



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  
15 de março de 2012  
10h00 (horário de Brasília)  
9h00 (horário de Nova York)  
Tel.: + 55 (11) 4688-6361  
Código: Queiroz Galvão

Inglês  
15 de março de 2012  
12h00 (horário de Brasília)  
11h00 (horário de Nova York)  
Tel.: + 55 (11) 4688-6361  
Código: Queiroz Galvão

# Release de Resultados QGEP Participações S.A.

## 2011 e 4T11





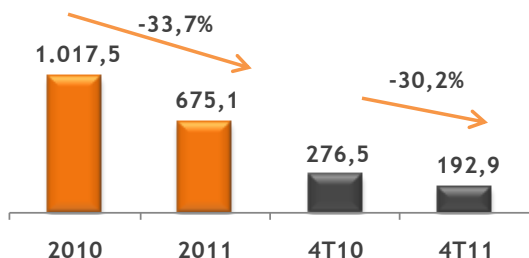
## A QGEP Divulga seus Resultados do 4T11 e de 2011

Rio de Janeiro, 14 de março de 2012 - A QGEP Participações S.A. (BM&FBovespa: QGEP3), a maior empresa de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção ("E&P") em termos de produção diária anualizada em barris de óleo equivalente ("boe") e a única empresa privada brasileira qualificada como Operador "A" pela ANP, anuncia hoje seus resultados referentes ao quarto trimestre e ao ano 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.

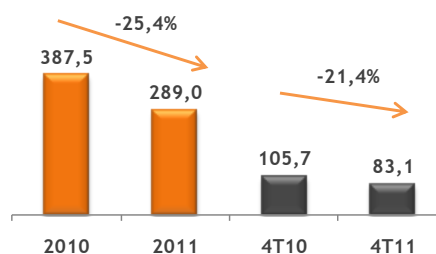
### Destaques

- ▶ No final de 2011, todos os seis poços de Manati estavam habilitados a operar, restabelecendo a capacidade total de produção do Campo.
- ▶ A produção de gás natural atingiu uma média de 4,1 MMm<sup>3</sup>/dia em 2011 e 4,7 MMm<sup>3</sup>/dia no 4T11. Durante o ano, o volume de produção foi impactado pela manutenção realizada no Campo de Manati.
- ▶ A QGEP foi aprovada pela ANP como operador do Bloco BS-4, localizado na Bacia de Santos.
- ▶ As atividades exploratórias continuam nos Blocos BM-S-12 e BM-S-8, ambos na Bacia de Santos.
- ▶ O fluxo de caixa das atividades operacionais alcançou R\$194,2 milhões em 2011 e R\$39,8 milhões no 4T11. Em 31 de dezembro de 2011, o saldo de caixa\* totalizava R\$1.213,4 milhões.
- ▶ A receita líquida alcançou R\$289,0 milhões e R\$83,1 milhões em 2011 e no 4T11, respectivamente.

