

3º TRIMESTRE DE 2012

# Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.

## TELECONFERÊNCIA

Português (com tradução simultânea para Inglês)

08 de novembro de 2012

12h00 (Horário de Brasília)

09h00 (Horário US EST)

Dial in Brasil: +55 11 4706-0951

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



# QGEP Divulga os Resultados do Terceiro Trimestre de 2012

**Rio de Janeiro, 7 de novembro de 2012** – A QGEP Participações S.A. (BM&FBovespa: QGEP3), maior produtora independente de petróleo e gás do Brasil, anunciou hoje os resultados para o trimestre encerrado em 30 de setembro de 2012. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em base consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, descritas na seção financeira deste relatório.

▶ A produção média de gás atingiu 6,7 MMm<sup>3</sup>/dia no 3T12; patamar similar ao registrado no 2T12. No 9M12, a produção média foi de 6,1 MMm<sup>3</sup>/dia.

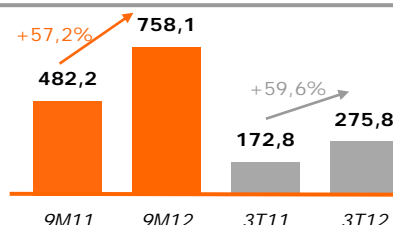
▶ A receita líquida totalizou R\$ 127,2 milhões, crescimento de 71,8% em relação ao 3T11 e de 3,3% em relação ao 2T12. No 9M12, a receita líquida atingiu R\$ 346,3 milhões, 68,2% acima do resultado do 9M11.

▶ O EBITDAX no 3T12 foi de R\$ 87,1 milhões, um aumento de 85,3% em comparação ao 3T11; a margem EBITDAX atingiu 68,4%. No 9M12, o EBITDAX aumentou 111,5% quando comparado ao 9M11.

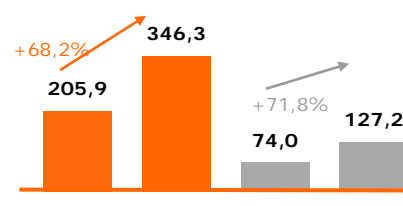
▶ O lucro líquido alcançou R\$ 61,9 milhões, comparado a um prejuízo de R\$ 3,5 milhões no 3T11; a margem líquida atingiu 48,7% no período. No 9M12, o lucro líquido atingiu R\$ 35,1 milhões.

▶ O fluxo de caixa gerado das atividades operacionais foi de R\$ 64,5 milhões, similar aos R\$ 64,9 milhões do 2T12. O saldo de caixa\* totalizou R\$ 925,5 milhões em 30 de setembro de 2012.

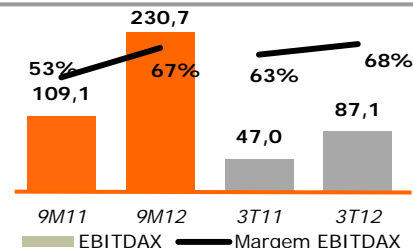
**Produção de Gás (milhões de m<sup>3</sup>)**



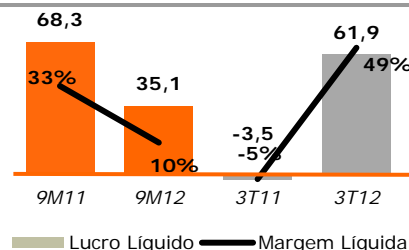
**Receita Líquida (R\$ milhões)**



**EBITDAX (R\$ milhões)**



**Lucro Líquido (R\$ milhões)**



\*Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

## Mensagem da Administração

Neste trimestre, tivemos um excelente desempenho financeiro e operacional. Registramos aumento significativo nas linhas de receita, EBITDA e lucro líquido, tanto na comparação anual como na trimestral, principalmente em função dos altos níveis de produção no Campo de Manati. Além disso, nossa geração de caixa das atividades operacionais foi substancial e alcançamos importante progresso nos nossos projetos exploratórios durante os primeiros nove meses deste ano.

A forte demanda por gás natural gerou resultados bastante positivos no Campo de Manati, onde a produção média diária atingiu 6,7 MMm<sup>3</sup> de gás natural no terceiro trimestre e de 6,1 MMm<sup>3</sup> nos primeiros nove meses de 2012. O aumento anual de 60% nos níveis de produção em relação ao mesmo período de 2011 levou a:

- ▶ Crescimento de 72% nas receitas do terceiro trimestre de 2012, passando de R\$ 74 milhões no 3T11 para R\$ 127 milhões no 3T12;
- ▶ Aumento de 85% no EBITDAX para R\$87 milhões no trimestre, comparado a R\$47 milhões no mesmo período do ano anterior; e
- ▶ Fluxo de caixa das atividades operacionais de R\$65 milhões, um aumento de 23% comparado ao 3T11.

