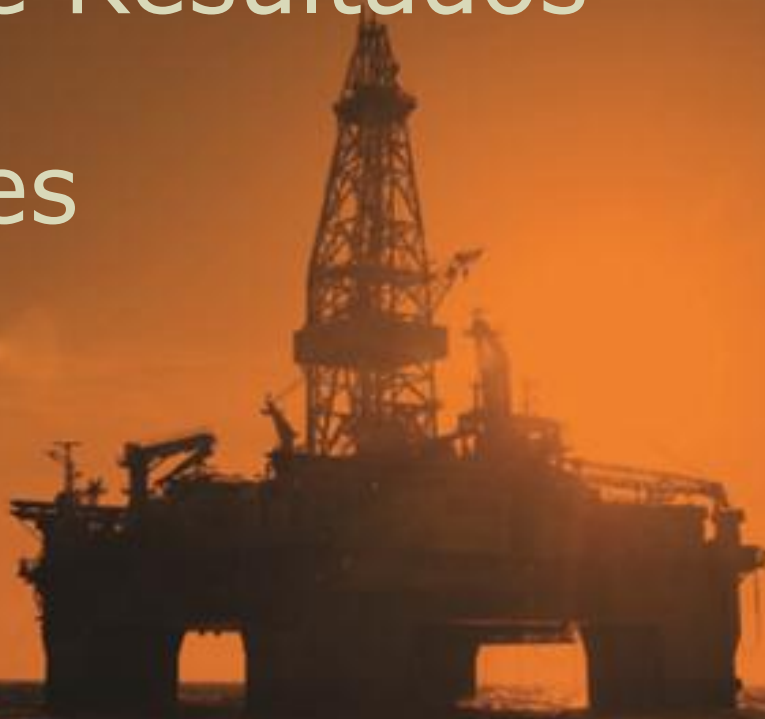


1º TRIMESTRE DE 2013

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)

9 de maio de 2013

12h00 (horário de Brasília)

11h00 (horário de Nova Iorque)

Dial in Brasil: +55 11 4688-6361

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 1T13

Rio de Janeiro, 8 de maio de 2013 – QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia independente brasileira a operar na área de exclusão do pré-sal, anuncia seus resultados do trimestre encerrado em 31 de março de 2013. As informações financeiras e operacionais a seguir, salvo indicação ao contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, conforme descrito na seção financeira deste relatório.

▶ **A produção média de gás do Campo de Manati foi de 6,6 MMm³/dia no 1T13, comparado com 5,2 MMm³/dia no 1T12.**

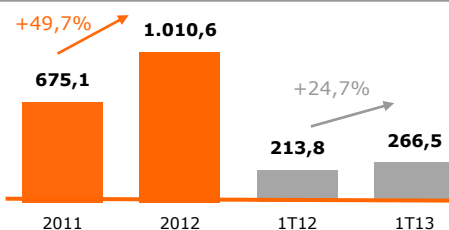
▶ **A receita líquida alcançou R\$131,9 milhões no 1T13, com acréscimo de 37,4% em relação ao 1T12 e 13,7% quando comparada ao 4T12, respectivamente.**

▶ **O EBITDAX no 1T13 atingiu R\$77,9 milhões, 27,1% acima dos R\$61,3 milhões registrados no 1T12. A margem EBITDAX foi de 59,1%.**

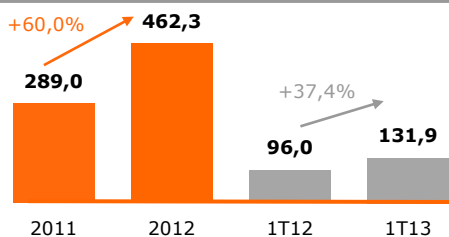
▶ **O lucro líquido foi de R\$65,7 milhões comparado aos R\$69,2 milhões registrados no 1T12, com margem líquida de 49,8%.**

▶ **O fluxo de caixa das atividades operacionais foi de R\$98,7 milhões, o que representa um aumento de 77,1% em relação ao 1T12. Em 31 de março de 2013, o saldo de caixa* era de R\$1.034,3 milhões.**