**Produção de gás**  
(Milhões de m<sup>3</sup>)

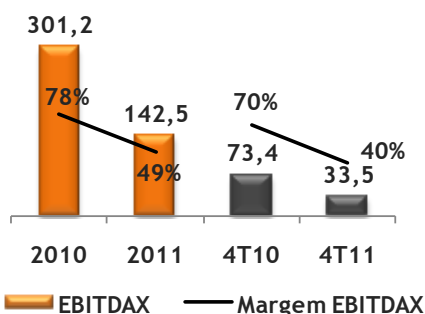


**Receita Líquida**  
(R\$ milhões)

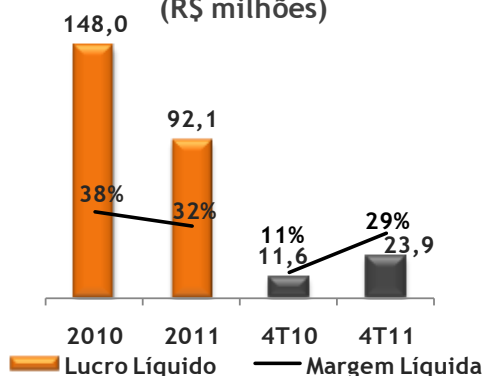


- ▶ O EBITDAX atingiu R\$142,5 milhões em 2011, e margem EBITDAX de 49,3%.
- ▶ O lucro líquido totalizou R\$92,1 milhões em 2011, comparado a R\$148 milhões em 2010; no 4T11, o lucro líquido foi de R\$23,9 milhões, apresentando um aumento de 106,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem líquida atingiu 32% em 2011.

**EBITDAX**  
(R\$ milhões)



**Lucro Líquido**  
(R\$ milhões)





## Mensagem da Administração

O ano de 2011 foi repleto de transformações para a QGEP. Nossa bem-sucedida Oferta Pública Inicial de Ações (“IPO”) resultou em uma captação líquida de aproximadamente R\$1,5 bilhão, que nos permitiu desenvolver nossos ativos existentes e expandir e diversificar nosso portfólio exploratório. Ao longo deste primeiro ano como companhia de capital aberto, fizemos progressos significativos na concretização do nosso planejamento estratégico, atingindo o objetivo de expandir o portfólio da QGEP de forma balanceada.

Os destaques de 2011 incluíram:

- ▶ O retorno da capacidade total de produção no Campo de Manati no quarto trimestre de 2011, após a conclusão dos trabalhos de manutenção realizados durante o ano;
- ▶ As negociações bem-sucedidas de dois acordos de *farm-in* para os Blocos BM-S-8 e BS-4, ativos promissores localizados na Bacia de Santos, uma das áreas exploratórias mais prolíferas do Brasil;
- ▶ As atividades de perfuração em andamento nos Blocos BM-S-12 e BM-S-8, com resultados esperados no curto e médio prazos;
- ▶ A confirmação pela ANP da QGEP como operador de águas profundas, Operador A, dos campos de Atlanta e Oliva (BS-4)

Alcançamos um fluxo de caixa operacional positivo de R\$194,2 milhões em 2011, mesmo impactado pela manutenção realizada no Campo de Manati. Retornamos à capacidade total de produção no final do quarto trimestre, e, para 2012, prevemos apenas manutenções programadas, que não devem impactar a expectativa de 6 MMm<sup>3</sup> de capacidade média diária de gás natural.

Em 2011, concluímos dois importantes acordos de *farm-in*, adicionando ativos exploratórios e em desenvolvimento localizados no pré-sal da Bacia de Santos.

Em junho de 2011, iniciamos a perfuração do poço Biguá, no Bloco BM-S-8, primeiro *farm-in* realizado pela empresa após o IPO. Os resultados desse poço indicaram a presença de óleo e os dados coletados ainda estão sendo analisados. Demonstrando a confiança do consórcio no potencial desse Bloco, foi iniciada mais recentemente a perfuração de outro prospecto com objetivo no pré-sal, Carcará, cujos resultados são esperados para o segundo trimestre de 2012.

O Bloco BS-4, nosso segundo *farm-in*, está localizado em área de alta prospectividade da Bacia de Santos e próximo a descobertas gigantes do pré-sal, tais como Libra e Franco, denotando um cenário promissor para futura exploração nesta área. No início de 2012, a QGEP obteve a aprovação da ANP para atuar como operador nesse Bloco, ratificando a nossa importante posição como a única companhia brasileira independente qualificada como operador “A”. No quarto trimestre de 2011, aumentamos substancialmente nossa equipe técnica com profissionais de larga experiência na indústria para dar suporte às operações no Bloco BS-4. Os campos de Atlanta e Oliva somam mais de 2 bilhões de barris de óleo *in situ* e a perfuração de desenvolvimento a ser iniciada no final de 2013 propiciará um aumento do potencial de produção e fluxo de caixa da companhia no médio prazo.

