



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

Contato de RI:  
Tel.: (55 21) 3509-5959  
e-mail: [ri@qgep.com.br](mailto:ri@qgep.com.br)  
website: [www.qgep.com.br/ri](http://www.qgep.com.br/ri)

#### Teleconferência

Português  
11 de agosto de 2011  
10:00 (horário de Brasília)  
Tel.: (55 11) 3127-4971  
Código: Queiroz Galvão

Inglês  
11 de agosto de 2011  
12:00 (horário de Brasília)  
Tel.: (412) 317-6776  
Código: Queiroz Galvão

# Release de Resultados QGEP Participações S.A. Segundo Trimestre de 2011

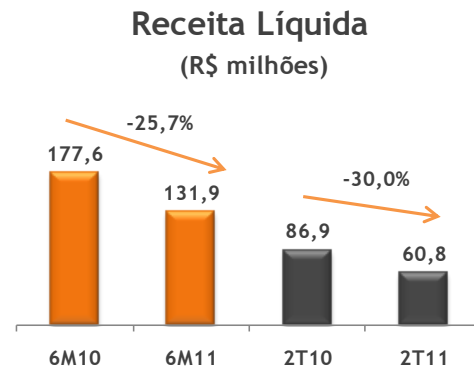
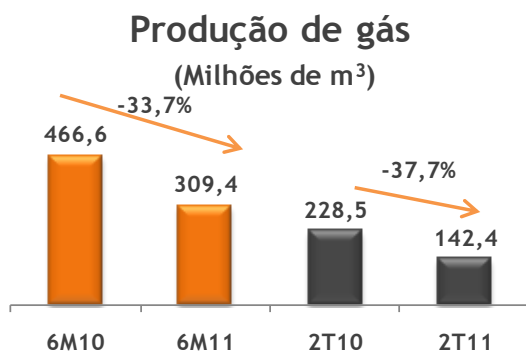


## QGEP Divulga os Resultados do Segundo Trimestre de 2011

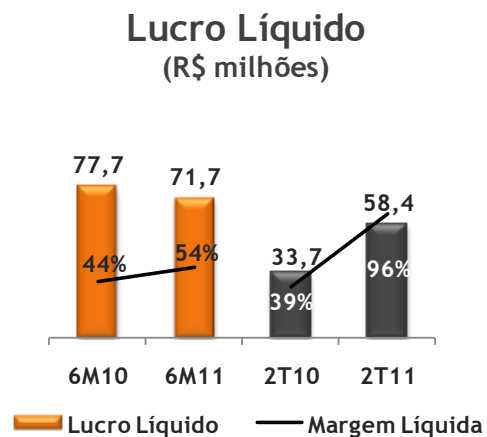
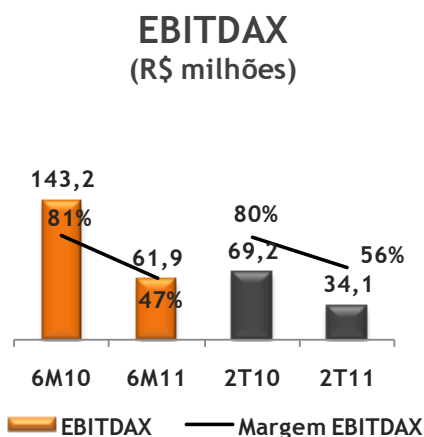
Rio de Janeiro, 10 de agosto de 2011 - A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3) a maior empresa de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção ("E&P") em termos de produção diária anualizada em barris equivalentes de petróleo ("boe"), anunciou hoje seus resultados referentes ao segundo trimestre, encerrado em 30 de junho de 2011. 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

- ▶ Aquisição de 10% de participação no Bloco BM-S-8 na Bacia de Santos por meio de um contrato de *farm-in*, que fortalece nosso posicionamento estratégico e diversifica nosso portfólio atual.
- ▶ Início de perfuração em três blocos exploratórios promissores:
  - Bloco BM-J-2 na Bacia de Jequitinhonha
  - Bloco BM-S-12 na Bacia de Santos
  - Bloco BM-S-8 na Bacia de Santos
- ▶ O fluxo de caixa das atividades operacionais atingiu R\$101,8 milhões no primeiro semestre de 2011. Em 30 de junho de 2011, o Caixa totalizava R\$1,7 bilhão\*.