Nossa participação majoritária neste campo de alta performance é um diferencial importante para a QGEP em relação as empresas independentes no setor de óleo e gás no Brasil, fornecendo à Companhia recursos para investir em sua carteira de ativos. Mantemos nossa expectativa de que a capacidade média de produção no Campo de Manati seja 6,0 MMm<sup>3</sup> por dia em 2012, considerando os níveis excepcionais de produção registrados no segundo e terceiro trimestres do ano.

Ainda com relação aos nossos ativos em desenvolvimento, continuamos com as atividades relacionadas ao desenvolvimento dos campos do pós-sal de Atlanta e Oliva, onde somos o operador e possuímos uma participação de 30%. Estamos aguardamos a aprovação formal da ANP para prosseguir com o plano de desenvolvimento revisado, e enquanto isso, negociamos contratos de serviços e de *long lead items*, incluindo sondas e outros equipamentos necessários, com o objetivo de estarmos preparados para iniciar a perfuração durante o segundo semestre de 2013.

Nosso prospecto de Carcará, localizado no Bloco BM-S-8, continua sendo o mais promissor no curto prazo. Já atingimos a profundidade final do poço e a fase de testes foi então iniciada. Baseado no que vimos até agora, o poço Carcará apresenta uma das maiores colunas de óleo do pré-sal no Brasil, cuja descoberta poderá ser efetivamente transformadora para a Companhia. Estamos prosseguindo com os testes de formação para obter mais dados a respeito do potencial de produção do reservatório, com isso os resultados deste poço serão divulgados nos próximos meses. Ao mesmo tempo em que reconhecemos a importância de divulgarmos mais informações ao mercado sobre os volumes estimados associados a esta importante descoberta, também sabemos da importância de sermos criteriosos e estarmos seguros nas estimativas informadas ao mercado. Após os resultados do BM-S-8, estamos planejando contratar um Relatório de Certificação de Reservas e Recursos para o nosso portfólio exploratório atual, e esperamos divulgá-lo até o final do primeiro semestre de 2013.

Estamos também em negociação para contratar uma sonda com o objetivo de finalizar a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1) no Bloco BM-J-2 na Bacia de Jequitinhonha, e estamos confiantes de que a sonda será contratada até o final deste ano.

Adicionalmente anunciamos nosso mais recente acordo de farm-in nos Blocos C-M-122, C-M-145, C-M-146 (Concessão BM-C-27) na Bacia de Campos, trazendo um valor adicional ao portfólio da Companhia. Estes são os nossos primeiros ativos localizados com objetivos no pré-sal da Bacia de Campos e nossa participação de 30% permitirá o acesso a valiosos dados geológicos da área e do entorno fortalecendo nossa posição para futuras aquisições.

Estou satisfeito em anunciar que o Sr. Sergio Michelucci foi nomeado, a partir de 1º de dezembro de 2012, o novo Diretor de Exploração da Companhia pelo nosso Conselho de Administração. Trabalhamos em conjunto durante mais de 20 anos na Petrobras e mais recentemente na QGEP. Sergio tem vasta experiência em diversas bacias, tanto no Brasil quanto no exterior e estamos confiantes em sua capacidade de assumir essa função fundamental na Companhia e continuar com a nossa estratégia de crescimento na área de exploração.

Terminamos o terceiro trimestre de 2012 com caixa líquido de R\$ 926 milhões, o que torna a QGEP uma das companhias independentes de óleo e gás mais sólidas financeiramente no Brasil. Assim, temos flexibilidade importante para aproveitar as oportunidades de expansão bem como o desenvolvimento do nosso portfólio de ativos.

Em resumo, este foi um trimestre fantástico para a QGEP, e nossa administração e equipe técnica continuam a trabalhar em conjunto para ampliar o sucesso de nossas operações. Contamos com um grupo de profissionais altamente qualificados e alinhados com os objetivos estratégicos da Companhia. Agradecemos o interesse e apoio dos nossos acionistas, e continuaremos a informá-los sobre o nosso progresso.