Em janeiro de 2012, a perfuração no Bloco BM-S-12 foi reiniciada. Resultados recentes dos prospectos Santos#2 e Santos#3 indicaram a inexistência de reservatórios de boa qualidade na locação do poço Ilha do Macuco, o que neste momento reduz as expectativas quanto aos volumes desses prospectos. O resultado do prospecto Santos #4, no pré-sal do Bloco, é esperado para o final do segundo trimestre de 2012. Ressaltamos a independência dos resultados de cada um dos prospectos e que as informações obtidas até o momento não alteram nossas expectativas em relação ao prospecto Santos#4.

Em 2011, seguindo nosso planejamento estratégico, reforçamos nosso compromisso de contínua criação de valor. Tivemos sucesso em atingir lucro e fluxo de caixa operacionais positivos mesmo sob condições limitadas de produção do Campo de Manati; além de expandir nosso portfólio de ativos e diversificar nossas fontes potenciais de receita. Estamos confiantes que 2012 será mais um ano de sucesso com o retorno da produção de gás natural aos níveis recorrentes e o avanço em nossas atividades de E&P.





## Ativos da QGEP

Campo/ Prospecto	Bloco	Bacia	Participação da QGEP	Categoria de Reservas de 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	-	70,2 <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
Jequitibá	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Gás	-	17,2
CAM 01	BM-CAL-12	Camamu	20%	Prospectivo	Óleo	31%	24,4
Alto de Canaveiras	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 #1	BM-S-12	Santos	30%	Contingente/ Prospectivo	Gás	30% <sup>(7)</sup>	2,8/7,5 <sup>(7)</sup>
Santos #2	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	39% <sup>(7)</sup>	52,4 <sup>(7)</sup>
Santos #4	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo-Gás	40%	87,9 <sup>(6)</sup>
Bem-te-vi	BM-S-8	Santos	10%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Abaré Oeste	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Biguá	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Carcará	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Prospecto 1	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Prospecto 2	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Atlanta	BS-4	Santos	30%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Oliva	BS-4	Santos	30%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Piapara	BS-4	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A

<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 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 de Manati e Camarão Norte ter sido definida.

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

<sup>(5)</sup> O volume de Manati é resultado do volume no relatório da GCA de 31/12/2010 (74,4 milhões de boe) menos o volume produzido em 2011 (4,2 milhões de boe).

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

<sup>(7)</sup> Os volumes e Chance Geológica de Sucesso estão sendo revisados.



## MANATI

Localizado na Bacia de Camamu, o Campo de Manati é um dos maiores produtores de gás não associado do Brasil. A QGEP possui participação de 45% nesse campo, que é operado pela Petrobras.

Em 2010, o Campo de Manati atingiu a produção média diária de 6,2 MMm<sup>3</sup>, seguida por 4,1 MMm<sup>3</sup> em 2011. Essa redução na comparação anual foi resultado da manutenção realizada e já concluída em dezembro de 2011.

Conforme divulgado anteriormente, a produção média diária do 4T11 foi de 4,7 MMm<sup>3</sup>/dia, obtida por meio de cinco dos seis poços. Em dezembro de 2011, a QGEP anunciou que todos os seis poços estavam operacionais e que o Campo de Manati havia retornado à sua plena capacidade. A Companhia incorreu em uma despesa de R\$10 milhões em custos de manutenção no Campo de Manati durante 2011.

O cronograma de manutenção programado para o campo em 2012 não deve afetar a capacidade média de produção projetada para o ano, que é de 6 MMm<sup>3</sup>/dia. As estimativas fornecidas pelo operador indicam que os custos de manutenção para a QGEP em 2012 serão de R\$17 milhões, que inclui parcela não desembolsada referente à manutenção de 2011.

## BM-S-12

A Companhia possui participação de 30% no Bloco BM-S-12, localizado na Bacia de Santos, a cerca de 230 km da costa.