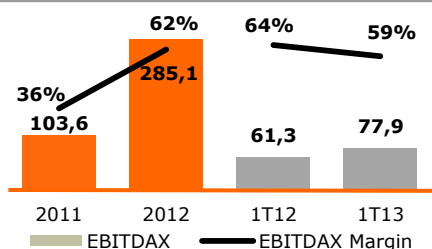
Produção de Gás (milhões de m³)



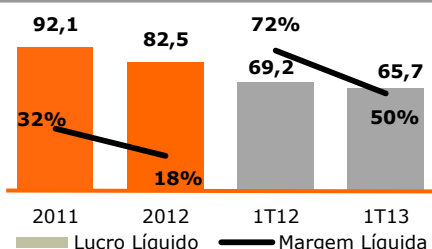
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



*Incluindo caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Mensagem da Administração

2013 será o ano de consolidação da QGEP como Companhia operadora em águas profundas, com o início da perfuração dos poços de desenvolvimento do Campo de Atlanta. Continuamos a desenvolver nosso portfólio balanceado, que inclui ativos operados e não operados; nas fases de exploração, desenvolvimento e produção; e que nos diferencia no setor de óleo e gás no Brasil. Neste trimestre, reportamos um excelente resultado operacional proporcionado pela elevada produção de gás do Campo de Manati e, conseqüentemente, um aumento expressivo na receita e no fluxo de caixa em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior. No período, o lucro líquido atingiu R\$65,7 milhões, sustentado por um resultado operacional 20% superior ao primeiro trimestre de 2012. A QGEP encerrou o primeiro trimestre de 2013 com uma posição de caixa superior a R\$1,0 bilhão e sem endividamento.

Dentre os destaques deste primeiro trimestre, ressaltamos:

- ▶ O atendimento à forte demanda das usinas termelétricas brasileiras, com a produção média diária de 6,6 MMm³ de gás no Campo de Manati, em comparação com 6,1 MMm³ no trimestre anterior e 5,2 MMm³ no primeiro trimestre do ano passado;
- ▶ O avanço na implementação do Sistema de Produção Antecipada (SPA) no Campo de Atlanta, de acordo com o cronograma e orçamento;
- ▶ A contratação da sonda *jack-up* (P-VI) da Petrobras para dar continuidade às atividades de perfuração no Bloco BM-J-2, no qual a QGEP possui 100% de participação; e
- ▶ A aprovação pela ANP do Plano de Avaliação revisado do Bloco BM-S-8, que inclui o início da perfuração de um poço de extensão em Carcará no segundo semestre de 2013 e a perfuração de pelo menos um poço em 2014.

Os resultados operacionais obtidos no primeiro trimestre representam um sólido início para este ano, que será de importantes realizações para a QGEP. Foi um período de muito trabalho dedicado ao planejamento das atividades relacionadas aos nossos blocos de modo a assegurar a aquisição de equipamentos que envolvem longos prazos de entrega e reforçar o desenvolvimento de nossa capacidade operacional. Também continuamos a utilizar a capacidade analítica de nossa equipe técnica para alavancar oportunidades tanto por meio de *farm-ins* como a partir de aquisições na próxima licitação da ANP, prevista para meados de maio de 2013.

Conforme já informado ao mercado, no segundo trimestre de 2013, teremos um impacto nos nossos resultados em função da manutenção programada para o Campo de Manati, que terá como consequência uma interrupção temporária da produção, além de custos associados à mesma. No entanto, ficamos satisfeitos em informar que essa manutenção ocorreu integralmente no mês de abril, de forma que tanto a plataforma como a planta de processamento de gás já voltaram a operar normalmente. Com a continuidade de um mercado fortemente demandante ao longo do ano, a expectativa é de retomar uma produção média diária de aproximadamente 6,0 MMm³ no terceiro e no quarto trimestres de 2013. Assim, reafirmamos nossa previsão de que a produção média diária em Manati deverá oscilar entre 5,5 MMm³ e 6,0 MMm³ no ano.