- ▶ A produção de gás referente à parcela da QGEP foi de 142,4 MMm<sup>3</sup> no 2T11, como resultado do fechamento temporário para manutenção de poços produtores no Campo de Manati.
- ▶ A receita líquida no período totalizou R\$60,8 milhões, refletindo a redução temporária na produção de gás.



- ▶ O EBITDAX alcançou R\$34,1 milhões no trimestre; a margem EBITDAX foi de 56%.
- ▶ O lucro líquido totalizou R\$58,4 milhões no 2T11.

\*Inclui caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras e caixa restrito



## Mensagem da Administração

No segundo trimestre deste ano, a QGEP manteve sua trajetória de crescimento progredindo em todas as principais áreas de seu plano estratégico que visa construir valor de longo prazo para seus acionistas.

- Negociamos com sucesso um contrato de *farm-in* no segundo trimestre, anunciado no início de julho, fortalecendo nosso portfólio de ativos exploratórios de alta qualidade;
- Iniciamos a perfuração em três de nossos mais promissores ativos exploratórios;
- O Campo de Manati permanece em manutenção temporária, e esperamos um retorno progressivo da sua capacidade total de produção durante o terceiro trimestre.

Nos últimos meses, negociamos com sucesso um contrato de compra e venda para aquisição<sup>1</sup> de 10% de participação no Bloco BM-S-8, um dos maiores blocos exploratórios localizado *offshore* na Bacia de Santos, com mais de 2.400 km<sup>2</sup> de área. Através dessa transação, nos tornamos uma das primeiras companhias brasileiras de E&P a participar dessa área *premium* do pré-sal, próxima a várias descobertas gigantes. Além do elevado potencial exploratório do bloco, essa parceria é estrategicamente importante para a QGEP, pois nos coloca em posição privilegiada para capturar as futuras oportunidades na área, considerando o conhecimento que iremos adquirir como parte integrante do consórcio. Adicionalmente, a transação reforça os compromissos que assumimos durante nosso processo de IPO, já que as aquisições continuam a ser um dos elementos fundamentais de nosso plano estratégico de construir valor sustentável, de longo prazo para nossos acionistas. Acreditamos assim, demonstrar claramente nossa capacidade de expandir o portfólio de ativos de alta qualidade em áreas muito promissoras. A perfuração de um poço exploratório nesse bloco teve início em junho de 2011 e terá duração de cinco a seis meses.

Nosso programa de perfuração exploratória está em andamento e possui elevado potencial de criação de valor no curto prazo, o que vemos de forma bastante positiva. Em 5 de junho de 2011, iniciamos a perfuração de um poço exploratório no Bloco BM-J-2 na Bacia de Jequitinhonha, do qual somos o operador e detemos 100% de participação. Além disso, em 10 de julho de 2011 teve início a perfuração no Bloco BM-S-12, operado pela Petrobras, no qual detemos participação de 30%. Esperamos obter os resultados preliminares desses poços no decorrer do segundo semestre.

Continuamos a registrar resultado e fluxo de caixa operacional positivos, embora o fechamento dos poços para manutenção no Campo de Manati tenha reduzido nossa produção de gás natural no semestre. Segundo o operador, os poços remanescentes devem voltar a operar durante o terceiro trimestre deste ano. Estamos confiantes de que a produção crescerá em ritmo acelerado tão logo os poços estejam novamente em atividade. Com base nas tendências históricas, a demanda de gás natural é maior no segundo semestre do ano em função da sazonalidade.

Obtivemos resultados operacional e financeiro positivos, que permitiram à Companhia reportar um lucro líquido de R\$58,4 milhões no segundo trimestre, um aumento de 73% quando comparamos com o mesmo período do ano anterior, e de R\$71,7 milhões considerando os primeiros seis meses do ano. Adicionalmente, estamos preparados para a expansão de nossas atividades de exploração, enquanto a solidez de nosso balanço patrimonial e de nossa capacidade operacional nos coloca em posição favorável para aproveitar oportunidades de compra de novos ativos. Participaremos da próxima rodada de licitação da ANP para blocos exploratórios localizados no norte do Brasil, já aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A administração da QGEP permanece comprometida a adquirir ativos de alta qualidade para alavancar nosso crescimento e fortalecer nosso portfólio balanceado, gerando valor de longo prazo para nossos acionistas. Também estamos comprometidos a administrar com eficiência nossos ativos operacionais, a fim de gerar um fluxo de caixa sólido e consistente. Avançamos em nossas iniciativas estratégicas, ao mesmo tempo em que continuamos intensamente focados em nossas responsabilidades com relação à nossa equipe, ao meio ambiente e a sociedade, criando uma atmosfera que promova a integração em todos os setores de nossa organização.

