, no total de R\$23,1 milhões. Excluindo este efeito não recorrente no 1T11, as despesas gerais e administrativas aumentaram R\$4,3 milhões na comparação anual. Esse montante de R\$10,7 milhões em 1T12 inclui R\$9,4 milhões relacionados a pessoal (R\$3,3 milhões no 1T11) em razão do aumento na equipe técnica, necessário para fazer face às atividades operacionais no Bloco BS-4. Parte dos custos incorridos no trimestre, R\$2,1 milhões, foi deduzida de Despesas Administrativas, dado que este montante contempla as despesas recuperáveis dos nossos parceiros, além de recursos capitalizados como parte do Bloco BS-4.

Custos de Exploração

No primeiro trimestre de 2012, os custos de exploração totalizaram R\$3,0 milhões, uma redução de R\$11,8 milhões em relação ao 1T11. Esses custos são relacionados à aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento das atividades de perfuração, licenciamento e estudos de impacto ambiental, baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais, entre outros.

Resultado Financeiro

No 1T12, a Companhia gerou uma receita financeira líquida de R\$39,3 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$22,9 milhões no 1T11. A receita financeira líquida no 1T12 inclui (i) receita financeira de R\$27,3 milhões; (ii) despesa financeira de R\$2,4 milhões; (iii) ganho sob a variação cambial de R\$14,3 milhões, que reflete o impacto da volatilidade da taxa de câmbio sobre o valor pago relativo à compra, pela QGEP, de 30% de participação no Bloco BS-4 e sobre a provisão para abandono do Campo de Manati.

Lucro Líquido

O lucro líquido da Companhia foi de R\$69,2 milhões no 1T12, representando uma combinação de lucro operacional e financeiro. O aumento substancial (418,1%) sobre os níveis apresentados no 1T11 deveu-se aos maiores volumes de produção do Campo de Manati, resultado financeiro e aos menores custos de exploração, além do efeito não recorrente do pagamento da gratificação relacionada ao IPO.

Destques do Balanço / Fluxo de Caixa

Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa, Aplicações Financeiras e Caixa Restrito)

A Companhia fechou o primeiro trimestre de 2012 com um saldo de caixa de R\$978,6 milhões, após o pagamento de todos os montantes relativos às aquisições de ativos feitas em 2011. A posição líquida de caixa da Companhia ao final do primeiro trimestre era de R\$891,5 milhões.



Contas a Receber/ a Pagar

O saldo de contas a receber totalizou R\$76,8 milhões no 1T12, em comparação a R\$76,1 milhões no 4T11; o saldo de contas a pagar encerrou o 1T12 em R\$46,8 milhões, 84,0% abaixo do valor registrado ao final de 2011, em função do pagamento correspondente ao saldo remanescente da aquisição do Bloco BS-4, no valor de R\$243,1 milhões.

Endividamento

A Companhia encerrou o 1T12 com um endividamento total de R\$73,4 milhões, uma redução de 29,2% em relação ao endividamento registrado no final de 2011. Aproximadamente R\$32,1 milhões em principal e juros foram amortizados, incluindo R\$16,4 milhões com o BNDES e R\$15,8 milhões com o BNB.

Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia fechou o primeiro trimestre de 2012 com um fluxo de caixa operacional de R\$55,7 milhões, uma redução de 31,7% em relação ao primeiro trimestre de 2011 e 39,9% acima do trimestre anterior.



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

Especialista em 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 maior empresa de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção (“E&P”) com base na produção diária anualizada em barris de óleo equivalente (“boe”) no Brasil, segundo dados da ANP, e a única empresa de controle privado brasileiro no setor de E&P qualificada pela ANP para atuar como Operador A em Águas Profundas e Ultraprofundas. A Companhia possui um 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 de acordo com dados da ANP de 2011. 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 às perspectivas 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, além dos riscos apresentados nos documentos de divulgação arquivados pela companhia e estão, portanto, sujeitas a mudanças sem aviso prévio.

As informações financeiras da Companhia foram preparadas conforme segue:

- ▶ Para o trimestre findo em 31 de março de 2012: 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)			
	1T12	1T11	Δ%
Receita líquida	96,0	71,1	35,0%
Custos	(38,3)	(26,9)	42,1%
Lucro Bruto	57,7	44,2	30,7%
Receitas (despesas) operacionais			
Gerais e administrativas	(10,7)	(29,5)	-63,8%
Custos exploratórios	(3,0)	(14,9)	-79,5%
Outras despesas Operacionais líquidas	-	0,3	N/A
Lucro operacional	44,0	0,1	N/A
Resultado financeiro líquido	39,3	22,9	71,1%
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	83,2	23,0	261,7%
Imposto de renda e contribuição social	(14,0)	(9,6)	44,8%
Lucro (Prejuízo) líquido do período	69,2	13,4	418,1%

Anexo II - Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial (em R\$ milhões)			
	1T12	2011	Δ%
Ativo			
Circulante	1.024,2	1.258,1	-18,6%
Caixa e equivalente de caixa	815,4	1,022,0	-20,2%
Aplicações financeiras	100,3	130,5	-23,2%
Contas a receber	76,8	76,1	0,9%
Impostos e contribuição a recuperar	18,9	20,7	-8,9%
Outros	12,9	8,8	45,5%
Não Circulante	1.503,0	1.471,6	2,1%
Caixarestrito	63,0	61,0	3,3%
Impostos a recuperar	0,2	0,2	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	6,4	5,8	9,5%
Imobilizado	898,0	869,4	3,3%
Intangível	535,4	535,2	-
Outros	0,1	0,1	-
TOTAL DO ATIVO	2.527,2	2.729,7	-7,4%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	155,2	395,3	-60,7%
Fornecedores	46,8	292,5	-84,0%
Impostos e contribuição a recolher	31,3	24,4	28,0%
Remuneração e obrigações sociais	4,2	1,5	188,3%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,5	0,5	-
Empréstimos e financiamentos	51,9	52,0	-0,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	7,3	6,0	20,6%
Outros	13,3	18,4	-27,9%
Não Circulante	125,5	158,6	-20,9%
Empréstimos e financiamentos	21,5	51,6	-58,3%
Provisão para abandono	104,0	107,0	-2,9%
Patrimônio Líquido	2.246,5	2.175,8	3,3%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Reserva de capital	87,5	87,5	-
Lucro líquido do período	69,2	-	N/A
Reserva Legal	6,4	6,4	-
Plano de opção de ações	5,2	3,7	39,6%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.527,2	2.729,7	-7,4%

Anexo III - Fluxos de Caixa

Demonstração do Fluxo de Caixa (em R\$ milhões)	
	1T12
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	
Lucro líquido do período	69,2
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:	
Amortização e depreciação	17,3
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-0,1
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	1,9
Provisão para plano de opção de ações	1,5
Provisão para imposto de renda e contribuição social	14,0
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,2
Variação cambial sobre contas a pagar aquisição bloco exploratório	-22,8
Variação cambial sobre provisão para abandono	-3,1
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	-2,9
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	-20,7
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	55,7
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(232,3)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(30,1)
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(206,6)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.022,0
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	815,4
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	206,6



Anexo IV - Glossário

Glossário

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.
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> .
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 será sub-comercial.
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 através 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, 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	São as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se que tenha a mesma chance (50%/ 50%) de serem atingidas ou excedidas.