Em julho de 2011, foi iniciada a perfuração no poço Ilha do Macuco para testar os prospectos Santos #1, Santos #2, Santos #3 e Santos #4. Em 1º de fevereiro de 2012, a Companhia anunciou que havia atravessado o prospecto Santos #2 utilizando a sonda Ocean Baroness a uma profundidade de 5.200 metros. Entretanto, os dados obtidos até aquele momento continuavam inconclusivos.

Após a perfilagem final desta fase, os seguintes resultados foram identificados na locação Ilha do Macuco:

- ▶ Santos#1: os reservatórios apresentam pequena espessura e são portadores de água.
- ▶ Santos#2: os reservatórios previstos não ocorreram, ainda que exista a possibilidade da ocorrência desses reservatórios nas demais direções do prospecto. Assim, os resultados desse poço reduziram o volume potencial anunciado anteriormente no relatório da GCA, datado de dezembro de 2009. Um melhor entendimento dessa redução de volume só poderá ser obtido após uma reinterpretação sísmica e geológica, que já está em andamento.
- ▶ Santos#3: os dados indicaram a presença de reservatório de baixa porosidade, o que levou a Companhia a decidir não prosseguir com suas atividades direcionadas a esse prospecto.

A Companhia prevê que a profundidade total de 6.400 metros, que inclui o prospecto do pré-sal, Santos #4, seja atingida até o final do 2T12. Em 2011, o CAPEX total de perfuração incorrido pela QGEP nesse bloco foi de US\$30 milhões; para 2012, esses custos estão estimados em aproximadamente US\$40 milhões.

## BM-S-8

Um dos maiores blocos da região, o Bloco BM-S-8 está localizado em um *hot spot* do pré-sal, na Bacia de Santos. Este Bloco conta com uma descoberta, Bem-te-vi, e uma potencial extensão de outra descoberta, Abaré Oeste, localizada no Bloco adjacente, BM-S-9. Ao menos outros quatro prospectos promissores e independentes foram identificados, incluindo o poço Biguá, cuja perfuração foi iniciada em junho de 2011. Os resultados desse poço indicaram a presença de óleo e os dados coletados ainda estão sendo analisados.

Em dezembro de 2011, a Companhia iniciou a perfuração em outro poço de grande potencial, no pré-sal do bloco, Carcará, com a Sonda Sevan Driller. A perfuração está progredindo conforme o planejado e os resultados serão anunciados após a conclusão do poço, que deve ocorrer no segundo trimestre de 2012.



O Bloco BS-4 está localizado a 185 km da costa brasileira, em área que apresenta alta prospectividade no pré-sal e próxima a descobertas gigantes de óleo, tais como Libra e Franco. A QGEP foi recentemente aprovada pela ANP como Operador desse Bloco, que é formado pelos campos de óleo de Atlanta e Oliva, localizados no pós-sal com volumes de óleo *in situ* estimados em 2,0 bilhões de barris. Conforme anunciado anteriormente, os planos para o desenvolvimento desses campos estão em revisão junto a ANP. A primeira fase do plano de desenvolvimento de Atlanta considera um poço horizontal a ser perfurado em 2013 a fim de realizar um teste de longa duração (TLD), com o primeiro óleo esperado para 2014. Adicionalmente, um prospecto do pré-sal de alto potencial, Piapara, deve ser perfurado também em 2014.

### BM-J-2

A QGEP é operador do bloco exploratório BM-J-2, localizado na Bacia de Jequitinhonha, com 100% de participação. No final de setembro de 2011, a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1), com objetivos no pré-sal, foi temporariamente suspensa a uma profundidade de 2.540 metros, em razão de condicionantes do IBAMA, que prevêem um período de restrição das atividades de exploração na área por um período definido.

