



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

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

Teleconferência

Português
10 de novembro de 2011
10h00 (horário de Brasília)
Tel.: (55 11) 4688-6361
Código: Queiroz Galvão

Inglês
10 de novembro de 2011
12h00 (horário de Brasília)
Tel.: (786) 924-6977
Código: Queiroz Galvão

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A. Terceiro Trimestre de 2011

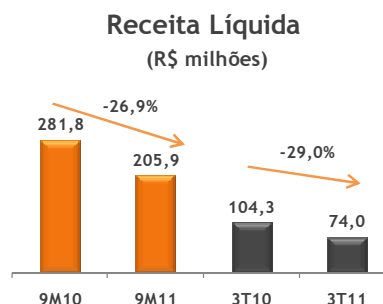
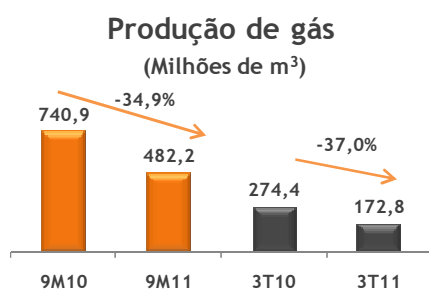


QGEP Divulga os Resultados do Terceiro Trimestre de 2011

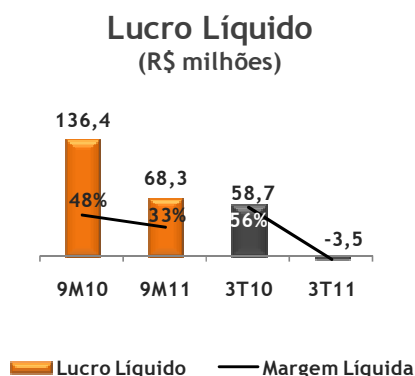
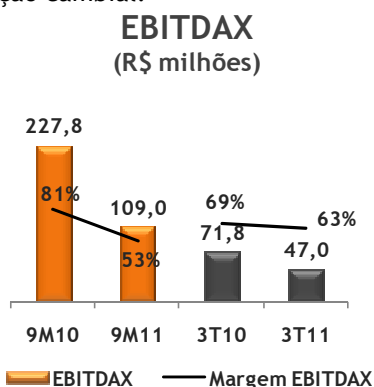
Rio de Janeiro, 9 de novembro de 2011 - A QGEP Participações S.A. (BM&FBovespa: QGEP3) a maior empresa de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção ("E&P") em termos de produção diária de barris de óleo equivalente ("boe"), anuncia hoje seus resultados referentes ao terceiro trimestre, encerrado em 30 de setembro 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

- ▶ Através de seu segundo *farm-in* em 2011, a QGEP negociou com sucesso a aquisição de 30% de participação no Bloco BS-4, na Bacia de Santos, que inclui dois campos de óleo, Atlanta e Oliva, e possui alto potencial no pré-sal. A QGEP foi designada como operador do Bloco por unanimidade pelos outros membros do consórcio.
- ▶ Continuidade das atividades exploratórias nos Blocos BM-S-12 e BM-S-8, ambos na Bacia de Santos.
- ▶ O fluxo de caixa operacional atingiu R\$154,3 milhões nos primeiros nove meses de 2011. Em 30 de setembro de 2011, os recursos em caixa totalizavam R\$1,35 bilhão*.
- ▶ A produção de gás referente à parcela da QGEP foi de 172,8 MMm³ no 3T11, uma redução quando comparada ao mesmo período do ano anterior, e um aumento de 21% em relação ao 2T11. O volume de produção deste ano, em comparação com 2010, foi impactado pelo fechamento temporário dos poços para manutenção do Campo de Manati.
- ▶ A receita líquida totalizou R\$74,0 milhões no 3T11, 29% abaixo do 3T10 e 22% acima da receita obtida no trimestre anterior, em função do aumento da produção média do Campo de Manati para 4,2 MMm³ por dia neste trimestre.



- ▶ O lucro operacional de R\$11,6 milhões, no 3T11, foi influenciado pela despesa relativa à aquisição de sísmica no valor de R\$19,1 milhões.
- ▶ O EBITDAX foi de R\$47,0 milhões no 3T11 e a margem EBITDAX foi de 63,5%.
- ▶ O prejuízo líquido totalizou R\$3,5 milhões no 3T11, principalmente em função do efeito contábil da variação cambial.