## Ativos da QGEP

Campo/ Prospecto	Bloco	Bacia	Participação QGEP	Categoria de Recursos e Reservas	Fluido	Chance de sucesso geológico <sup>(1)</sup>	MMboe <sup>(2)</sup>
Manati	BCAM-40 <sup>(3)</sup>	Camamu	45%	Reserva <sup>(4)</sup>	Gás	-	58,4 <sup>(5)</sup>
Camarão Norte	BCAM-40 <sup>(3)</sup>	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 Canavieiras	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	29%	61,8 <sup>(6)</sup>
Alto Externo	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	24%	32,3 <sup>(6)</sup>
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	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
Prospecto	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Atlanta	BS-4	Santos	30%	Reserva <sup>(4)</sup>	Óleo	N/D	N/D
Oliva	BS-4	Santos	30%	Reserva <sup>(4)</sup>	Óleo	N/D	N/D
Piapara	BS-4	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Guanabara Profundo	BM-C-27	Campos	30%	Prospectivo	Óleo-Gás	N/D	N/D

<sup>(1)</sup> Chance Geológica de Sucesso conforme Relatório da GCA.

<sup>(2)</sup> Os recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes em relatórios da GCA de 31/12/2011. As taxas utilizadas na conversão para boe foram: 1.000 m<sup>3</sup> de gás equivalem a 1 m<sup>3</sup> de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m<sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris.

<sup>(3)</sup> O bloco BCAM-40 foi devolvido após as áreas dos campos de Manati e Camarão Norte terem sido definidas.

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

<sup>(5)</sup> O volume do Campo de Manati líquido para a QGEP é resultado do volume do relatório da GCA de 31/12/2011 (63,2 milhões de boe) menos o volume produzido no 9M12 (4,8 milhões).

<sup>(6)</sup> Os volumes estão ponderados pela probabilidade de 50% de ser óleo e 50% de ser gás.



# Ativos em Produção e Desenvolvimento

## MANATI

O Campo de Manati atingiu uma produção média diária de gás de 6,7 MMm<sup>3</sup> no terceiro trimestre de 2012. A forte demanda das usinas termoeletricas brasileiras continuou a contribuir para a produção durante o trimestre.

A Companhia prevê que a capacidade média de produção diária seja de 6,0 MMm<sup>3</sup> em 2012, considerando a produção de outubro, que ficou em 5,7 MMm<sup>3</sup>/dia, bem como a possível queda na demanda nos últimos três meses do ano. Uma manutenção no Campo está programada para o primeiro trimestre de 2013 e o custo esperado é de R\$15 milhões.

Conforme informado ao mercado em outubro de 2012, recebemos, neste trimestre, a certificação atualizada da Gaffney Cline & Associates (GCA) para reservas do Campo de Manati. Considerando que a produção de gás natural do Campo foi de 1,5 bilhão de m<sup>3</sup> em 2011, a certificação mostrou reservas 1P de 19,7 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, e reservas 2P e 3P de 20,5 e 22,0 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, respectivamente.

## ATLANTA E OLIVA

O Bloco BS-4 inclui os campos de óleo do pós-sal de Atlanta e Oliva, nos quais a QGEP atua como operador e possui 30% de participação. Os Campos estão localizados a 185 km da costa brasileira com óleo de 14° a 16° API e volumes *in situ* estimados em 2,1 bilhões de barris. A Companhia está se preparando para que o início da perfuração neste bloco ocorra no segundo semestre de 2013 e o primeiro óleo seja produzido até o final de 2014. Durante o terceiro trimestre, as negociações avançaram para o fornecimento de equipamentos e materiais necessários com vistas à manter o cronograma e os requisitos apresentados no Plano de Desenvolvimento entregue à ANP.

O Plano de Desenvolvimento enviado à ANP inclui um Sistema de Produção Antecipada (SPA) composto por dois poços horizontais e sua operação está prevista para um período de três anos. O sistema definitivo de produção está programado para iniciar em 2017/2018, com um FPSO com capacidade de processamento de 80-100 mil barris por dia e integração de mais dez poços, abrangendo um total de 12 poços horizontais no Campo.

# Ativos de Exploração

## BM-S-8

No Bloco BM-S-8, foi concluída a perfuração do prospecto Carcará à profundidade final de 6.671 metros. Atualmente o poço está em avaliação, o que inclui a realização de Testes de Formação a Poço Revestido (TFR), e esperamos ter resultados para divulgar ao mercado nos próximos meses. No final de outubro, o Consórcio solicitou à ANP a revisão do Plano de Avaliação da Descoberta de Bem-Te-Vi em função dos excelentes resultados obtidos no poço Carcará e aguarda manifestação da Agência. As avaliações realizadas até o momento constataram uma coluna expressiva de pelo menos 471 metros de óleo de 31° API, sendo mais de 400 metros em carbonatos microbiais. O investimento líquido para a QGEP com a perfuração e avaliação do poço Carcará está estimado em torno de US\$35 milhões.