A Companhia confirma seus planos de reiniciar a perfuração do poço Alto de Canavieiras (JEQ #1) assim que possível, sob a licença ambiental já existente que é válida até junho de 2013. Atualmente, a QGEP está negociando a contratação de uma sonda, além de estar em discussões com o IBAMA para finalizar os detalhes do cronograma de perfuração. Com a conclusão destas negociações, que poderá ocorrer ainda no segundo trimestre de 2012, a Companhia espera atingir a profundidade total de 4.700 metros em aproximadamente dois meses após a perfuração ter sido iniciada.

A mais recente estimativa dos custos associados à perfuração do JEQ #1 está em US\$140 milhões, incluindo os US\$70 milhões já desembolsados em 2011.

### Outros Projetos

No Bloco BM-CAL-5, os volumes de dois poços, o Copaíba e o Jequitibá, foram certificados pela GCA como recursos contingentes. Um poço adicional está previsto para ser perfurado em Copaíba no segundo semestre de 2012.

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

## Sustentabilidade, Segurança e Meio Ambiente

Na área de influência do Bloco BM-J-2, a empresa, consciente de sua responsabilidade para com o meio ambiente, optou pela manutenção de alguns projetos na região, como o Projeto de Monitoramento de Desembarque Pesqueiro, com o intuito de contribuir para a geração de dados estatísticos sobre a produção pesqueira na região.

Em 2011, podemos destacar dentre outros o bom andamento das atividades do Projeto de Compensação da Atividade Pesqueira. Este projeto visa estabelecer compensações através do diálogo franco com as comunidades tradicionais locais que por ventura venham a sofrer impactos da atividade desenvolvida pela empresa na região, como a restrição de área de pesca. Foram envolvidas comunidades identificadas nos quatro municípios da área de influencia direta da atividade (Ilhéus, Una, Canavieiras e Belmonte) que, após diversas reuniões com a QGEP e consultores especializados, puderam escolher de maneira participativa as ações compensatórias para cada grupo comunitário. Este Projeto será implementado ao longo de 2012.

Ao longo do terceiro trimestre a empresa também iniciou a implantação de indicadores de gestão para a sustentabilidade. A QGEP pretende publicar o seu primeiro Relatório Anual de Sustentabilidade referente ao ano fiscal de 2011 já no modelo preconizado internacionalmente pela Global Report Initiative (GRI). Para tanto a empresa ampliou o diálogo com seus diversos públicos de interesse e desenvolveu uma pesquisa online para conhecer quais os temas de maior relevância para os diversos grupos.

## Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 4T11, o 4T10 e o Exercício Fiscal de 2011.

Para o período entre 1º de janeiro e 30 de setembro de 2010, as demonstrações financeiras abaixo representam um *carve out* das demonstrações financeiras consolidadas da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., utilizando exclusivamente resultados históricos de operações do segmento de E&P.

Estas 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.

Consolidated Financial Information (R\$ million)						
	4T11	4T10	Δ%	2011	2010	Δ%
Lucro Líquido	23,9	11,6	106,0%	92,1	148,0	-37,8%
Amortização	15,5	21,3	-27,2%	53,6	76,5	-29,9%
Resultado Financeiro	(25,3)	(3,4)	N/A	(84,4)	3,6	N/A
Imposto de Renda / Contribuição Social	6,1	6,1	-	29,1	32,7	-11,0%
EBITDA <sup>(1)</sup>	20,2	35,6	-43,3%	90,4	260,8	-65,3%
Custos Exploratórios	13,4	37,9	-64,6%	52,1	40,4	29,0%
EBITDAX <sup>(2)</sup>	33,5	73,4	-54,2%	142,5	301,2	-52,7%
Margem EBITDA <sup>(3)</sup>	24,3%	33,7%	-28,2%	31,3%	67,3%	-53,6%
Margem EBITDAX <sup>(4)</sup>	40,4%	69,5%	-41,9%	49,3%	77,7%	-36,4%
Dívida Líquida <sup>(5)</sup>	(1.098,5)	21,3	N/A	(1.098,5)	21,3	N/A
Dívida Líquida/EBITDAX <sup>(6)</sup>	(7,70)	0,07	N/A	(7,70)	0,07	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 caixa, equivalentes de caixa, aplicação financeira e caixa restrito. A dívida líquida não é reconhecida segundo as 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 de nós.