*Incluindo equivalentes de caixa, investimentos e caixa restrito.

Mensagem da Administração

Ao longo do terceiro trimestre, obtivemos progressos significativos na construção e diversificação de nosso portfólio de ativos. Nossas conquistas nos primeiros nove meses do ano reafirmaram nossa posição como um importante *player* no setor brasileiro de petróleo e gás.

Principais destaques:

- A negociação bem-sucedida do segundo contrato de *farm-in*¹ e a escolha da QGEP como operador² do Bloco BS-4;
- Continuidade das atividades de perfuração em dois de nossos mais promissores blocos exploratórios, BM-S-8 e BM-S-12, com resultados esperados para o final de 2011/início de 2012;
- Dois poços do Campo de Manati voltaram a produzir no início de novembro elevando a capacidade para 6,5MMm³ por dia; a produção no Campo de Manati retornará à sua plena capacidade até o final do quarto trimestre de 2011.

Em 24 de agosto de 2011, anunciamos a conclusão com sucesso da negociação do contrato para a aquisição¹ de 30% do Bloco BS-4, localizado na Bacia de Santos, pelo valor de US\$157,5 milhões. Esse bloco está muito próximo a importantes descobertas no pré-sal, incluindo os campos gigantes de Libra e Franco, bem como à infraestrutura de produção já previstas, tornando-se assim uma excelente adição ao nosso portfólio. O BS-4 contém dois campos de óleo, Atlanta e Oliva, com volumes “in situ” superiores a 2 bilhões de barris e que apresentam potencial de produção de curto e médio prazo. No início de outubro, a QGEP foi nomeada, de forma unânime, operador² do Bloco BS-4 pelos integrantes do consórcio. A revisão dos planos de desenvolvimento desses campos está em andamento e será submetida à ANP para análise e aprovação.

Um de nossos ativos mais promissores, o Bloco BM-S-12, teve sua segunda fase de perfuração iniciada no final de outubro com a Sonda Ocean Baroness. A profundidade final será de aproximadamente 6.400 metros e deve ser atingida até o primeiro trimestre de 2012. Os eventuais testes de avaliação serão definidos após a realização da perfuração final.

A perfuração do prospecto Biguá, no Bloco BM-S-8, foi iniciada em junho e esperamos atingir a profundidade final com resultados a serem obtidos até o final de dezembro. Em Carcará, outro prospecto do pré-sal no bloco, as atividades exploratórias serão iniciadas nos primeiros meses de 2012. Um poço piloto já foi perfurado nesta locação em agosto para subsidiar esta operação.

Conforme informado anteriormente, a perfuração no prospecto Alto de Canavieiras (JEQ #1) foi temporariamente suspensa a uma profundidade de 2.540 metros. Esperamos reiniciar a perfuração deste poço no segundo trimestre de 2012, respeitando a restrição do IBAMA quanto às atividades de perfuração na área entre os meses de outubro e fevereiro. A licença ambiental já obtida continua válida até junho de 2013, o que nos permitirá prosseguir normalmente com as atividades no Bloco BM-J-2.

Informamos que dois poços do Campo de Manati voltaram a operar no início de novembro, elevando a capacidade de produção para 6,5 MMm³ por dia. A previsão do operador é de que o poço remanescente retorne à produção ainda no quarto trimestre, restabelecendo a capacidade plena de produção do Campo. Continuamos a registrar lucro operacional e fluxo de caixa operacional positivos, mesmo com o nível temporariamente mais baixo de produção de gás natural. Durante os primeiros nove meses deste ano, o lucro operacional totalizou R\$32,3 milhões e o fluxo de caixa operacional atingiu R\$154,3 milhões.

Temos certeza que a QGEP está muito bem posicionada para capturar as boas oportunidades do setor de óleo e gás no Brasil. Com nosso sólido balanço, bem como nossa participação de 45% no Campo de Manati, que produzirá resultados ainda mais positivos nos próximos trimestres, possuímos recursos para buscar com sucesso oportunidades adicionais de crescimento. Manteremos vocês atualizados de nosso progresso.

¹ A transferência da titularidade da concessão está sujeita a aprovação da ANP.

² A sucessão da operação pela QGEP está sujeita a aprovação da ANP.