<sup>1</sup>A transferência da titularidade da concessão está sujeita à aprovação da ANP.

## Ativos da QGEP

Campos	Bloco	Bacia	Participação da QGEP	Categoria de Reservas e Recursos	Fluido	Chance Geológica de Sucesso <sup>(1)</sup>	MMboe <sup>(2)</sup>
Manati	BCAM-40 <sup>(3)</sup>	Camamu	45%	Reserva <sup>(4)</sup>	Gás	-	72,5 <sup>(5)</sup>
Camarão Norte	BCAM-40 <sup>(3)</sup>	Camamu	45%	Contingente	Óleo-Gás	-	4,5
Copaíba	BM-CAL-5	Camamu	22,5%	Contingente	Óleo	-	17,9
Jequitibá	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Gás	-	17,2
CAM 01	BM-CAL-12	Camamu	20%	Prospectivo	Óleo	31%	24,4
JEQ #1	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	29%	61,8 <sup>(6)</sup>
JEQ #2	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	24%	32,3 <sup>(6)</sup>
Santos #1	BM-S-12	Santos	30%	Contingente/Prospectivo	Gás	30%	2,8 / 7,5
Santos #2	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	39%	52,4
Santos #3	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	19%	9,1
Santos #4	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo-Gás	40%	87,9 <sup>(3)</sup>
BM-S-8 <sup>(7)</sup>	BM-S-8	Santos	10%	Contingente/Prospectivo	Óleo	N/A	N/A

<sup>(1)</sup>GCOS divulgado no Relatório da GCA.

<sup>(2)</sup>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 m<sup>3</sup> de gás é igual a 1 m<sup>3</sup> de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m<sup>3</sup> de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

<sup>(3)</sup> O Bloco BCAM-40 foi devolvido após a delimitação das 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 é resultado do volume no relatório da GCA (80,8 milhões de boe) menos o volume produzido em 2010 (6,4 milhões de boe) e no primeiro semestre de 2011 (1,9 milhão).

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

<sup>(7)</sup> A transferência da titularidade da concessão está sujeita à aprovação da ANP.

### MANATI

Somos sócios majoritários do Campo de Manati localizado na Bacia de Camamu e operado pela Petrobras. Este, que é um dos maiores campos produtores de gás não associado do Brasil, apresentava reservas 3P de 11,5 Bm<sup>3</sup> de gás natural e condensado (72,5 milhões de boe) em 30 de junho de 2011 referentes à parcela de 45% da QGEP.

No segundo trimestre de 2011, a produção do Campo de Manati atingiu 3,5 MMm<sup>3</sup>/dia como resultado do fechamento de poços para manutenção. No final de abril dois poços retomaram a produção atingindo uma capacidade de 4,1 MMm<sup>3</sup>/dia; outro poço voltou a produzir em junho elevando então a capacidade para 5,3 MMm<sup>3</sup>/dia ao final do segundo trimestre. A manutenção continuará ao longo do terceiro trimestre, e a produção deve acelerar à medida que todos os seis poços estejam operacionais. Estimativas preliminares fornecidas pelo operador indicam que os custos totais de manutenção referentes à parcela da QGEP ficarão em torno de US\$10 milhões, dos quais a maior parte será contabilizada como custo no segundo semestre de 2011.

A produção do Campo de Manati, que em 2010 atingiu uma média de produção recorde de 6,2 MMm<sup>3</sup>/dia, representa a totalidade da receita e do fluxo de caixa operacional da QGEP. A Companhia faz parte do consórcio que detém todas as instalações de produção, tais como a plataforma, o gasoduto e a estação de tratamento, o que garante os baixos custos operacionais.



## BM-J-2

O Bloco exploratório BM-J-2 está localizado na Bacia de Jequitinhonha, a aproximadamente 20 km da costa brasileira, em lâminas d'água de até 300 metros. A Companhia é operadora e detém 100% de participação nesse Bloco, que foi adquirido em 2002 na quarta rodada de licitação da ANP.

A QGEP iniciou a perfuração de um poço exploratório em junho para testar o prospecto JEQ #1 que visa reservatórios na seção Pré-sal com a sonda Offshore Mischief. As atividades de perfuração estão em andamento e devem atingir os objetivos até o final de setembro.