(6) EBITDAX anualizado considerando os 12 meses anteriores.

### Resultado Operacional

Em 2011, a receita líquida totalizou R\$289 milhões, uma queda de 25,4% comparada aos R\$387,5 milhões registrados em 2010. Essa redução ocorreu em função dos menores volumes de produção no Campo de Manati, resultado do fechamento dos poços para manutenção realizada ao longo do ano.

A QGEP registrou receita líquida de R\$83,1 milhões no 4T11, 21,4% abaixo do 4T10, mas 12% acima da receita apurada no 3T11.

Os volumes totais de produção no Campo de Manati atingiram 1.500 MMm<sup>3</sup> em 2011, ou 675 MMm<sup>3</sup> líquidos para a Companhia. Manati possui um contrato para venda da totalidade do gás com uma cláusula *take-or-pay* a um preço em reais ajustado anualmente utilizando índices especificados no contrato.

A menor produção do Campo de Manati também contribuiu para a queda nos custos operacionais, que totalizaram R\$129 milhões em 2011, uma redução de 9% comparada aos níveis de 2010. No 4T11, os custos



operacionais totalizaram R\$44 milhões, uma queda de 6% na comparação anual, e incluíram: R\$15,2 milhões em depreciação; R\$8,8 milhões em custos de produção; R\$6,6 milhões em Royalties; R\$2,0 milhões em Participação Especial e Pesquisa & Desenvolvimento; e R\$8,2 milhões em custos de manutenção no Campo de Manati.

### **Despesas Gerais e Administrativas**

As despesas gerais e administrativas contabilizaram R\$16,3 milhões no 4T11, um aumento substancial de 135,2% comparado aos R\$6,9 milhões registrados no mesmo período de 2010. Esse aumento resultou principalmente de: (i) R\$7,3 milhões relativos à folha de pagamento (R\$4,9 milhões acima do valor registrado no 4T10), em razão do aumento na equipe técnica, necessário para fazer face às atividades operacionais no Bloco BS-4 e (ii) R\$1,4 milhão relativo às opções de ações concedidas aos funcionários. As despesas gerais e administrativas, excluindo os efeitos não recorrentes relacionados ao IPO, alcançaram R\$41 milhões em 2011, contra R\$21,6 milhões em 2010.

### **Custos exploratórios**

Os custos exploratórios totais atingiram R\$52,1 milhões em 2011, representando um aumento de 29,0% na comparação anual. No 4T11, os custos exploratórios totalizaram R\$13,4 milhões, uma queda de 64,6%, em razão da contabilização da devolução dos Blocos BM-S-75 e BM-S-77 no quarto trimestre de 2010. O aumento dos custos em 2011 resultou principalmente da aquisição de dados sísmicos.

### **Outras despesas operacionais líquidas**

A Companhia registrou R\$4,8 milhões em outras despesas operacionais no 4T11, principalmente relacionadas à provisão para a multa relativa ao não cumprimento da cláusula de *delivery or pay* do contrato de venda de gás do Campo de Manati durante 2011. Nesse ano, a despesa total associada a essa multa foi de R\$7,2 milhões.

### **Resultado Financeiro**

Em 2011, a receita financeira líquida totalizou R\$84,4 milhões, comparada a uma despesa financeira líquida de R\$3,6 milhões em 2010. No 4T11, a receita financeira líquida foi de R\$25,3 milhões, contra R\$3,4 milhões registrados no 4T10; esse valor inclui uma perda cambial de R\$5,4 milhões, que reflete o impacto da volatilidade dos mercados cambiais sobre o valor a ser pago relativo à compra, pela QGEP, de 30% de participação no Bloco BS-4 e a provisão para abandono no Campo de Manati.