Ativos da QGEP

Campo/ Prospecto	Bloco	Bacia	Participa ção da QGEP	Categoria de Reservas e Recursos	Fluido	Chance de Sucesso Geológico (1)	MMboe(2)
Manati	BCAM-40(3)	Camamu	45%	Reserva(4)	Gás	-	71,4(5)
Camarão Norte	BCAM-40(3)	Camamu	45%	Contingente	Óleo-Gás	-	4,5
Copaíba	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Óleo	-	21,9
Jequitibá	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Gás	-	17,2
CAM 01	BM-CAL-12	Camamu	20%	Prospectivo	Óleo	31%	24,4
Alto de Canavieiras	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	29%	61,8(6)
Alto Externo	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo-Gás	24%	32,3(6)
Santos #1	BM-S-12	Santos	30%	Contingente/ Prospectivo	Gás	30%	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(6)
Bem te vi(7)	BM-S-8	Santos	10%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Abaré Oeste(7)	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Biguá(7)	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Carcará(7)	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Prospecto 1(7)	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Prospecto 2(7)	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Atlanta(7)	BS-4	Santos	30%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Oliva(7)	BS-4	Santos	30%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Piapara(7)	BS-4	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A

(1) GCOS divulgado no Relatório da GCA.

(2) Os recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes no relatório da GCA de 31/12/2009, com exceção da Reserva do Campo de Manati. A taxa de conversão para boe utilizada foi de 1.000 m³ de gás é igual a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado é igual a 6,29 barris.

(3) O bloco BCAM-40 foi devolvido após a delimitação das áreas dos Campos de Manati e de Camarão Norte terem sido definidas.

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

(5) As Reservas do Campo de Manati referente à parcela da QGEP são resultado do volume no relatório da GCA de 31/12/2010 (74,4 milhões de boe) menos o volume produzido nos primeiros nove meses de 2011 (3,0 milhões de boe).

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

(7) A transferência da titularidade da concessão está sujeita à aprovação da ANP.

MANATI

Em operação desde 2007, o Campo de Manati é um dos maiores campos produtores de gás não associado do Brasil, do qual a QGEP detém 45% de participação. Desde o final de 2010, o Campo de Manati vem passando por fechamentos temporários de seus poços para manutenção. No 3T11, com três a quatro dos seis poços operando, a média de produção diária do Campo foi de 4,2 MMm³ de gás. Com as questões logísticas e de fornecimento resolvidas, a Petrobras, operador do Campo, espera que sua plena capacidade seja alcançada até o final do quarto trimestre deste ano. Para o próximo ano, o Campo passará por manutenção preventiva programada e a previsão é que a produção média diária esperada de 6 MMm³ de gás natural não seja alterada.

No final de 2010, as reservas 3P da Companhia, certificadas pela GCA, eram de 11,8 bilhões de m³ de gás natural e condensado, ou 74,4 milhões de barris de óleo equivalente. O Relatório com base em 31 de dezembro de 2010 está disponível no website de RI da QGEP.

BM-S-12

O Bloco BM-S-12, com alto potencial para reservatórios no pós e pré-sal, está localizado na Bacia de Santos a aproximadamente 230 km da costa sudeste do Brasil. A Companhia detém 30% de participação nesse bloco, que é operado pela Petrobras.

As atividades de perfuração no poço exploratório 3-SCS-15 foram iniciadas em julho de 2011, a fim de testar os prospectos Santos #1, Santos #2, Santos #3 e Santos #4. Conhecido como Ilha do Macuco, este é um poço que visa avaliar a extensão da acumulação descoberta pelo poço Ilha Bela (SCS-13) em Santos #1 e Santos #2. Em sua primeira fase, atingiu a profundidade de 2.200 metros com a Sonda Lone Star e a segunda fase da perfuração teve início no final de outubro com a Sonda Ocean Baroness. Atualmente o poço está a aproximadamente 3.800 metros de profundidade e já cruzou o prospecto Santos#1 que terá seus resultados obtidos após a perfilagem desta fase da perfuração. A profundidade final de aproximadamente 6.400 metros deve ser alcançada durante o primeiro trimestre de 2012. Após a perfilagem final, serão considerados eventuais testes de avaliação. Os custos totais deste poço referentes à parcela da QGEP estão orçados em US\$54 milhões.