## BM-S-12

O Bloco BM-S-12 está localizado na Bacia de Santos a aproximadamente 230 km da costa sudeste do Brasil, em lâminas d'água de até 700 metros. Esse Bloco mantém o status de um ativo prioritário para a Companhia, com prospectos exploratórios de classe mundial, que incluem reservatórios do Pré-sal no prospecto Santos #4.

Em 10 de julho de 2011, a QGEP iniciou as atividades de perfuração do poço exploratório Ilha do Macuco (3-SCS-15), a fim de testar os prospectos Santos #1, Santos #2, Santos #3 e Santos #4. A Companhia detém 30% de participação nesse Bloco, que é operado pela Petrobras.

O poço Ilha do Macuco é considerado um poço de avaliação para comprovar a extensão das acumulações descobertas nos prospectos Santos #1 e Santos #2 pelo poço Ilha Bela (1-SCS-13) em 2008. Esse novo poço exploratório está sendo perfurado inicialmente pela sonda Lone Star, até atingir a profundidade de 2.200 metros. A segunda fase da perfuração será realizada pela sonda Ocean Baroness e as atividades de perfuração devem se estender por cinco ou seis meses, até atingir a profundidade final estimada em 6.400 metros.

## BM-S-8

Em 5 de julho de 2011, a Companhia anunciou que firmou um contrato de compra e venda para aquisição de 10% da participação da Shell Brasil Petróleo Ltda. no Bloco BM-S-8 pelo valor de US\$175 milhões. A transferência da titularidade da concessão está atualmente aguardando a aprovação da ANP. O Bloco está localizado na Bacia de Santos, em lâmina d'água de até 2.200 metros. A Petrobras é a operadora do Bloco, com participação de 66%, a Petrogal detém 14% e os 20% restantes estão divididos igualmente entre a QGEP e a Barra Energia.

O Bloco BM-S-8, um dos maiores da Bacia de Santos, com mais de 2.400 km<sup>2</sup> de área, está localizado no *hot spot* do Pré-sal. É um Bloco de alto potencial exploratório que já conta com uma descoberta, Bem-te-vi, e uma potencial extensão de descoberta, Abaré Oeste, em um Bloco adjacente. Pelo menos mais outros quatro prospectos promissores já foram identificados. Um prospecto em particular, Biguá (1-SPS-71), começou a ser perfurado em meados de junho com a sonda Sevan Driller e a perfuração deve durar de cinco a seis meses até atingir a profundidade final de 6.400 metros.

## Outros Projetos

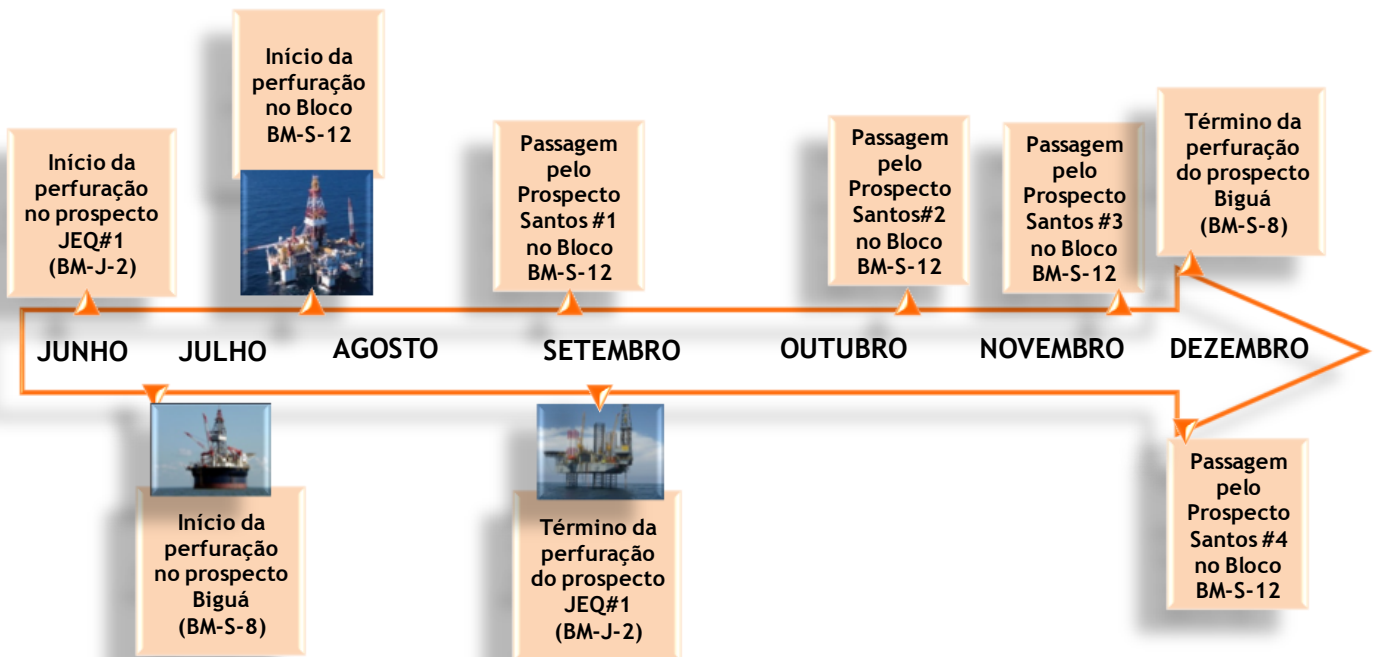
No Bloco BM-CAL-5 foram perfurados dois poços exploratórios, atualmente em fase de avaliação, conferindo à Companhia 100% de taxa de sucesso. Os volumes dessas descobertas, Copaíba e Jequitibá, foram certificados pela GCA como recursos contingentes. Um poço adicional está previsto para ser perfurado em Copaíba até novembro de 2012 e, dependendo do resultado dos estudos em andamento, um poço adicional também poderá ser perfurado em Jequitibá.