### **Lucro Líquido**

A Companhia registrou lucro líquido de R\$92,1 milhões em 2011, uma redução de 38% em relação aos R\$148 milhões apurados em 2010. Esse resultado reflete os menores volumes de produção do Campo de Manati, despesas gerais e administrativas mais altas e aos impactos da variação cambial.

No 4T11, o lucro líquido totalizou R\$23,9 milhões, um aumento de 106,0% comparado aos níveis do 4T10, em razão dos custos exploratórios relacionados aos Blocos BM-S-75 e BM-S-77 contabilizados no mesmo período do ano passado.

### **Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa, Aplicação Financeira e Caixa Restrito)**

A QGEP encerrou 2011 com um saldo de caixa de R\$1.213,4 milhões, em comparação a R\$1.098,5 milhões no terceiro trimestre. A posição de caixa da Companhia ao final de 2011 já refletia o pagamento integral do Bloco BM-S-8 e 10% do preço de aquisição do Bloco BS-4, totalizando R\$245,8 milhões. Em 2 de março de 2012, a Companhia efetuou o pagamento adicional referente a quitação da aquisição do Bloco BS-4.

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

No final de 2011, a Companhia possuía contas a receber no valor de R\$76,1 milhões, contra R\$82,0 milhões em 2010. As contas a pagar totalizaram R\$292,5 milhões, comparados a R\$19,0 milhões no final de 2010, sendo representadas principalmente pelo saldo a pagar referente ao contrato de compra e venda para





aquisição de uma participação de 30% no Bloco BS-4, que foi pago no 1T12, visto que a ANP já aprovou a transferência dos direitos de concessão.

### Endividamento

A Companhia encerrou 2011 com um endividamento total de R\$103,6 milhões, uma queda de 45% na comparação com o 3T11. Adicionalmente, R\$8,7 milhões em principal e juros foram amortizados com o BNDES, e R\$74,4 milhões com o BNB.

### Fluxo de Caixa Operacional

O fluxo de caixa operacional da Companhia totalizou R\$194,2 milhões em 2011, contra R\$253,0 milhões em 2010.

## Relações com Investidores

### QGEP Participações S.A.

Paula Costa  
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante  
Gerente de Relações com Investidores

Flávia Gorin  
Especialista em Relações com Investidores

Pedro Luz  
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ  
CEP: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

Telefone de RI: 55 21 3509-5959

Fax: 55 21 2215-1739

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”) e a quarta maior do setor 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 Operadora “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 novembro de 2010. O Campo cobre aproximadamente 76 km<sup>2</sup>, está em operação desde 2007, e possui capacidade de produção de cerca de 50.300 boe/dia. Para maiores informações acesso 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 conforme segue:

- ▶ Para o período iniciado em janeiro de 2010 e encerrado em setembro de 2010: nossas informações financeiras consolidadas *carve out* foram derivadas das demonstrações financeiras consolidadas *carve out* da Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A., utilizando exclusivamente os resultados históricos de operações e ativos e passivos atribuíveis ao segmento E&P, que inclui 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 encerrado em 31 de dezembro de 2010 e o exercício fiscal 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)						
	4T11	4T10	Δ%	2011	2010	Δ%
<b>Receita líquida</b>	<b>83,1</b>	<b>105,7</b>	<b>-21,4%</b>	<b>289,0</b>	<b>387,5</b>	<b>-25,4%</b>
Custos	(44,0)	(46,6)	-5,6%	(128,7)	(141,3)	-8,9%
<b>Lucro bruto</b>	<b>39,1</b>	<b>59,1</b>	<b>-33,8%</b>	<b>160,3</b>	<b>246,2</b>	<b>-34,9%</b>
<b>Receitas (despesas) operacionais</b>						
Gerais e administrativas	(16,3)	(6,9)	136,2%	(64,1)	(21,6)	196,8%
Custos exploratórios	(13,4)	(37,9)	-64,6%	(52,1)	(40,4)	29,0%
Outras despesas operacionais líquidas	(4,8)	-	N/A	(7,3)	-	N/A
<b>Lucro operacional</b>	<b>4,6</b>	<b>14,3</b>	<b>-67,8%</b>	<b>36,9</b>	<b>184,2</b>	<b>-80,0%</b>
Resultado financeiro líquido	25,3	3,4	N/A	84,4	(3,6)	N/A
<b>Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>29,9</b>	<b>17,7</b>	<b>68,9%</b>	<b>121,2</b>	<b>180,7</b>	<b>-32,9%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(6,1)	(6,1)	-	(29,1)	(32,7)	-11,0%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido do período</b>	<b>23,9</b>	<b>11,6</b>	<b>106,0%</b>	<b>92,1</b>	<b>148,0</b>	<b>-37,8%</b>