BM-S-8

Em julho de 2011, a Companhia anunciou seu primeiro *farm-in*¹ para aquisição de uma participação de 10% no Bloco BM-S-8 pelo valor de US\$175 milhões. Este é um dos maiores blocos da Bacia de Santos, com área superior a 2.400 km², e está localizado dentro da área de alta prospectividade do pré-sal. Com uma descoberta, Bem-te-vi, e uma potencial extensão de descoberta em um bloco adjacente (BM-S-9), Abaré Oeste, este Bloco possui pelo menos outros quatro prospectos promissores já identificados.

A perfuração em Biguá foi iniciada em junho de 2011 e os resultados devem ser conhecidos até o final do ano. Em outro prospecto do pré-sal no bloco, Carcará, um poço piloto foi concluído em agosto e as atividades de perfuração estão previstas para começar no início de 2012.

BS-4

O mais recente contrato de *farm-in* da QGEP, o Bloco BS-4, está localizado na Bacia de Santos, a 185 km da costa brasileira. Esta área apresenta alto potencial exploratório, visto que está próxima a diversas descobertas gigantes, tais como Libra e Franco. O Bloco está localizado em uma região que possui uma chance de sucesso geológico de aproximadamente 75%, com base em 23 descobertas feitas a partir de 30 poços exploratórios já perfurados na região.

¹ A transferência da titularidade da concessão está sujeita a aprovação da ANP.

² A sucessão da operação pela QGEP está sujeita a aprovação da ANP.

A QGEP adquiriu¹ a participação de 30% no Bloco BS-4 pelo valor de US\$157,5 milhões. Em outubro de 2011, os participantes do consórcio elegeram de forma unânime a QGEP como operador² sucessor do bloco. Esse Bloco engloba os campos de óleo do pós-sal, Atlanta e Oliva, com lâminas d'água entre 1.500 e 1.800 metros e com óleo entre 14° e 16° API. De acordo com os planos de desenvolvimento aprovados pela ANP, esses dois campos possuem um volume de mais de 2,1 bilhões de barris de óleo "in situ". Os planos de desenvolvimento estão sendo revisados e serão apresentados à ANP no futuro próximo e contemplam a perfuração de um poço a partir de 2013.

BM-J-2

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

Em junho de 2011, a Companhia iniciou a perfuração no poço Alto de Canaveiras, a fim de testar o prospecto JEQ #1 com objetivo no pré-sal. Ao final de setembro, o poço atingiu a profundidade de 2.540 metros, e teve sua perfuração temporariamente interrompida em função de condicionantes do IBAMA. Essa restrição se deve a normas de proteção em áreas de reprodução de quelônios e prevê um período de interrupção das atividades de perfuração entre os meses de outubro e fevereiro. A Companhia pretende reiniciar as atividades exploratórias no segundo trimestre de 2012, utilizando a licença ambiental já emitida que é válida até junho de 2013. A QGEP espera atingir a profundidade final estimada em 4.700 metros em aproximadamente dois meses após o reinício da perfuração. Os custos totais no BM-J-2 estão estimados em US\$85 milhões, incluindo o montante já incorrido de US\$60 milhões, e o restante tem previsão de desembolso para o primeiro semestre de 2012.

Outros Projetos

No Bloco BM-CAL-5, onde a QGEP possui participação de 27,5%, já foram perfurados dois poços exploratórios, que resultaram em descobertas que estão atualmente em fase de avaliação. Os volumes dessas duas descobertas, Copaíba e Jequitibá, foram certificados pela GCA como recursos contingentes. Um poço adicional está previsto para ser perfurado em Copaíba no segundo semestre de 2012.

Perspectiva/ Cronograma de Exploração

Com a volta do Campo de Manati a sua capacidade total, acreditamos que o quarto trimestre terá um melhor resultado operacional em relação ao trimestre anterior. Historicamente o último trimestre do ano apresenta maior demanda de gás e, com o retorno da totalidade dos poços, estaremos preparados para atendê-la.

Nos primeiros nove meses de 2011, a QGEP concentrou seus esforços na sua campanha exploratória com a perfuração de seus principais prospectos e na expansão do portfólio da Companhia por meio de aquisições estratégicas de blocos localizados na área do pré-sal da Bacia de Santos. Assim, esperamos um fluxo de notícias intenso no primeiro semestre de 2012.

Sustentabilidade, Segurança e Meio Ambiente

Ao longo do terceiro trimestre de 2011, a QGEP deu prosseguimento ao seu trabalho relativo aos programas sociais e ambientais implementados em conjunto com a atividade de perfuração no Bloco BM-J-2.