No primeiro trimestre de 2011, a QGEP participou da perfuração do poço Enseada na Bacia de Santos para testar reservatórios do pós-sal no Bloco BM-S-76. Em meados de março de 2011, a Companhia comunicou ao mercado a não identificação de zonas potencialmente produtoras nesse poço e, conseqüentemente, o Bloco BM-S-76 foi devolvido à ANP em junho de 2011.

## Perspectiva/ Cronograma de Exploração

Acreditamos que o segundo semestre de 2011 trará resultados positivos para a QGEP. Os resultados operacionais desse período devem melhorar consideravelmente em relação aos do primeiro semestre, impulsionados pelo retorno do Campo de Manati à sua capacidade total durante o terceiro trimestre.

A QGEP reafirma seu cronograma de exploração para 2011, com vários catalizadores de curto prazo, conforme demonstrado abaixo.



## Sustentabilidade, Segurança e Meio Ambiente

As atividades da QGEP são pautadas nos princípios da ética, das boas práticas de governança corporativa e do respeito ao meio ambiente. Esforçamo-nos para figurar entre as companhias com os melhores resultados no segmento de E&P e entre as melhores empresas para trabalhar no Brasil. Nossa meta é encorajar as iniciativas de responsabilidade social, a geração de empregos, a contratação de serviços e uma operação comercial que seja referência em integração e excelência.

A QGEP acredita na educação por meio da valorização de nossa cultura, que é rica em diversidade. Nosso objetivo é fornecer acesso à cultura para as comunidades localizadas nas áreas em que operamos.

No segundo trimestre de 2011, a Companhia inaugurou a primeira fase do Projeto "Portinari para Todos", que promove a consciência ambiental entre crianças com base nas obras do pintor brasileiro Cândido Portinari. Em maio de 2011, a cidade de Ilhéus foi a primeira a receber a exposição itinerante, composta por 22 quadros e oficinas de educação artística. Em junho o projeto seguiu para a cidade de Canavieiras, e as cidades de Una e Belmonte serão as próximas a receber a exposição, em agosto e setembro. Além da exposição e de várias oficinas, as escolas locais também receberam material pedagógico criado especialmente para o projeto, e os professores obtiveram treinamento para utilização dos materiais em suas salas de aula. Esse projeto é financiado utilizando o benefício fiscal da Lei Rouanet de incentivo a cultura.

A QGEP também deu prosseguimento ao seu trabalho relativo aos programas sociais e ambientais implementados em conjunto com as atividades de perfuração do BM-J-2.

## Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações consolidadas da Companhia para o 2T11.

Para o 2T10, os números abaixo representam um *carve out* das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG para o período entre 1º de abril de 2010 e 30 de junho de 2010, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações do segmento de E&P.