O desempenho operacional positivo nesse trimestre, bem como as perspectivas para os próximos anos, ilustram a estratégia equilibrada da QGEP e proporcionam à Companhia uma base sólida para seu crescimento sustentável de longo-prazo. O fluxo de caixa operacional recorrente e a sólida posição de caixa são fatores chave para suportar o financiamento dos investimentos relacionados ao nosso portfólio atual de ativos. No médio prazo, a futura produção de óleo do Campo de Atlanta proporcionará uma fonte alternativa de receita e oportunidades de crescimento. Além disso, as mais recentes informações do poço Carcará, no pré-sal, apontam para uma descoberta de alto potencial com conseqüências transformacionais para a Companhia no longo prazo. Para os anos de 2013 e 2014, novas perfurações exploratórias estão programadas, incluindo prospectos com objetivos no pré-sal.

Devido à sua robusta posição de caixa e da ausência de dívida, a QGEP está em condições de se beneficiar de oportunidades do dinâmico mercado de óleo e gás no Brasil para diversificar e expandir sua base de ativos. No último ano, a Companhia vem reforçando sua estrutura organizacional e operacional com vistas a suportar as atividades do portfólio atual e o crescimento previsto para os próximos anos. Vamos mantê-los atualizados quanto aos nossos progressos.

Ativos da QGEP

Campo	Bloco	Bacia	Participação QGEP	Categoria Reservas Recursos	Fluido	Chance de Sucesso Geológico ⁽¹⁾	MMboe ⁽²⁾
Manati	BCAM-40 ⁽³⁾	Camamu	45%	Reserva ⁽⁴⁾	Gás	-	55,2 ⁽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 (Além-Tejo)	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⁾
Guanabara Profundo	BM-C-27	Campos	30%	Prospectivo	Óleo-Gás	N/D	N/D
Santos #1	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo/Contingente	Gás	N/D	N/D
Santos #2	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Bem-Te-Vi	BM-S-8	Santos	10%	Contingente	Óleo	N/D	N/D
Abaré Oeste	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo/Contingente	Óleo	N/D	N/D
Biguá	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo/Contingente	Óleo	N/D	N/D
Carcará	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo/Contingente	Óleo	N/D	N/D
Guanxuma	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Atlanta	BS-4	Santos	30%	Reserva / Contingente	Óleo	N/D	N/D
Oliva	BS-4	Santos	30%	Contingente	Óleo	N/D	N/D
Piapara	BS-4	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D

⁽¹⁾ Probabilidade geológica de sucesso baseada no relatório GCA.

⁽²⁾ Os recursos citados em barris de óleo equivalentes (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados dos relatórios GCA de 31/12/2011. A taxa de conversão utilizada para boe foi de 1.000 m³ de gás para 1 m³ de óleo/condensado (energia equivalente) e 1 m³ equivalente a 6,29 barris.

⁽³⁾ O Bloco BCAM-40 foi devolvido depois da delimitação das áreas dos campos de Manati e Camarão Norte.

⁽⁴⁾ Reservas 3P: soma das reservas comprovadas, prováveis e possíveis.

⁽⁵⁾ O volume do Campo de Manati que cabe a QGEP é baseado no volume mencionado no relatório GCA de 31/12/2011 (63,2 milhões de boe) menos o volume produzido em 2012 (6,4 milhões de boe) e o volume produzido no 1T13 (1,7 milhão de boe).

⁽⁶⁾ Os volumes são ponderados pela probabilidade de 50% de ser óleo e 50% de ser gás.

Produção e Desenvolvimento

MANATI

No primeiro trimestre de 2013, o Campo de Manati alcançou a média de produção de gás de 6,6 MMm³ por dia, refletindo a alta demanda por parte das usinas termelétricas brasileiras observada após um longo período de seca.

A previsão da Companhia é que durante o ano de 2013, a produção média diária de Manati fique entre 5,5 MMm³ e 6,0 MMm³, incluindo os efeitos da manutenção programada já realizada este ano. Esta manutenção foi integralmente realizada em abril de 2013, quando a produção de gás foi interrompida durante 20 dias, sendo importante ressaltar que não há multa contratual aplicável à QGEP em função desta parada programada na produção. Uma manutenção adicional, que inclui a pintura da plataforma, está prevista para o quarto trimestre, e não afetará a produção do Campo.

A parte referente à QGEP dos custos totais das duas manutenções de 2013 está estimada em R\$40 milhões. Metade do valor refere-se a manutenção realizada em abril, e será reconhecida no segundo trimestre, e a outra metade, referente à pintura da plataforma, será contabilizada no quarto trimestre de 2013.