## BS-4

Os contratos visando à perfuração do prospecto Piapara estão sendo negociados com diversos fornecedores objetivando o início das atividades no segundo semestre de 2014. Este importante prospecto para a QGEP está próximo às descobertas gigantes de Libra e Franco e perto da recente descoberta da Petrobras, Dolomita Sul, localizada a sudoeste do Bloco. O custo estimado para esta perfuração, com objetivo no pré-sal, é de US\$ 80 milhões líquidos para a QGEP.

## BM-S-12

Conforme anunciado em outubro de 2012, o consórcio solicitou à ANP a revisão do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço Ilha Bela (1-SCS-13) no Bloco BM-S-12. Esta solicitação envolve a reentrada no poço descobridor, perfurado em 2008, para que seja avaliada a possibilidade de realização de um Teste de Formação a Poço Revestido (TRF). O pedido foi submetido a ANP no final de setembro de 2012 e o Consórcio ainda aguarda resposta. Em caso de aprovação, o Consórcio espera reentrar o poço em 2014 e o investimento previsto para estas atividades está estimado em US\$25 milhões, líquidos para a QGEP.

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

A QGEP assinou com a Petrobras acordo de cessão de 30% dos direitos de exploração e produção, detidos anteriormente pela Petrobras, referente à participação na Área do Plano de Avaliação do prospecto Guanabara que engloba os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, (parte da concessão do BM-C-27) em águas rasas na Bacia de Campos. A Petrobras permanecerá como operador com participação de 70% nos blocos. A transferência dos 30% de participação para a QGEP está sujeita a aprovação da ANP.

Localizada a 70 quilômetros da costa brasileira e com lâmina d'água de 50 metros, a Área do Plano de Avaliação possui um prospecto de pré-sal identificado, Guanabara Profundo, que deverá ser perfurado em 2013 apresentando uma maior probabilidade de ocorrência de gás úmido. O acordo estabelecido com a Petrobras não requer da QGEP nenhum desembolso inicial pela participação nos blocos. A QGEP irá carregar parte dos custos de perfuração no prospecto Guanabara Profundo. Os investimentos exploratórios para a QGEP estão estimados em US\$55 milhões.

## BM-J-2

No Bloco BM-J-2, localizado na Bacia do Jequitinhonha, no qual a QGEP é operador e possui participação de 100%, o prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1) já foi perfurado até uma profundidade de 2.540 metros e a profundidade final estimada em 4.700 metros deverá ser alcançada no terceiro trimestre de 2013. Após analisar diversas alternativas, a Companhia pretende finalizar a contratação de uma sonda até o final de 2012. Com isso, a Companhia espera o retorno das atividades de perfuração no segundo trimestre de 2013.

A Companhia submeteu ao IBAMA o pedido de renovação da licença ambiental para a perfuração no bloco, que permanece válida até junho de 2013. O investimento planejado remanescente para o Bloco BM-J-2 permanece em torno de US\$70 milhões.

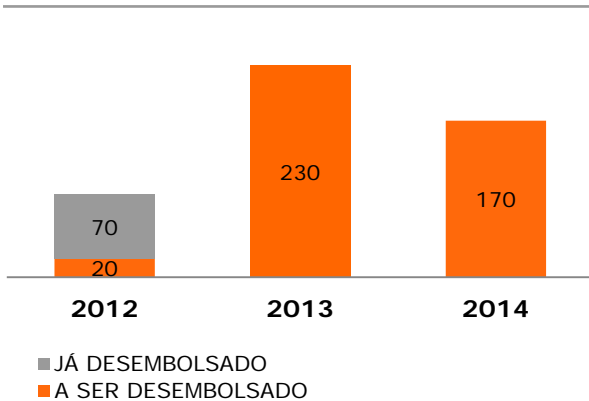
## BM-CAL-12 e BM-CAL-5

No Bloco BM-CAL-12, um poço pioneiro deverá ser perfurado em 2013, tendo como objetivo o prospecto CAM#01. Os custos exploratórios líquidos para a QGEP serão de aproximadamente US\$ 40 milhões.