Essas informações financeiras foram combinadas considerando que as operações de E&P estavam sob controle e administração comuns. Por esse motivo, as demonstrações financeiras estão sendo denominadas consolidadas *carve out*, como se essas operações já estivessem segregadas no período apresentado.

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)						
	2T11	2T10	Δ%	6M11	6M10	Δ%
Lucro líquido	58,4	33,7	73,1%	71,7	77,7	-7,7%
Amortização	11,0	18,8	-41,5%	23,9	34,0	-29,6%
Resultado financeiro	(49,5)	7,2	N/A	(72,5)	14,2	-611,3%
Imposto de renda e contribuição social	11,7	8,1	-44,3%	21,4	16,1	32,6%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>31,6</b>	<b>67,8</b>	<b>-53,4%</b>	<b>44,6</b>	<b>142,0</b>	<b>-68,6%</b>
Custos exploratórios	2,5	1,4	79,7%	17,4	1,3	N/A
<b>EBITDAX<sup>(2)</sup></b>	<b>34,1</b>	<b>69,2</b>	<b>-50,8%</b>	<b>61,9</b>	<b>143,2</b>	<b>-56,8%</b>
Margem EBITDA <sup>(3)</sup>	52,0%	78,1%	-33,5%	33,8%	80,0%	-57,7%
Margem EBITDAX <sup>(4)</sup>	56,0%	79,7%	-29,7%	46,9%	80,7%	-41,8%
Dívida líquida <sup>(5)</sup>	(1.460,3)	197,5	N/A	(1.460,3)	197,5	N/A
Dívida líquida/EBITDAX <sup>(6)</sup>	-6,62	0,68	N/A	-6,62	0,68	N/A

(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 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.

(6) EBITDAX anualizado considerando os 12 meses anteriores.

### Resultado Operacional do Segundo Trimestre

No 2T11, a receita líquida totalizou R\$60,8 milhões, representando uma redução de 30% em relação ao 2T10, em função da queda de 38% nos volumes de produção do Campo de Manati. Essa redução foi resultado do fechamento para manutenção de poços produtores a partir de dezembro de 2010. Em junho de 2011, a Companhia possuía quatro poços em operação no Campo de Manati, com capacidade de produção de 5,3 MMm<sup>3</sup>/dia, e espera retornar à sua capacidade total de 7,8 MMm<sup>3</sup>/dia no terceiro trimestre de 2011.

Manati possui um contrato para venda de gás natural com uma cláusula *take-or-pay*, que nos garante uma receita mínima a um preço em Reais que é ajustado anualmente utilizando índices especificados no contrato.

A queda na produção contribuiu para uma redução de 10,4% nos custos operacionais na comparado ao mesmo período do ano anterior. Esses custos, que totalizaram R\$25,5 milhões no 2T11, incluem *royalties* e participação especial.



### **Despesas Gerais e Administrativas**

As despesas gerais e administrativas contabilizaram R\$10,4 milhões no 2T11, valor R\$2,4 milhões superior ao registrado no 2T10. Esse aumento é também resultado de: (i) R\$1 milhão relativo ao impacto do plano de opção de ações; (ii) R\$0,6 milhão direcionado ao Projeto “Portinari para Todos”, um projeto social financiado utilizando o benefício fiscal da Lei Rouanet<sup>2</sup> de incentivo a cultura; (iii) R\$0,5 milhão de custos relacionados à seguros.

### **Custos Exploratórios**

Os custos exploratórios totalizaram R\$2,5 milhões no 2T11, comparado ao montante de R\$1,4 milhão despendido no 2T10. Esses custos se referem a aquisição, processamento e análise de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixa de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais, entre outros.

### **Resultado Financeiro**

No 2T11, a Companhia gerou uma receita financeira líquida de R\$49,5 milhões, em contrapartida a uma despesa financeira líquida de R\$7,2 milhões no 2T10. Esse aumento ocorreu principalmente em função dos rendimentos financeiros obtidos sobre o montante captado no IPO da Companhia.

### **Lucro Líquido**

A Companhia reportou um lucro líquido de R\$58,4 milhões no 2T11, decorrente da combinação dos lucros operacional e financeiro. O aumento de 73,1% em relação aos níveis registrados no 2T10 é resultado do crescimento significativo da receita financeira.