## ANEXO II - Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial (em R\$ milhões) <i>Carve out</i>			
	2011	3T11	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.258,1</b>	<b>1.299,8</b>	<b>-3,2%</b>
Caixa e equivalente de caixa	1.022,0	1.024,8	-0,3%
Aplicações financeiras	130,5	193,0	-32,4%
Contas a receber	76,1	56,3	35,2%
Impostos e contribuição a recuperar	20,7	10,8	91,7%
Outros	8,8	14,9	-40,9%
<b>Não Circulante</b>	<b>1.471,7</b>	<b>1.498,0</b>	<b>-1,8%</b>
Caixa restrito	61,0	136,9	-55,4%
Impostos a recuperar	0,2	0,1	14,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5,8	5,2	11,5%
Imobilizado	869,4	822,8	5,7%
Intangível	535,2	533,0	0,4%
Outros	0,1	-	N/A
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>2.729,7</b>	<b>2.797,9</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>395,3</b>	<b>406,9</b>	<b>-2,9%</b>
Fornecedores	292,5	312,1	-6,3%
Impostos e contribuição a recolher	24,4	19,3	26,4%
Remuneração e obrigações sociais	1,5	1,2	25,0%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,5	1,2	-58,3%
Empréstimos e financiamentos	52,0	52,3	-0,6%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	6,0	6,4	-6,3%
Outros	18,4	14,4	27,8%
<b>Não Circulante</b>	<b>158,6</b>	<b>240,6</b>	<b>-34,1%</b>
Empréstimos e financiamentos	51,6	134,8	-61,7%
Provisão para abandono	107,0	105,8	1,1%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.175,7</b>	<b>2.150,5</b>	<b>1,2%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Reserva de lucros	87,5	-	N/A
Reserva legal	6,4	1,8	N/A
Plano de opção de ações	3,7	2,3	60,9%
Lucro líquido do período	-	68,3	N/A
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>2.729,7</b>	<b>2.797,9</b>	<b>-2,4%</b>



## Anexo III - Fluxos de Caixa

Demonstração do Fluxo de Caixa (em R\$ milhões)		
	4T11	2011
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>23,9</b>	<b>92,1</b>
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:		
Amortização e depreciação	15,5	53,6
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(0,6)	(2,9)
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	3,1	17,4
Provisão para blocos devolvidos	-	(10,6)
Redução nos ativos fixos	-	14,1
Provisão para plano de opção de ações	1,4	3,7
Provisão para imposto de renda e contribuição social	6,7	32,0
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,4)	1,0
Instrumentos financeiros derivativos	1,2	(0,3)
Variação cambial sobre contas a pagar aquisição bloco exploratório	3,0	40,3
Variação cambial sobre provisão para abandono	1,2	12,0
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(24,1)	(20,2)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	9,0	(38,0)
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>39,8</b>	<b>194,2</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		
<b>Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento</b>	<b>40,5</b>	<b>(607,3)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		
<b>Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento</b>	<b>(83,2)</b>	<b>1.297,8</b>
<b>Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(2,9)</b>	<b>884,7</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.024,8	137,2
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	1.022,0	1.022,0
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(2,9)	884,7





## 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 Ultraprofundas</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.