Destacamos o projeto de Monitoramento de Praias, que com o auxílio de monitores contratados na região e biólogos e veterinários experientes, monitoram mais de 100Km de faixa de praia diariamente para possível avaliação dos impactos diretos da atividade exploratória sobre a biota marinha.

Além dos programas ambientais, a QGEP também contribuiu em projetos educacionais e de incentivo ao esporte. Um exemplo é o projeto VivaVôlei, programa social chancelado pela Confederação Brasileira de Voleibol (CBV) que é financiado integralmente pela QGEP utilizando o benefício fiscal da Lei de incentivo ao esporte.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 3T11.

Para o 3T10, as demonstrações financeiras abaixo representam um *carve out* das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG para o período entre 1º de julho de 2010 e 30 de setembro 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)						
	3T11	3T10	Δ%	9M11	9M10	Δ%
Lucro Líquido	(3,5)	58,7	N/A	68,3	136,4	-50,0%
Amortização	14,0	8,5	64,2%	38,1	55,2	-31,1%
Resultado Financeiro	13,4	(7,2)	N/A	(59,0)	6,9	N/A
Imposto de Renda / Contribuição Social	1,6	10,5	-84,6%	23,0	26,6	-13,6%
EBITDA ⁽¹⁾	25,6	70,5	-63,7%	70,3	225,2	-68,8%
Custos Exploratórios	21,4	1,3	1.557,2%	38,7	2,6	1.402,6%
EBITDAX ⁽²⁾	47,0	71,8	-34,6%	109,0	227,8	-52,1%
Margem EBITDA ⁽³⁾	34,6%	67,6%	N/A	34,1%	79,9%	N/A
Margem EBITDAX ⁽⁴⁾	63,5%	68,9%	N/A	52,9%	80,8%	N/A
Dívida Líquida ⁽⁵⁾	(1.158,2)	97,6	N/A	(1.158,2)	99,1	N/A
Dívida Líquida/EBITDAX ⁽⁶⁾	-6,40	0,33	N/A	-6,40	0,34	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 Terceiro Trimestre

No 3T11, a receita líquida totalizou R\$74,0 milhões, um aumento de 22% em relação ao 2T11 e uma redução de 29% em relação ao 3T10. A queda de 37% nos volumes de produção no Campo de Manati em relação ao mesmo período do ano anterior foi resultado do fechamento de poços para manutenção nesse Campo, que teve início em dezembro de 2010.

Durante este trimestre, a Companhia produziu com três e quatro dos seis poços no Campo de Manati, atingindo uma média de produção diária de 4,2 MMm³. O retorno à sua capacidade total é esperada para o final do quarto trimestre.

Manati possui um contrato para a venda de gás natural com cláusula de take or pay e preço em Reais ajustado anualmente pelo índice contratual.

Os custos totalizaram R\$32,3 milhões no 3T11, um aumento de 27% em relação ao 2T11 e uma redução de 9,8% em relação ao 3T10. Além da operação da planta de gás, contribuíram para os custos deste período os seguintes itens: R\$13,9 milhões de depreciação; R\$5,9 milhões de royalties; R\$1,6 milhão de Participação Especial e Pesquisa & Desenvolvimento; e R\$2,2 milhões de custos de manutenção no Campo de Manati.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas contabilizaram R\$7,9 milhões no 3T11, R\$2,7 milhões acima do registrado no 3T10. Esse aumento resultou principalmente de R\$1,4 milhão relativo ao plano de opções de ações e R\$0,3 milhão relativos a seguros. No terceiro trimestre, a Companhia expandiu o número de profissionais em seu corpo técnico a fim de se preparar para cumprir com as futuras atividades como operador do Bloco BS-4 e com a estratégia de aumentar sua presença como operador de outros blocos. A QGEP continuará investindo no seu pessoal nos próximos meses.

Custos Exploratórios

Os custos exploratórios totalizaram R\$21,4 milhões no 3T11, comparados ao R\$1,3 milhão incorrido no 3T10. Esses maiores custos refletem principalmente a aquisição de dados sísmicos no valor de R\$19,1 milhões que compreende a região dos blocos onde a QGEP adquiriu participação recentemente. Além disso, a Companhia planeja adquirir dados sísmicos adicionais, que devem resultar em custos exploratórios durante o quarto trimestre no montante de cerca de R\$15,0 milhões.