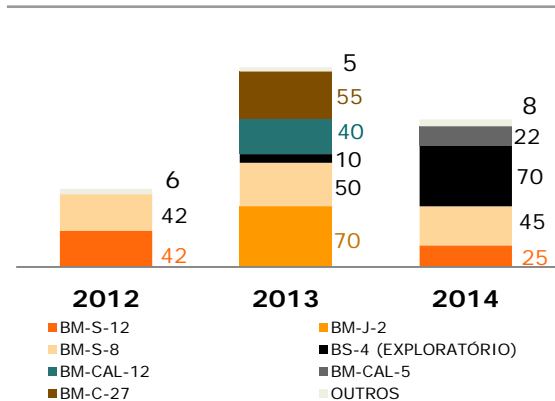
No Bloco BM-CAL-5, um poço adicional será perfurado em 2014 para a avaliação da descoberta de Copaíba. O consórcio está atualmente em processo de renovação da licença ambiental para perfuração nesta área e os custos exploratórios líquidos para a QGEP estão programados em US\$22 milhões.

## CAPEX

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



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



## Eventos Corporativos Recentes

- ▶ O Conselho de Administração da QGEP nomeou o Sr. Sergio Michelucci, a partir de 1º de dezembro de 2012, como novo Diretor de Exploração, posição anteriormente acumulada pelo nosso CEO, Sr. Lincoln Guardado. O Sr. Sérgio Michelucci é geólogo formado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul e tem especialização em geofísica pela Universidade do Texas em Austin. Sr. Michelucci possui mais de 37 anos de experiência na atividade de Exploração de Petróleo, dos quais 35 anos foram como funcionário da Petrobras, onde atuou na maioria bacias sedimentares brasileiras e em algumas do exterior (Bolívia, Peru, EUA, Cuba, Nigéria, Angola, Portugal) em posições técnicas e gerenciais. Após sua aposentadoria na Petrobras, atuou por um ano como Gerente de Interpretação da Bacia do Espírito Santo na OGX Petróleo e Gás. Em janeiro de 2012, o Sr. Michelucci se juntou à QGEP onde ocupou a posição de Gerente de Projetos Exploratórios.
- ▶ A Companhia adquiriu 60% das ações (1,6 milhões de ações) referentes ao segundo programa de recompra aprovado pelo Conselho de Administração no 2T12.

- ▶ O Conselho de Administração da QGEP tomou a decisão de incorporar a Manati S.A. à Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. A reestruturação, que ainda depende da aprovação da ANP, não terá impacto sobre as atividades de produção no Campo de Manati.



## Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para 3T12, 3T11, 9M12 e 9M11. Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação e, por essa razão, podem apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas das informações trimestrais. Adicionalmente, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

### Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	3T12	3T11	Δ%	9M12	9M11	Δ%
Lucro (Prejuízo) Líquido	61,9	(3,5)	N/D	35,1	68,3	-48,6%
Amortização e depreciação	23,1	14,0	65,1%	62,2	38,1	63,3%
Despesa /(Receita) Financeira	(19,4)	13,4	-244,5%	(66,4)	(59,0)	-12,6%
Imposto de renda e contribuição social	12,8	1,6	N/D	30,8	23,0	34,0%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>78,5</b>	<b>25,6</b>	<b>206,3%</b>	<b>61,7</b>	<b>70,4</b>	<b>-12,3%</b>
Custos exploratórios	8,6	21,4	-59,8%	169,0	38,7	336,8%
<b>EBITDAX<sup>(2)</sup></b>	<b>87,1</b>	<b>47,0</b>	<b>85,3%</b>	<b>230,7</b>	<b>109,1</b>	<b>111,5%</b>
Margem EBITDA <sup>(3)</sup>	61,7%	34,6%	78,9%	17,8%	34,2%	-47,9%
Margem EBITDAX <sup>(4)</sup>	68,4%	63,5%	7,8%	66,6%	53,0%	25,8%
Dívida Líquida <sup>(5)</sup>	(925,5)	(1.158,2)	20,1%	(925,5)	(1.158,2)	20,1%
Dívida Líquida/EBITDAX	-3,50	-6,35	44,8%	-3,50	-6,35	44,8%

(1) Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes de impostos e contribuição social, do resultado financeiro líquido e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) ou o US GAAP. Tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma 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 nossa. Além disso, o EBITDA, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos inerentes ao nosso negócio, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos resultados líquidos, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. Utilizamos o 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.