ATLANTA e OLIVA

Desde o recebimento da aprovação do Plano de Desenvolvimento do Campo de Atlanta pela ANP, em dezembro de 2012, a Companhia vem progredindo com as ações necessárias para a implantação do Sistema de Produção Antecipada.

Confirmamos os prazos de início de perfuração para meados do segundo semestre deste ano e primeiro óleo programado para 2015. Concluídas todas as negociações para esta etapa, o orçamento mantém-se em linha com o programado. A parcela referente à QGEP do CAPEX para o Sistema de Produção Antecipada está estimado em US\$45 milhões em 2013 e US\$78 milhões em 2014. Os fornecedores de serviços e equipamentos para o Campo incluem empresas de nível mundial como Baker, Cameron, GE, Weatherford, entre outras.

A QGEP é o operador do Bloco, onde possui participação de 30%. A Companhia aguarda aprovação da ANP para o Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva.

Exploração

A Companhia contratou a Gaffney, Cline & Associates (GCA) para realizar a certificação de recursos atualizada de seu portfólio exploratório, a ser divulgada no início do segundo semestre de 2013.

BM-J-2

Em abril de 2013, a Companhia contratou a sonda *jack-up* P-VI da Petrobras para retomar a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1), que atingiu a profundidade intermediária de 2.540 metros. A Companhia espera receber a renovação da licença ambiental pelo IBAMA em breve. Em junho, a perfuração do prospecto JEQ#1 será reiniciada com o objetivo de atingir a profundidade final de 4.700 metros e os resultados estão previstos para o terceiro trimestre deste ano.

A QGEP é o operador do Bloco com participação de 100%. O CAPEX para a conclusão da perfuração do prospecto JEQ#1 está previsto em US\$70 milhões em 2013.

BS-4

Para o prospecto Piapara, os serviços necessários para a perfuração estão sendo contratados. Este prospecto tem objetivos na seção pré-sal e sua perfuração está prevista para o início do primeiro semestre de 2014. O CAPEX correspondente à participação da QGEP neste poço está estimado em US\$ 80 milhões.

O Bloco BS-4, localizado a 185 km da costa brasileira, está posicionado dentro da Picanha Azul e apresenta alto potencial no pré-sal, como evidenciado por descobertas nas regiões vizinhas de Libra, Franco, entre outras.

BM-S-8

No final do primeiro trimestre, após os resultados positivos do prospecto Carcará, a ANP aprovou o Plano de Avaliação revisado para o Bloco BM-S-8. A revisão inclui a perfuração de um poço de extensão no segundo semestre de 2013, seguido de um teste de formação a poço revestido, além de um poço no prospecto Guanxuma previsto para ser perfurado em 2014, entre outros requisitos. Um segundo poço poderá ser perfurado em 2014 dependendo dos resultados dos estudos que estão sendo conduzidos pelo Consórcio.

O Plano de Avaliação revisado considera uma nova área para o Bloco BM-S-8 de 2.089 km², redução de 14% em relação a área anterior. A porção devolvida não inclui nenhum prospecto identificado pelo consórcio.

De acordo com o novo Plano de Avaliação, haverá um teste de longa duração em 2015. O cronograma do Operador prevê a perfuração dos poços de produção em Carcará em 2016-2017 e o primeiro óleo está estimado para 2018.

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

Na Concessão BM-C-27, a mais recente aquisição da QGEP, a perfuração está prevista para começar em 2015 no prospecto de pré-sal Guanabara Profundo. A postergação ocorreu em função da necessidade de equipamentos específicos para a perfuração, dado que o Consórcio planeja investigar outros reservatórios na área. A Companhia aguarda a aprovação da ANP para a transferência dos 30% de direitos de participação desta concessão.

Em 2015, o CAPEX líquido para a QGEP para a perfuração do prospecto Guanabara Profundo está previsto em US\$55 milhões, o que inclui um carregamento de parte dos investimentos do Operador no poço. A Concessão BM-C-27 engloba os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, localizados em águas rasas na Bacia de Campos a cerca de 70 km da costa.

