



QGEP ON (BM&FBovespa: QGEP3)
Free Float: 30,0%

Contatos RI:

Fone: (55 21) 3509-5959

e-mail: ri@qgep.com.br

site: www.qgep.com.br/ri

Teleconferências

Português

30.março.2011

10h00 (horário de Brasília)

Número: (55 11) 4668-6361

Código: Queiroz Galvão

Inglês

30.março.2011

12h00 (horário de Brasília)

Número: (1 412) 317-6776

Código: Queiroz Galvão

Release de Resultados

QGEP Participações S.A.

2010 e 4T10

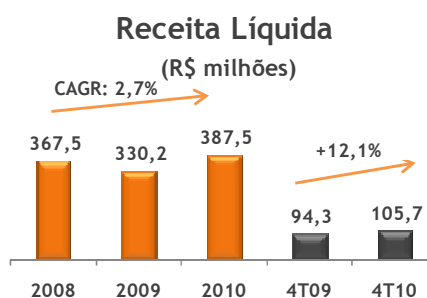
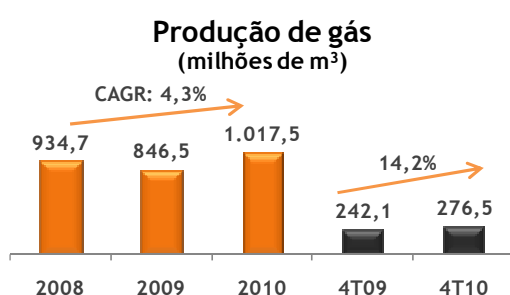




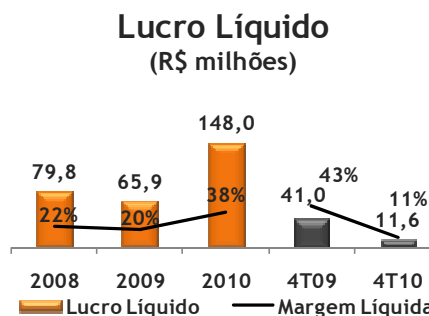
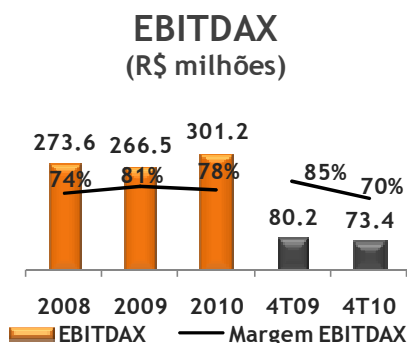
Recorde de produção impulsiona excelente performance

Rio de Janeiro, 29 de março de 2011 - A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), maior empresa de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção ("E&P") e a quarta maior considerando todas as empresas do setor no Brasil em termos de produção diária em barris equivalentes de petróleo ("boe"), anuncia os seus resultados referentes ao 4º trimestre de 2010 (4T10) e ao ano de 2010. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em base consolidada conforme descrito no item "Desempenho Financeiro".

Destaques



- ▶ A produção de gás referente à parcela da QGEP atingiu o volume total recorde de 1.017,5 MMm³ no ano e 276,5 MMm³ no 4T10, um aumento de 20% comparado ao ano anterior e 14% em relação ao mesmo período de 2009.
- ▶ A receita líquida alcançou R\$387,5 milhões e R\$ 105,7 milhões em 2010 e 4T10, respectivamente.



- ▶ Aumento de 13% no EBITDAX em 2010, totalizando R\$301,2 milhões, e margem EBITDAX de 78%.
- ▶ O lucro líquido atingiu R\$148,0 milhões em 2010, um crescimento de 124,7% em relação a 2009, resultado da produção recorde do Campo de Manati e de sua alta margem operacional, aliado a menor atividade exploratória. A margem líquida aumentou de 20% em 2009 para 38% em 2010.
- ▶ A forte geração de caixa no período foi responsável pela redução da dívida líquida de R\$317,0 milhões em 2009 para R\$21,3 milhões em 2010.
- ▶ O fluxo de caixa operacional da companhia foi de R\$ 253,0 milhões em 2010.
- ▶ Início das perfurações nos Blocos BM-S-12 e BM-J-2 ainda no primeiro semestre de 2011.