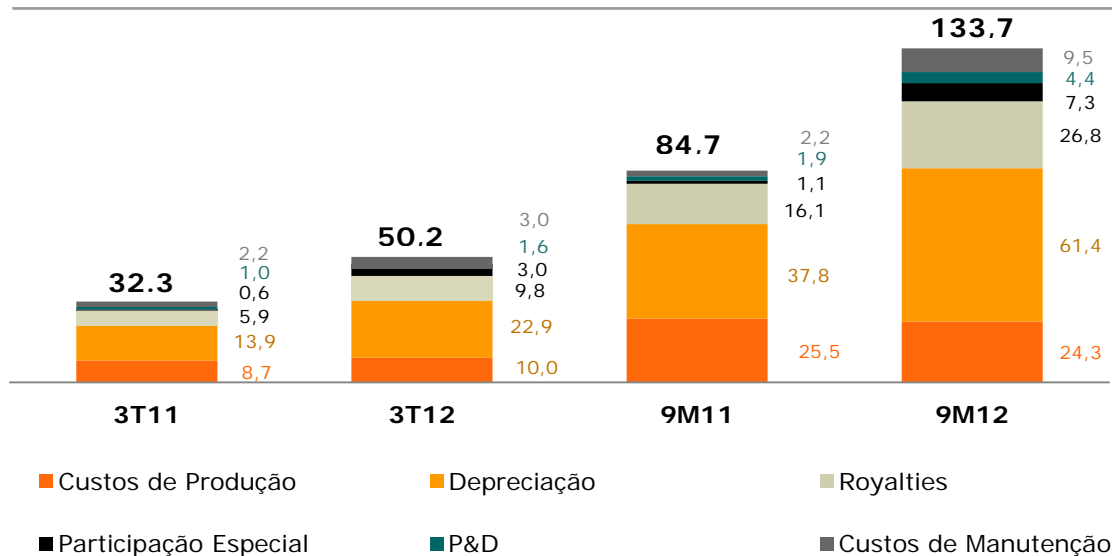
(5) A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS), ou US GAAP, ou ainda 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 3T12 totalizou R\$127,2 milhões, crescimento de 71,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, em função do aumento da produção no Campo de Manati. No 9M12, a receita líquida totalizou R\$ 346,3 milhões, um aumento de 68,2% em relação ao 9M11, resultado do retorno da capacidade total do Campo de Manati, atingida após a finalização da manutenção realizada ao longo de 2011.

O aumento na produção no 3T12 também contribuiu para o crescimento de 55,4% nos custos operacionais em relação ao mesmo período do ano anterior, alcançando R\$50,2 milhões. No 9M12, os custos operacionais totalizaram R\$133,7 milhões, valor que inclui R\$9,5 milhões em custos de manutenção.

### Custos operacionais (R\$ milhões)



## Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$13,8 milhões no 3T12, R\$6,0 milhões acima do mesmo período no ano anterior, resultado do aumento no número de funcionários da QGEF para sustentar a ampliação do escopo das operações da Companhia. No 9M12, as despesas gerais e administrativas totalizaram R\$44,9 milhões, ligeiramente abaixo dos R\$47,7 milhões registrados no 9M11.

## Custos Exploratórios

Os custos exploratórios totalizaram R\$8,6 milhões no 3T12, incluindo uma cobrança adicional de R\$6 milhões referente às atividades de perfuração no poço Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12. Os custos exploratórios foram de R\$169,0 milhões no 9M12.

## Resultado Financeiro Líquido

No 3T12, a Companhia registrou resultado financeiro líquido de R\$19,4 milhões, comparado a um resultado negativo de R\$13,4 milhões no 3T11. O resultado financeiro líquido do trimestre inclui R\$20,0 milhões em receitas financeiras e R\$0,6 milhão em despesas financeiras. O resultado financeiro do trimestre não foi impactado por variação cambial e monetária relevantes.

## Lucro Líquido

No 3T12, o lucro líquido da Companhia foi de R\$61,9 milhões. Este aumento significativo com relação ao 3T11 foi resultado do maior volume produzido no Campo de Manati, custos exploratórios menores e aumento na receita financeira. Nos primeiros nove meses de 2012, o lucro líquido da QGEF foi de R\$35,1 milhões.