BM-S-12

Com a aprovação da revisão do Plano de Avaliação para a reentrada no poço Ilha Bela (1-SCS-13), pela ANP, o Consórcio está avaliando a melhor forma de prosseguir com essas operações dentro do cronograma de atividades previstas. A reentrada está programada para 2014 com CAPEX líquido para a QGEP de aproximadamente US\$25 milhões.

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

Na Concessão BM-CAL-12, o início da perfuração do poço pioneiro está previsto para 2014, tendo como objetivo o prospecto CAM#01 (Além-Tejo). A continuidade das atividades na concessão está condicionada à emissão da licença ambiental, cujo estudo já foi submetido ao IBAMA.

O CAPEX líquido para a QGEP das atividades na Concessão BM-CAL-12 em 2014 está previsto em aproximadamente US\$40 milhões.

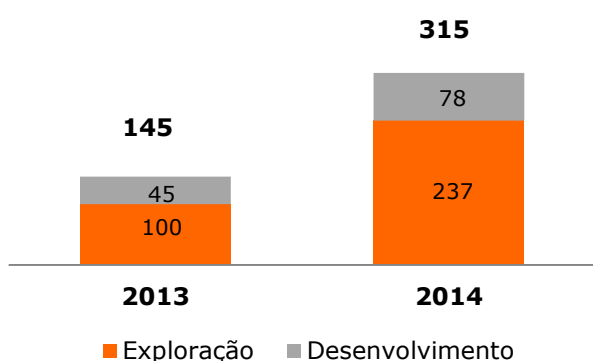
BM-CAL-5

O Consórcio planeja começar a perfuração no Bloco BM-CAL-5 em 2014, onde um poço adicional será perfurado para avaliação da descoberta de Copaíba. O Consórcio aguarda a emissão do Termo de Referência pelo IBAMA relativo aos estudos necessários ao licenciamento ambiental.

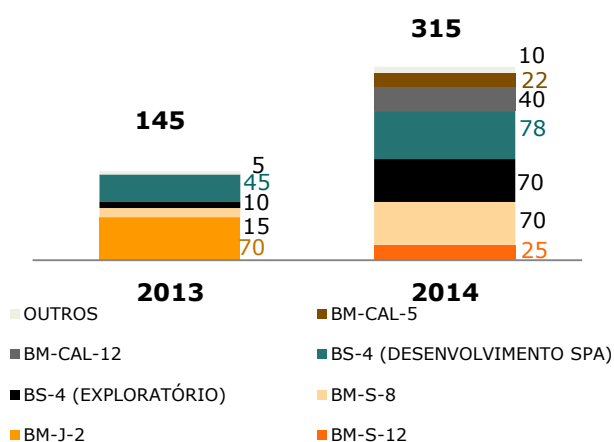
O CAPEX das atividades do Bloco BM-CAL-5 está previsto em aproximadamente US\$22 milhões, líquidos para a QGEP.

CAPEX

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



Eventos Corporativos Recentes

- ▶ No dia 11 de março de 2013, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o terceiro programa de opção de ações outorgando um total de 2.307.096 ações que correspondem a 0,87% das ações da Companhia. Este programa tem como objetivo reter talentos na Companhia.
- ▶ No dia 06 de maio de 2013, o Conselho de Administração autorizou o terceiro programa de recompra de ações de emissão da própria Companhia, que tem como principal objetivo a implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações – 2013 da Companhia. Serão adquiridas até 2.307.096 ações ordinárias em um prazo máximo de 365 dias a contar da data de aprovação do Plano de Recompra de Ações pelo Conselho de Administração da Companhia.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 1T13 e 1T12. Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório de desempenho foram arredondados para facilitar sua 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)

	1T13	1T12	Δ%
Lucro líquido do período	65,7	69,2	-5,1%
Amortização e depreciação	23,6	17,3	36,2%
Receita financeira líquida	(18,3)	(39,3)	53,3%
Imposto de renda e contribuição social	5,6	14,0	-60,2%
EBITDA⁽¹⁾	76,5	61,3	24,9%
Baixa de poços secos ou sub Comerciais ⁽²⁾	1,4	-	N/D
EBITDAX⁽³⁾	77,9	61,3	27,2%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	58,0%	63,8%	-9,1%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	59,1%	63,8%	-7,4%
Dívida líquida ⁽⁶⁾	(1.034,3)	(891,5)	-16,0%
Dívida líquida/EBITDAX	-3,43	-6,43	46,7%

⁽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, 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 resultado financeiro líquido, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

⁽²⁾ Baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais.