Mensagem da Administração

A trajetória de sucesso do Grupo Queiroz Galvão (“Grupo”) reflete uma longa caminhada de tradição e credibilidade. Em razão do crescente desenvolvimento do potencial petrolífero e energético do país e do sucesso de suas iniciativas no setor de petróleo e gás natural, em meados de 2010, o Grupo decidiu concentrar todas as atividades de exploração e produção (“E&P”) na QGEP Participações S.A. (“Companhia”) e preparar a Companhia para acessar o mercado de capitais. No início de 2011, a ANP aprovou a transferência das concessões então detidas pela Queiroz Galvão Óleo e Gás S.A. (“QGOG”) em sete Blocos exploratórios para a Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (“QGEP”), subsidiária integral da Companhia. Adicionalmente, o Bloco BM-CAL-5 está em processo de transferência, aguardando anuência da ANP. A distribuição pública de ações foi também realizada no início de 2011 e a negociação das ações na BMF&Bovespa teve início em 9 de fevereiro de 2011. A captação totalizou um volume de aproximadamente R\$1,5 bilhão, dotando a Companhia de recursos que permitirão o desenvolvimento do seu portfólio atual e a realização de seu plano de crescimento.

Uma das nossas vantagens competitivas para a realização deste plano de crescimento é a qualificação da Companhia como Operador A concedida pela ANP, a qual permite a operação em Águas Profundas e Ultraprofundas. Esta qualificação tornou a Companhia a primeira e única operadora de controle privado brasileira habilitada a operar nessas regiões. Assim, consideramos estar em posição privilegiada para explorarmos oportunidades no setor, pois podemos firmar parcerias com outras companhias, especialmente as que não detêm essa qualificação.

A Companhia está solidamente orientada pelos princípios da ética, boas práticas de governança corporativa e respeito ao meio ambiente, estando listada no Novo Mercado da BMF&Bovespa. A abertura de capital marcou o início de sua trajetória como empresa independente dentro da estrutura sólida do Grupo, abrindo um novo capítulo de uma história que honra o passado com os olhos focados no futuro.

Uma de nossas maiores conquistas em 2010 foi a produção anual recorde do Campo de Manati que atingiu aproximadamente o volume de 2,3 bilhões de m³ (1,0 bilhão de participação da QGEP). O Campo de Manati é o maior Campo de gás não associado em produção no país e atingiu seu pico de produção no quarto trimestre do ano. O expressivo volume produzido propiciou uma geração operacional de caixa robusta de R\$ 253,0 milhões e permitiu uma redução importante no nível de alavancagem e uma posição financeira destacada, refletida no EBITDAX da Companhia, que em 2010 foi de R\$301,2 milhões, 13,0% maior que em 2009. O lucro líquido da companhia no ano mais que dobrou para R\$ 148,0 milhões.

O objetivo é gerar ainda mais valor para nossos acionistas e que os ganhos sejam compartilhados com toda a sociedade, através de iniciativas de responsabilidade social, da busca de novas tecnologias, da geração de empregos e de uma atuação empresarial que seja uma referência de inovação e excelência. Queremos figurar entre as melhores empresas para se trabalhar no Brasil e entre as companhias com os melhores resultados nos negócios de exploração e produção.



Ativos da QGEP

Campo/Prospecto	Bloco	Bacia	Interesse da QGEP	Categoria de Reservas e Recursos	Fluido	Chance de Sucesso Geológico ⁽²⁾	MMboe ^{(1) (3)}
Manati ⁽⁴⁾	BCAM-40 ⁽⁵⁾	Camamu	45%	Reserva ⁽⁶⁾	Gás	-	74,4
Camarão Norte	BCAM-40 ⁽⁵⁾	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
JEQ #2	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo - Gás	24%	32,3
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

(1) 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 1000 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.

(2) GCOS constante nos Relatórios da GCA.

(3) Os volumes estão ponderados pela probabilidade de 50% de serem óleo e 50% de serem gás.

(4) O volume 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).

(5) O Bloco BCAM-40 foi devolvido após ter sido feito o ring fence das áreas de Manati e Camarão Norte.

(6) Reservas 3P: é a soma das Reservas Provadas, Prováveis e Possíveis, que equivale ao cenário da estimativa mais alta.

MANATI

O Campo de Manati está localizado na Bacia de Camamu sendo, em 2010, o maior Campo de gás não associado em produção no Brasil. Somos majoritários com 45% de participação neste Campo, operado pela Petrobras, o que nos confere reservas 3P de gás natural e condensado de 11,8 Bm³ (74,4 milhões de boe) em 31 de dezembro de 2010.

O Campo de Manati apresentou uma produção recorde no ano de 2010. O aumento da demanda por gás no Brasil, aliado ao baixo índice pluviométrico, influenciou positivamente nossas operações nesse Campo. Tivemos uma média de produção de 6,2MMm³/dia durante o ano, representando 20,2% de crescimento em relação a 2009, impactada principalmente pelo 4T10 que apresentou média de 6,7 MMm³/dia.