## **Destques do Balanço/Fluxo de Caixa**

### **Caixa (Equivalentes de caixa, Aplicações Financeiras e Caixa Restrito)**

A Companhia encerrou o 2T11 com um saldo de caixa positivo de R\$1.669,9 milhões, representando um aumento em relação aos níveis registrados no final de 2010. Essa variação se deu basicamente em função do sucesso do IPO da Companhia, que captou aproximadamente R\$1,5 bilhão para financiar as atividades de exploração existentes e a expansão de seu portfólio de ativos. O caixa líquido reportado pela Companhia no final do 2T11 foi de R\$1.467,8 milhões.

### **Contas a Pagar / Receber**

As contas a receber totalizaram R\$57,1 milhões no final do segundo trimestre, em relação a R\$72,5 milhões no final do 2T10. As contas a pagar somaram R\$271,1 milhões no final do 2T11, um aumento significativo em relação ao 2T10, em função da provisão do pagamento do saldo remanescente do contrato de compra e venda para aquisição de uma participação de 10% no Bloco BM-S-8.

<sup>2</sup>Dedutível do imposto de renda a pagar





### Empréstimos e Financiamentos

A Companhia encerrou o 2T11 com uma dívida total de R\$202 milhões, 51% abaixo do valor apresentado no encerramento de 2010. O montante total de R\$24,1 milhões relativo ao financiamento com a IFC foi integralmente amortizado no 2T11. Adicionalmente, R\$10,5 milhões de principal e juros do financiamento com o BNDES já foram amortizados, assim como R\$9,2 milhões do financiamento com o BNB.

### Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia registrou um fluxo de caixa operacional de R\$20,2 milhões no segundo trimestre de 2011 e de R\$101,8 milhões no primeiro semestre do ano.

## Relações com Investidores

### QGEP Participações S.A.

Paula Costa

Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante

Gerente de Relações com Investidores

Flávia Steinberg

Especialista em Relações com Investidores

Pedro Luz

Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ

CEP: 20031-918

Tel.: 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 de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção (“E&P”) com base na produção diária anualizada em barris equivalentes de petróleo (“boe”) no Brasil, segundo dados da ANP, e a única empresa de controle privado brasileiro no setor de E&P 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 o maior Campo de gás natural não associado em produção no Brasil de acordo com dados da ANP de 2010. Esse Campo se encontra em operação desde 2007 e tem capacidade de produção de aproximadamente 50,3 mil boe por dia. Para mais informações, acesse o site: [www.qgep.com.br/ri](http://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 como segue:

- ▶ Para o trimestre findo em junho de 2010: nossas informações financeiras consolidadas *carve out* foram derivadas de nossas demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da QGOG, usando exclusivamente os resultados históricos de operações e ativos e passivos atribuíveis ao segmento E&P, que incluem nosso investimento em Manati e as operações do BS-3 S.A. As informações financeiras foram preparadas por nós de acordo com o IFRS, emitido pela IASB.
- ▶ Para o trimestre findo em 30 de junho de 2011: informações financeiras consolidadas da Companhia. As informações financeiras foram preparadas por nós de acordo com o IFRS, emitido pela IASB.

## Anexo I - DRE

DRE (em R\$ milhões)						
	2T11	2T10	Δ%	6M11	6M10	Δ%
Receita líquida	60,8	86,9	-30,0%	131,9	177,6	-25,7%
Custos operacionais	(25,5)	(28,5)	-10,4%	(52,4)	(58,9)	-11,0%
Lucro bruto	35,3	58,4	-39,5%	79,5	118,7	-33,0%
Receitas (despesas) operacionais						
Gerais e administrativas	(10,4)	(8,0)	29,4%	(39,9)	(9,4)	323,9%
Custos exploratórios	(2,5)	(1,4)	79,7%	(17,4)	(1,3)	N/A
Outras despesas operacionais líquidas	(1,9)	-	N/A	(1,6)	-	N/A
Lucro operacional	20,6	49,0	-58,0%	20,7	108,0	-80,9%
Resultado financeiro líquido	49,5	(7,2)	N/A	72,5	(14,2)	N/A
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	70,1	41,9	67,5%	93,1	93,8	-0,8%
Imposto de renda e contribuição social	(11,7)	(8,1)	44,3%	(21,4)	(16,1)	32,6%
Lucro líquido do período	58,4	33,7	73,1%	71,7	77,7	-7,7%