⁽³⁾ EBITDAX é uma medida utilizada pelo setor de óleo e gás calculada pela seguinte fórmula: EBITDA + baixa de poços secos ou sub comerciais.

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

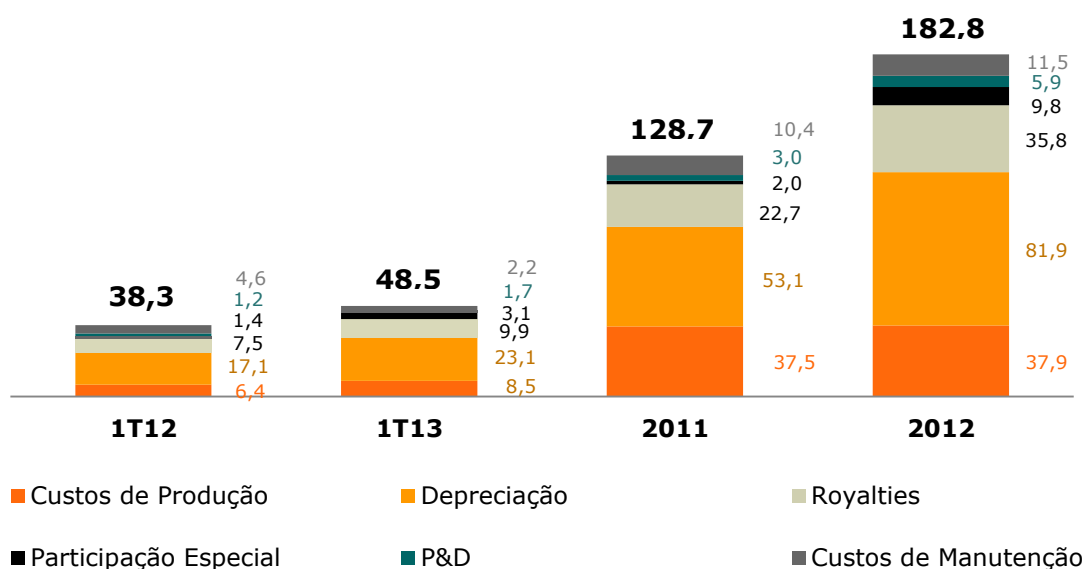
⁽⁶⁾ A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo, e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, 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 no 1T13 foi de R\$131,9 milhões, aumento de 37,4% em relação ao 1T12. Como ocorreu em trimestres anteriores, houve forte demanda por parte das usinas termelétricas brasileiras devido à estiagem prolongada no Brasil, o que resultou em altos níveis de produção no Campo de Manati.

A produção diária recorde de 6,6 MMm³ no primeiro trimestre levou a um aumento de 26,6% nos custos operacionais, que atingiram R\$ 48,5 milhões, incluindo: R\$ 23,1 milhões em amortizações, R\$ 8,5 milhões em custos de produção, R\$ 9,9 milhões em royalties, R\$ 4,8 milhões em participação especial e pesquisa e desenvolvimento e R\$2,2 milhões em custos de manutenção.

Custos Operacionais (R\$ milhões)



Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas alcançaram R\$16,7 milhões no 1T13, montante R\$6,0 milhões superior ao registrado no mesmo período de 2012. A variação reflete as novas atribuições da QGEP como operador e consequente aumento do quadro de funcionários. O saldo também incluiu R\$1,0 milhão de despesas não recorrentes relativas à participação na próxima Rodada de Licitação da ANP.

Gastos exploratórios

Os gastos exploratórios totais no trimestre somaram R\$13,5 milhões, um aumento de R\$10,5 milhões em relação ao 1T12. Do montante de R\$13,5 milhões no 1T13, R\$9,8 milhões se referem a despesas com dados sísmicos para potenciais aquisições, bem como para o último *farm-in* realizado pela Companhia, BM-C-27.