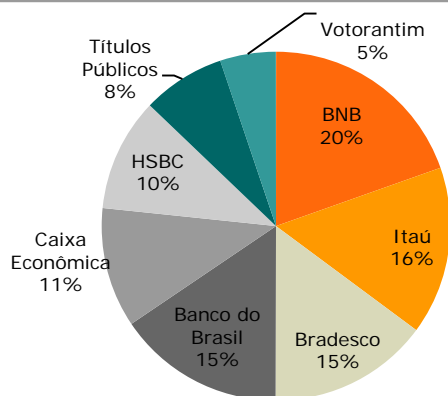
## Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

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

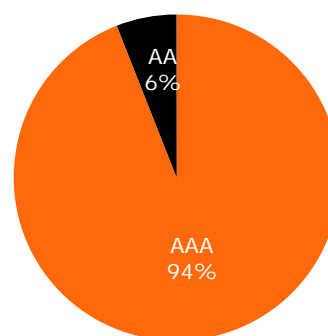
Ao final do 3T12, o saldo de caixa e a posição líquida de caixa da Companhia alcançou R\$925,5 milhões.

O saldo de caixa é aplicado em fundos exclusivos e em ativos de renda fixa, sempre em reais. O rendimento médio da carteira acumulado no ano até 30 de setembro de 2012 foi de 101,3% do CDI, e aproximadamente 95% dos fundos têm liquidez diária. A distribuição das aplicações é apresentada nos gráficos abaixo.

#### Distribuição dos Investimentos



#### Ratings



### Contas a Receber/Pagar

O saldo de contas a receber totalizou R\$99,1 milhões no 3T12, em comparação com R\$98,0 milhões registrados no 2T12, em função principalmente da venda de gás para a Petrobras. O saldo de contas a pagar totalizou R\$30,6 milhões ao final do 3T12, uma redução de 37,0% em relação ao 2T12.

### Endividamento

A Companhia não possuía endividamento ao final do terceiro trimestre de 2012. Como divulgado anteriormente, a Companhia eliminou sua dívida durante o segundo trimestre, após a quitação dos empréstimos do BNDES e do BNB, contraídos para o desenvolvimento do Campo de Manati.

### Fluxo de Caixa Operacional

O fluxo de caixa operacional da Companhia totalizou R\$64,5 milhões no 3T12, 23% acima do registrado no 3T11 e em linha com o resultado do 2T12. No 9M12, o fluxo de caixa operacional atingiu R\$185,1 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 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](mailto:ri@qgep.com.br)

[www.qgep.com.br/ri](http://www.qgep.com.br/ri)

## Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a maior empresa produtora de controle privado no setor de Exploração e Produção ("E&P") do Brasil, e a primeira e única empresa privada brasileira a operar na área premium do pré-sal no país. A QGEP foi qualificada pela ANP nas duas últimas rodadas de licitação, em 2007 e 2008, 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. O Campo de Manati está em operação desde 2007 e possui capacidade média de produção de cerca de 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Para mais informações, acesse [www.qgep.com.br/ri](http://www.qgep.com.br/ri).

*Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros, e de crescimento da companhia. Estas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração da 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 a alteração sem aviso prévio.*

As informações financeiras da Companhia foram preparadas conforme segue:

- ▶ Para os trimestres findos em 30 de setembro de 2012 e 30 de setembro 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)

	<b>3T12</b>	<b>3T11</b>	<b>Δ%</b>	<b>9M12</b>	<b>9M11</b>	<b>Δ%</b>
<b>Receita Líquida</b>	127,2	74,0	71,8%	346,3	205,9	68,2%
<b>Custos operacionais</b>	(50,2)	(32,3)	-55,4%	(133,7)	(84,7)	-57,1%
<b>Lucro (Prejuízo) Bruto</b>	<b>77,0</b>	<b>41,7</b>	<b>84,5%</b>	<b>212,6</b>	<b>121,2</b>	<b>75,4%</b>
<b>Receitas (despesas) operacionais</b>						
Despesas gerais e administrativas	(13,8)	(7,9)	-75,8%	(44,9)	(47,7)	<b>6,0%</b>
Custos exploratórios	(8,6)	(21,4)	59,8%	(169,0)	(38,7)	N/D
Outras despesas operacionais líquidas	0,8	(0,9)	188,6%	0,8	(2,5)	130,8%
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>55,3</b>	<b>11,6</b>	<b>N/D</b>	<b>(0,5)</b>	<b>32,3</b>	<b>-101,5%</b>
Resultado financeiro líquido	19,4	(13,4)	244,5%	66,4	59,0	12,6%
<b>Lucro (Prejuízo) antes de imposto de renda e contribuição social</b>	<b>74,7</b>	<b>(1,8)</b>	<b>N/D</b>	<b>65,9</b>	<b>91,3</b>	<b>-27,8%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(12,8)	(1,6)	N/D	(30,8)	(23,0)	-34,0%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido</b>	<b>61,9</b>	<b>(3,5)</b>	<b>N/D</b>	<b>35,1</b>	<b>68,3</b>	<b>-48,6%</b>

## Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

### Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	3T12	2T12	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.063,3</b>	<b>1.028,5</b>	<b>3,4%</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	875,4	797,7	9,7%
Investimentos	50,1	97,7	-48,8%
Contas a receber	99,1	98,0	1,1%
Impostos a recuperar	26,8	20,4	31,6%
Outros	12,0	14,7	-18,8%
<b>Não Circulante</b>	<b>1.341,5</b>	<b>1.348,5</b>	<b>-0,5%</b>
Caixa restrito	20,5	16,9	21,2%
Impostos a recuperar	3,9	9,4	-58,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9,0	8,3	8,9%
Imobilizado	771,9	778,0	-0,8%
Intangível	536,0	535,8	0,0%
Outros	0,1	0,1	0,0%
<b>Total do Ativo</b>	<b>2.404,8</b>	<b>2.377,0</b>	<b>1,2%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>99,0</b>	<b>117,9</b>	<b>-16,0%</b>
Contas a pagar	30,6	48,7	-37,0%
Impostos a pagar	37,8	37,3	1,5%
Folha de pagamento e encargos associados	7,4	9,0	-17,2%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,2	1,0	-76,7%
Empréstimos e financiamentos	-	-	N/D
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	10,1	8,8	14,4%
Outros	12,8	13,3	-3,4%
<b>Não Circulante</b>	<b>115,7</b>	<b>115,2</b>	<b>0,5%</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	N/D
Provisão para abandono	115,7	115,2	0,5%
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>2.190,0</b>	<b>2.143,9</b>	<b>2,2%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Reserva de investimento	87,5	87,5	-
Lucro líquido do período	35,1	(26,8)	231,0%
Reserva Legal	6,4	6,4	-
Plano de opções de ações	10,3	7,8	32,8%
Ações em tesouraria	(27,4)	(9,1)	-201,3%
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>2.404,8</b>	<b>2.377,0</b>	<b>1,2%</b>



## Anexo III – FLUXOS DE CAIXA

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

	3T12	3T11	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
Lucro (Prejuízo) líquido do período	61,9	(3,5)	N/D
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:			
Amortização e depreciação	23,1	14,0	65,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(0,7)	(2,8)	73,2%
Encargos financeiros e ganho (perda) cambial sobre empréstimos e financiamentos	-	2,2	N/D
Provisão para plano de opções de ações	2,6	1,4	82,3%
Provisão para imposto de renda e contribuição social	13,5	13,9	-2,9%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,3	0,5	156,0%
Instrumentos financeiros derivativos	-	(1,5)	N/D
Ganho (perda) cambial nas contas a pagar para aquisição de blocos exploratórios	-	37,2	N/D
Ganho (perda) cambial sobre provisão para abandono	0,5	16,7	-96,8%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	0,8	(3,0)	125,5%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(38,6)	(22,8)	-69,1%
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>64,5</b>	<b>52,6</b>	<b>22,6%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
<b>Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento</b>	<b>31,5</b>	<b>(228,4)</b>	<b>113,8%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
<b>Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento</b>	<b>(18,3)</b>	<b>(15,1)</b>	<b>-21,7%</b>
<b>Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>77,7</b>	<b>(190,9)</b>	<b>140,7%</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	797,7	1.215,7	-34,4%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	875,4	1.024,8	-14,6%
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	77,7	(190,9)	140,7%

## Anexo IV - GLOSSÁRIO

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Águas Profundas</b>	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultraprofundas</b>	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
<b>Bacia</b>	Depressão na crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	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.
<b>Boe ou Barril de Óleo Equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>Concessão</b>	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.
<b>Descoberta</b>	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.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>Farm-in e Farm-out</b>	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.
<b>GCOS</b>	Chance de sucesso geológico (Geological Chance of Success).
<b>GCA</b>	Gaffney, Cline & Associates, consultoria internacional contratada pela ANP para certificar as reservas do pré-sal.

<b>Operador(a)</b>	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.
<b>Operador Tipo A</b>	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas rasas a ultra profundas.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação viável comercialmente 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.
<b>Recursos Contingentes</b>	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.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	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.
<b>Reservas Possíveis</b>	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.
<b>Reservas Provadas</b>	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.
<b>Reservas Prováveis</b>	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.