## Anexo II - Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial (em R\$ milhões) <i>Carve out</i>			
	2T11	1T11	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.619,3</b>	<b>1.682,0</b>	<b>-4%</b>
Caixa e equivalente de caixa	1.215,7	1.242,5	-2%
Aplicações financeiras	326,0	382,0	-15%
Contas a receber	57,1	50,4	13%
Impostos e contribuição a recuperar	8,5	1,3	565%
Despesas antecipadas	-	4,3	N/A
Outros	12,0	1,6	645%
<b>Não Circulante</b>	<b>1.133,7</b>	<b>837,6</b>	<b>35%</b>
Caixa restrito	128,1	124,8	3%
Impostos a recuperar	0,2	0,2	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2,4	3,6	-34%
Imobilizado	720,7	703,1	3%
Intangível	282,3	5,9	N/A
<b>Total do Ativo</b>	<b>2.753,0</b>	<b>2.519,6</b>	<b>9%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>361,5</b>	<b>168,4</b>	<b>115%</b>
Fornecedores	271,1	17,7	N/A
Impostos e contribuição a recolher	15,7	23,1	-32%
Remuneração e obrigações sociais	2,0	19,1	-90%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	1,0	2,2	-56%
Empréstimos e financiamentos	52,3	76,2	-31%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	5,9	5,9	-
Provisão para garantia devolução blocos	-	10,6	N/A
Outros	13,7	13,6	1%
<b>Não Circulante</b>	<b>238,9</b>	<b>257,9</b>	<b>-7%</b>
Empréstimos e financiamentos	149,8	164,9	-9%
Provisão para abandono	89,1	92,9	-4%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.152,6</b>	<b>2.093,4</b>	<b>3%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Lucro líquido do período	71,7	13,4	437%
Reserva legal	1,8	1,8	-
Dividendos propostos	-	0,1	N/A
Plano de opção de ações	0,9	-	N/A
<b>TOTAL do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>2.753,0</b>	<b>2.519,6</b>	<b>9%</b>



## Anexo III - Fluxo de Caixa

Demonstração do Fluxo de Caixa (em R\$ milhões)		
	2T11	6M11
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
Lucro líquido do período	58,4	71,7
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:		
Amortização e depreciação	11,1	24,1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1,2	0,4
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	(7,5)	(13,5)
Provisão para blocos devolvidos	(10,6)	(10,6)
Redução nos ativos fixos	2,4	14,0
Provisão para plano de opção de ações	0,9	0,9
Provisão para imposto de renda e contribuição social	1,0	11,4
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	-	0,9
Variação cambial sobre provisão para abandono	(3,9)	(6,0)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(20,0)	6,8
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(12,9)	1,4
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>20,1</b>	<b>101,8</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(9,0)	(419,3)
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(37,9)	1.396,0
<b>Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(26,7)</b>	<b>1.078,5</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.242,5	137,2
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.215,7	1.215,7
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(26,7)	1.078,5



## Anexo IV - Glossário

Glossário	
<b>Águas Profundas</b>	Profundidade de água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Profundidade da água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultra Profundas</b>	Profundidade da água com mais de 1.501 metros.
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Barril de Óleo ou bbl</b>	Um barril <i>stock tank</i> , medida-padrão de volume de petróleo correspondente a cerca de 159 litros.
<b>Bbl/dia</b>	Barris por dia.
<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 onde, 1.000 m <sup>3</sup> de gás igual a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado (equivalência energética) e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado igual a 6,29 barris.
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>CCOS</b>	Chance de sucesso comercial ( <i>Commercial Chance of Success</i> ).
<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, 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.
<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 <i>Farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em <i>Farm-out</i> .
<b>GCOS</b>	Chance de sucesso geológico ( <i>Geological Chance of Success</i> ).
<b>GCA</b>	Gaffney, Cline & Associates
<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>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	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.
<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 Contingentes Brutos</b>	Representa a totalidade dos Recursos Contingentes
<b>Recursos Contingentes Líquidos</b>	Representa a participação da companhia dos Recursos Contingentes
<b>Recursos Contingentes 3C</b>	Estimativa elevada de Recursos Contingentes, com somente 10% de chance de ser alcançada ou excedida.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico
<b>Recursos Prospectivos Riscados Ajustados</b>	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso comercial.
<b>Recursos Prospectivos Líquidos Riscados</b>	Representa a participação da companhia dos Recursos Prospectivos Riscados.
<b>Recursos Prospectivos Não Riscados</b>	São os Recursos Prospectivos sem aplicar a probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	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.
<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, 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.
<b>Reservas Prováveis</b>	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.