Resultado Financeiro Líquido

No 1T13, a Companhia apresentou resultado financeiro líquido de R\$18,3 milhões, o que representa redução significativa em relação aos R\$39,3 milhões registrados no mesmo trimestre do ano anterior. A variação é resultado principalmente da redução da taxa de juros básica no Brasil no período, além do resultado positivo da variação cambial sobre passivos registrados em 2012. O resultado financeiro líquido do trimestre incluiu R\$18,8 milhões em receitas financeiras e R\$0,5 milhão em despesas financeiras.

Lucro Líquido

O lucro líquido da Companhia no 1T13 foi de R\$65,7 milhões, uma redução de 5,1% em relação ao resultado obtido no 1T12. O excelente desempenho operacional no trimestre, refletido nas linhas de receita e de EBITDAX, resultou em um lucro líquido elevado, mesmo considerando um menor resultado financeiro neste trimestre em comparação com o mesmo período do ano anterior.

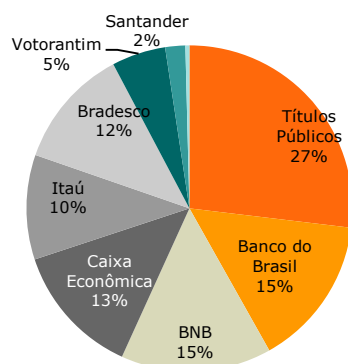
Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

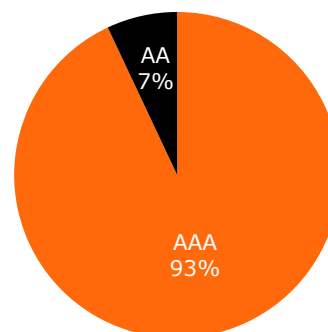
Ao final do 1T13, o saldo de caixa e a posição líquida de caixa da Companhia totalizavam R\$1.034,3 milhões.

O caixa é investido em fundos exclusivos e em ativos de renda fixa, todos em reais. Aproximadamente 92% dos fundos têm liquidez diária. O rendimento médio da carteira acumulado até 31 de março de 2013 foi de 101,6% do CDI. A distribuição dos fundos é apresentada nos gráficos abaixo.

Distribuição dos Investimentos



Ratings*



*Não inclui títulos públicos

Contas a Receber/Pagar

O saldo de contas a receber totalizou R\$101,2 milhões ao final do 1T13, comparado a R\$92,8 milhões em 31 de dezembro de 2012. O saldo de contas a pagar foi de R\$36,2 milhões ao final do trimestre, similar ao valor total de R\$32,5 milhões registrado no final de 2012.

Endividamento

A QGEP encerrou o 1T13 sem endividamento. Conforme divulgado anteriormente, a Companhia eliminou sua dívida durante o segundo trimestre de 2012, após quitar os empréstimos do BNDES e do BNB, relativos ao desenvolvimento do Campo de Manati.

Fluxo de Caixa Operacional

O fluxo de caixa operacional da QGEP totalizou R\$98,7 milhões no primeiro trimestre de 2013, montante 77,1% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior. A evolução se deve ao recorde de produção no primeiro trimestre deste ano registrado no Campo de Manati.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa Côrte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Flávia Gorin
Coordenadora de Relações com Investidores

Gabriela Lima
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Phone: 55 21 3509-5959
Fax: 55 21 3509-5958
E-mail: ri@qgep.com.br
www.qgep.com.br/ri

Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a única empresa privada brasileira a operar na área *premium* do pré-sal no País. É qualificada pela ANP para atuar como Operador A em Águas Profundas e Ultraprofundas. Conta com diversificado portfólio de ativos de alta qualidade e potencial de exploração e produção. Adicionalmente, possui 45% de participação na concessão do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é um dos maiores campos de gás natural não associado em produção no Brasil. O Campo de Manati está em operação desde 2007 e possui capacidade média de produção de cerca de 6 milhões de m³ por dia. Para mais informações, acesse www.qgep.com.br/ri.

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros, e de crescimento da QGEP. Estas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração da Companhia em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o seu plano de negócios. Tais projeções estão substancialmente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Estes aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Tais fatores estão sujeitos à alteração sem aviso prévio.