O Campo de Manati é responsável por 100% de nossas receitas e é um forte gerador de caixa por apresentar uma margem EBITDAX próxima a 80%. Os custos de operação são baixos em razão de o consórcio ser proprietário de todas as facilidades necessárias à produção, tais como a plataforma, o gasoduto e a estação de tratamento.

No dia 30 de dezembro de 2010, dois poços do Campo de Manati entraram em manutenção reduzindo a capacidade de produção do Campo para um total de 5,5 MMm³/dia. Em 14 de março de 2011, informamos ao mercado que o Operador do Campo de Manati havia notificado os integrantes do consórcio que, em consequência da inspeção dos risers da plataforma, três poços adicionais foram fechados para manutenção. Consequentemente, o Campo está produzindo atualmente através de um dos seis poços produtores, causando um decréscimo temporário na produção para 2,0 MMm³/dia.



De acordo com o Operador, três poços voltarão a operar até o final de abril, atingindo a capacidade de 5,6 MMm³/dia. A capacidade total de produção do Campo de Manati está prevista para o mês de junho. Ainda, de acordo com estimativas preliminares do Operador, o valor previsto para esta manutenção será de US\$ 20 milhões (US\$9 milhões para a Companhia) a serem desembolsados ao longo de 2011.

BM-J-2

O Bloco exploratório BM-J-2 está localizado na Bacia de Jequitinhonha em lâminas d'água de até 300 metros. Possuímos 100% de participação neste Bloco que foi adquirido em 2002 na quarta rodada de licitação da ANP.

Após o levantamento sísmico 3D e de sua interpretação, definimos o prospecto e a localização do poço exploratório a ser perfurado no primeiro semestre de 2011 pela Sonda Scorpion Mischief. Esta sonda foi contratada através de um rig club com outros operadores e atualmente está concluindo um poço na bacia de Campos com previsão de término em abril de 2011. Imediatamente após a conclusão do referido poço, a sonda será deslocada para a Bacia de Jequitinhonha e iniciará a perfuração do poço exploratório 1-QG-5-BAS, no prospecto JEQ#1. O projeto já obteve licença prévia do IBAMA, o que assegura sua viabilidade ambiental.

BM-S-12

O Bloco BM-S-12 está localizado na Bacia de Santos, sudeste da costa brasileira, e é um Bloco prioritário para a Companhia. A vasta presença de reservatórios carbonáticos chamados de “biolitos” e excelentes características de porosidade, têm permitido uma alta taxa de sucesso exploratório para os reservatórios desta região, com Descobertas que podem ser classificadas como *super giants* - Campos gigantes.

Nesse Bloco, totalmente coberto por sísmica 3D, já foram perfurados três poços exploratórios, incluindo o SCS-13 que começou a ser perfurado em 2008 objetivando reservatórios mais profundos (situados no pré-sal) e que teve a perfuração interrompida preventivamente devido a problemas de zonas de alta pressão. Neste poço, foi constatada a forte presença de indícios de hidrocarbonetos, levando o consórcio a estabelecer uma área de retenção e submeter um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) à ANP. O plano consiste na perfuração de um poço adicional localizado a 7 km do poço SCS-13 que poderá confirmar o potencial das Descobertas já realizadas (Santos #1 e Santos #2) e testará outros dois prospectos (Santos #3 e Santos #4), incluindo a camada do pré-sal. O início da perfuração está programado para o segundo trimestre de 2011, utilizando a sonda Ocean Baroness contratada especificamente para perfurar locações desta natureza.

Atualmente a sonda está concluindo um poço na bacia de Santos, com previsão de término para o final de abril de 2011. Logo após a conclusão do referido poço, a sonda será deslocada para iniciar a perfuração do poço exploratório 1-SCS-15 no Bloco BM-S-12.