Resultado Financeiro

No 3T11, a Companhia incorreu uma despesa financeira líquida de R\$13,4 milhões, que incluiu a variação cambial de R\$35,6 milhões referente ao impacto da parcela remanescente da aquisição de 30% de participação no Bloco BS-4 no Contas a Pagar. A Companhia também reconheceu R\$16,7 milhões em variação cambial relativa à provisão para o fundo de abandono do Campo de Manati. No 3T10, a Companhia registrou uma despesa financeira líquida de R\$7,2 milhões, e no 2T11 obteve uma receita financeira líquida de R\$49,5 milhões.

Lucro Líquido

A Companhia reportou um prejuízo líquido de R\$3,5 milhões no 3T11, que incluiu o impacto da desvalorização da moeda brasileira frente ao dólar norte americano mencionado acima.

Destques do Balanço/Fluxo de Caixa

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

A Companhia encerrou o 3T11 com um saldo de caixa positivo de R\$1.354,7 milhões. O caixa líquido da Companhia ao final do terceiro trimestre é de R\$1.167,6 milhões, após o pagamento de R\$245,8 milhões relativos à última parcela a ser paga pela aquisição do Bloco BM-S-8 e a 10% do valor da aquisição do Bloco BS-4.

Contas a Pagar / Receber

As contas a receber totalizaram R\$56,3 milhões no final do terceiro trimestre, contra R\$57,1 milhões no 2T11. As contas a pagar somaram R\$262,8 milhões no final do 3T11, em função da provisão para pagamento do saldo remanescente do contrato de compra e venda para aquisição de 30% de participação no Bloco BS-4.

Empréstimos e Financiamentos

A Companhia encerrou o 3T11 com uma dívida total de R\$187,1 milhões, 51% abaixo do valor apresentado no 3T10. Adicionalmente, R\$10,3 milhões de principal e juros do financiamento com o BNDES já foram amortizados, bem como R\$9,1 milhões do financiamento com o BNB.

Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia registrou um fluxo de caixa operacional de R\$52,6 milhões no terceiro trimestre de 2011, e R\$154,3 milhões nos primeiros nove meses 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

www.qgep.com.br/ri

Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a maior empresa brasileira de controle privado no setor de Exploração e Produção (“E&P”) com base na produção diária anualizada de barris equivalentes de petróleo (“boe”), segundo dados da ANP, e a única empresa brasileira de controle privado 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 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.

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 setembro 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 as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).
- ▶ Para o trimestre findo em 30 de setembro de 2011: informações financeiras consolidadas da Companhia. As informações financeiras foram preparadas por nós de acordo com as IFRS, emitidas pela IASB.

Anexo I - DRE

DRE (R\$ milhões)						
	3T11	3T10	Δ%	9M11	9M10	Δ%
Receita líquida	74,0	104,3	-29,1%	205,9	281,8	-26,9%
Custos	(32,3)	(35,8)	-9,8%	(84,7)	(94,7)	-10,6%
Lucro bruto	41,7	68,5	-39,1%	121,2	187,2	-35,3%
Receitas (despesas) operacionais						
Gerais e administrativas	(7,9)	(5,2)	51,9%	(47,8)	(14,6)	N/A
Custos exploratórios	(21,4)	(1,3)	N/A	(38,7)	(2,6)	N/A
Outras despesas operacionais líquidas	(0,9)	-	N/A	(2,5)	-	N/A
Lucro operacional	11,6	62,0	-81,3%	32,3	170,0	-81,0%
Resultado financeiro líquido	(13,4)	7,2	N/A	59,0	(6,9)	N/A
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	(1,8)	69,2	N/A	91,3	163,1	-44,0%
Imposto de renda e contribuição social	(1,6)	(10,5)	-84,8%	(23,0)	(26,6)	N/A
Lucro (Prejuízo) líquido do período	(3,5)	58,7	N/A	68,3	136,4	49,9%