As informações financeiras consolidadas da Companhia para os trimestres findos em 31 de março de 2013 e 31 de março de 2012 foram elaboradas segundo as normas do IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – DRE

Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	1T13	1T12	Δ%
Receita Líquida	131,9	96,0	37,4%
Custos operacionais	(48,5)	(38,3)	-26,6%
Lucro (Prejuízo) Bruto	83,4	57,7	44,6%
Receitas (Despesas) Operacionais			
Despesas Gerais e Administrativas	(16,7)	(10,7)	-56,6%
Equivalência Patrimonial	(0,2)	-	N/D
Gastos Exploratórios	(13,5)	(3,0)	N/D
Outras despesas operacionais líquidas	-	-	N/D
Resultado operacional antes do resultado financeiro	52,9	44,0	20,4%
Resultado financeiro líquido	18,3	39,3	-53,3%
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	71,3	83,2	-14,3%
Imposto de renda e contribuição social	(5,6)	(14,0)	60,2%
Lucro líquido do período	65,7	69,2	-5,1%

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	1T13	4T12	Δ%
Ativo			
Circulante	1.180,9	1.100,1	7,3%
Caixa e equivalentes de Caixa	674,1	871,3	-22,6%
Apliações financeiros	360,2	80,9	N/D
Contas a Receber	101,2	92,8	9,0%
Impostos e contribuições a recuperar	18,9	35,7	-47,1%
Outros	26,5	19,3	37,0%
Não Circulante	1.326,9	1.334,0	-0,5%
Realizável a longo prazo			
Caixa restrito	27,7	24,2	14,3%
Impostos a recuperar	0,4	0,4	-
Investimentos	4,3	-	N/D
Imobilizado	758,2	773,2	-1,9%
Intangível	536,3	536,1	-
Total do Ativo	2.507,7	2.434,0	3,0%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	96,7	89,8	7,7%
Fornecedores	36,2	32,5	11,4%
Impostos e contribuições a recolher	30,1	23,8	26,5%
Remuneração e obrigações sociais	6,7	11,7	-42,5%
Contas a pagar - partes relacionadas	0,3	0,1	196,5%
Empréstimos e financiamentos	-	-	N/D
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	10,7	9,0	18,4%
Outras obrigações	12,7	12,7	-
Não Circulante	114,8	116,5	-1,5%
Empréstimos e financiamentos	-	-	N/D
Provisão para abandono	114,8	116,5	-1,5%
Patrimônio líquido	2.296,3	2.227,8	3,1%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Outros resultados abrangentes	0,2	-	N/D
Reserva de lucros	176,4	176,4	-
Reserva de capital	(24,1)	(26,7)	9,8%
Lucro líquido do período	65,7	-	N/D
Total do passivo e patrimônio líquido	2.507,7	2.434,0	3,0%

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)

	1T13	1T12	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período	65,7	69,2	-5,1%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:			
Amortização e depreciação	23,6	17,3	36,2%
Equivalencia Patrimonial	0,2	-	N/D
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	(0,1)	N/D
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	-	1,9	N/D
Despesas com plano de opções de ações	2,6	1,5	78,2%
Provisão para imposto de renda e contribuição social	(5,6)	14,0	139,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,7	1,2	33,9%
Variação cambial nas contas a pagar para aquisição de blocos exploratórios	-	(22,8)	N/D
Variação cambial sobre provisão para abandono	(1,7)	(3,1)	44,8%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	1,3	(2,9)	143,9%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	10,9	(20,7)	152,4%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	98,7	55,7	77,1%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(295,9)	(232,3)	-27,4%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	-	(30,1)	N/D
Ajustes acumulados na conversão	0,1	-	N/D
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(197,2)	(206,6)	4,6%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	871,3	1.022,0	-14,7%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	674,1	815,4	-17,3%
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(197,2)	206,6	4,6%

Anexo IV – GLOSSÁRIO

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultraprofundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de Óleo Equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção.
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em <i>farm-out</i> .
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 Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
Picanha Azul	Área estratégica de cerca de 140 mil km ² , que se estende do litoral brasileiro do Espírito Santo à Santa Catarina, denominada "Polígono do Pré-sal" pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, reclassificada do Regime de Concessão vigente no Brasil para o Regime de Partilha de Produção.
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 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 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	Quantidades 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.