Anexo II - Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial (em R\$ milhões) <i>Carve out</i>			
	3T11	2T11	Δ%
Ativo			
Circulante	1.299,8	1.619,3	-19,7%
Caixa e equivalente de caixa	1.024,8	1.215,7	-15,7%
Aplicações financeiras	193,0	326,0	-40,8%
Contas a receber	56,3	57,1	-1,4%
Impostos e contribuição a recuperar	10,8	8,5	27,1%
Outros	14,9	12,0	24,2%
Não Circulante	1.498,1	1.133,7	32,1%
Caixa restrito	136,9	128,1	6,9%
Impostos a recuperar	0,1	0,2	-28,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5,2	2,4	116,7%
Imobilizado	822,8	720,7	14,2%
Intangível	533,0	282,3	88,8%
TOTAL DO ATIVO	2.797,9	2.753,0	1,6%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	406,8	361,5	12,5%
Fornecedores	312,1	271,1	15,1%
Impostos e contribuição a recolher	19,3	15,7	22,9%
Remuneração e obrigações sociais	1,2	2,0	-39,7%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	1,2	1,0	19,5%
Empréstimos e financiamentos	52,3	52,3	-
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	6,4	5,9	8,5%
Outros	14,4	13,7	5,1%
Não Circulante	240,6	238,9	0,7%
Empréstimos e financiamentos	134,8	149,8	-10,0%
Provisão para abandono	105,8	89,1	18,8%
Patrimônio Líquido	2.150,5	2.152,6	-0,1%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Reserva legal	1,8	1,8	-
Plano de opção de ações	2,3	0,9	155,6%
Lucro líquido do período	68,3	71,7	-4,7%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.797,9	2.753,0	1,6%

Anexo III - Fluxo de Caixa

Demonstração do Fluxo de Caixa (em R\$ milhões)		
	3T11	9M11
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro líquido do período	(3,5)	68,3
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:		
Amortização e depreciação	14,0	38,1
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2,8)	(2,3)
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	2,2	14,3
Provisão para blocos devolvidos	-	(10,6)
Redução nos ativos fixos	-	14,1
Provisão para plano de opção de ações	1,4	2,3
Provisão para imposto de renda e contribuição social	13,9	25,3
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,5	1,4
Instrumentos Financeiros Derivativos	(1,5)	(1,5)
Variação cambial sobre contas a pagar aquisição bloco exploratório	37,2	37,2
Variação cambial sobre provisão para abandono	16,7	10,7
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(3,0)	3,9
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(22,8)	(46,9)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	52,6	154,3
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(228,4)	(647,7)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(15,1)	1.381,0
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(190,9)	887,6
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.215,7	137,2
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	1.024,8	1.024,8
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(190,9)	887,6

Anexo IV - Glossário

Glossário

Águas Profundas	Profundidade de água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Profundidade da água de 400 metros ou menos.
Águas Ultra Profundas	Profundidade da água com mais de 1.501 metros.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de óleo e/ou gás, associados ou não.
Barril de Óleo ou bbl	Um barril <i>stock tank</i> , medida-padrão de volume de petróleo correspondente a cerca de 159 litros.
Bbl/dia	Barris por dia.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de Óleo Equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se um fator de conversão onde, 1.000 m ³ de gás igual a 1 m ³ de óleo/condensado (equivalência energética) e 1 m ³ de óleo/condensado igual a 6,29 barris.
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
CCOS	Chance de sucesso comercial (<i>Commercial Chance of Success</i>).
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos, minerais e, em termos gerais, Reservas minerais localizadas na concessão, independente da quantidade, qualidade ou comercialidade, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definição de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos em um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção.
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>Farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em <i>Farm-out</i> .
GCOS	Chance de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>).
GCA	Gaffney, Cline & Associates



Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde se estima probabilisticamente que exista uma acumulação comercial de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários (geração, migração, reservatório, selo e trapeamento) para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação será sub-comercial.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Contingentes Brutos	Representa a totalidade dos Recursos Contingentes
Recursos Contingentes Líquidos	Representa a participação da companhia dos Recursos Contingentes
Recursos Contingentes 3C	Estimativa elevada de Recursos Contingentes, com somente 10% de chance de ser alcançada ou excedida.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico
Recursos Prospectivos Riscados Ajustados	Recurso Prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso comercial.
Recursos Prospectivos Líquidos Riscados	Representa a participação da companhia dos Recursos Prospectivos Riscados.
Recursos Prospectivos Não Riscados	São os Recursos Prospectivos sem aplicar a probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	São as quantidades de petróleo que se antecipa serem comercialmente recuperáveis através da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
Reservas Possíveis	As Reservas Possíveis são as reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indica apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis
Reservas Provadas	São as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.
Reservas Prováveis	São as quantidades de petróleo que, através de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se que tenha a mesma chance (50%/ 50%) de serem atingidas ou excedidas.