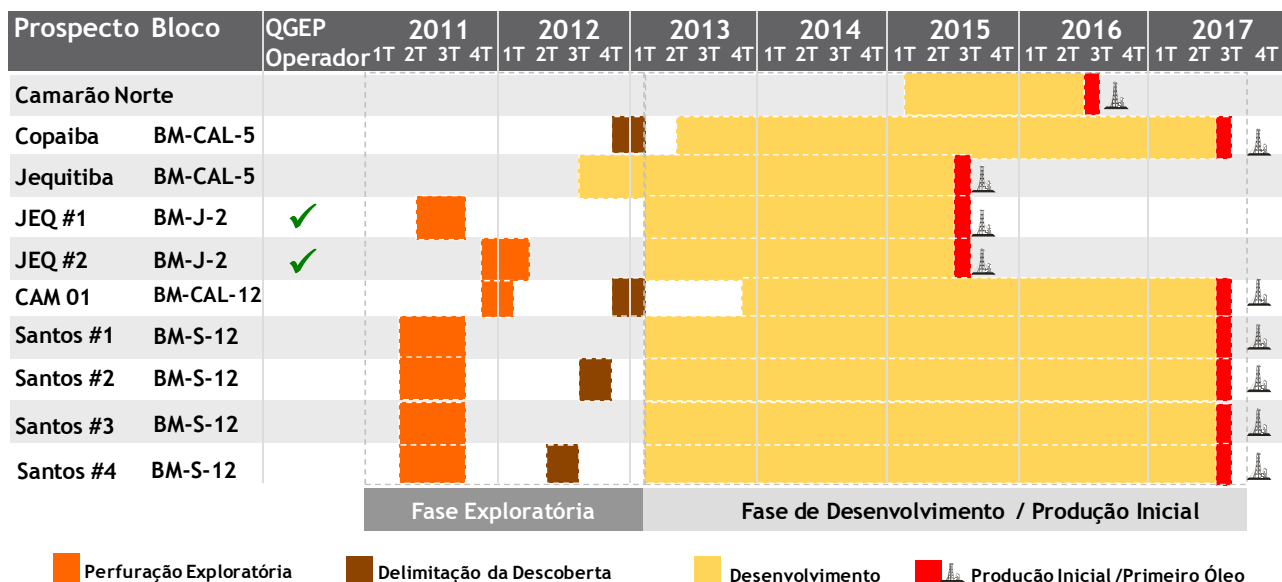
Outros Projetos

- ▶ Na bacia de Camamu, temos também participação na área de Camarão Norte, bem como em três Blocos exploratórios adquiridos em rodadas de licitação da ANP: BM-CAL-5, CAL-M-372 e CAL-M-312 (estes dois últimos formam o BM-CAL-12).
- ▶ No Bloco BM-CAL-5 foram perfurados dois poços que estão atualmente em fase de avaliação (Copaíba e Jequitibá), conferindo a Companhia 100% de taxa de sucesso neste Bloco.
- ▶ Em janeiro de 2011 iniciamos a perfuração do poço Enseada na Bacia de Santos que visava testar reservatórios do pós sal no Bloco BM-S-76. No início de março, comunicamos ao mercado a não indicação de zonas potencialmente produtoras e a devolução dos Blocos adjacentes BM-S-75 e BM-S-77 à ANP.
- ▶ Os Blocos Exploratórios BM-CAL-12 tem o cronograma de perfuração previsto para 2012.



Outlook/ Cronograma de Eventos

A Companhia acredita que o ano de 2011 será um ano de crescimento progressivo, pois no primeiro trimestre os resultados devem ser impactados pela manutenção dos poços no Campo de Manati e por fatores sazonais. No segundo semestre os resultados devem apresentar um incremento em relação ao primeiro semestre, com a entrada em produção dos poços. A QGEP confirma seu cronograma exploratório para 2011 que será iniciado com a perfuração de dois poços no primeiro semestre de 2011:



Sustentabilidade, Segurança e Meio Ambiente

Em todas as atividades da Companhia há o comprometimento com o respeito aos direitos humanos e com a preservação do meio ambiente. A Companhia age de forma socialmente responsável, e tem sempre como prioridade a segurança de seus colaboradores e de suas operações. Como operadora, a QGEP estabelece um relacionamento estreito com as comunidades das áreas de influência de suas atividades, desenvolvendo canais de comunicação diretos e mútuos, respeitando a cultura local, os valores e conhecimentos das comunidades tradicionais e investindo em projetos educacionais e sociais locais.

A Companhia se interessa por iniciativas que permitam às organizações sociais locais alcançar seus objetivos, contribuindo para o desenvolvimento sustentável da região e para a melhoria da qualidade de vida das pessoas.

Em seus projetos, a Companhia avalia os impactos e gerencia os potenciais riscos ambientais, sociais e de segurança associados às atividades de exploração e produção, agindo para sua minimização e controle. A QGEP busca o comprometimento de todos os envolvidos com suas atividades (colaboradores e contratados), para que tenha um alto desempenho operacional, ambiental, em segurança operacional, saúde, e responsabilidade social.



Desempenho Financeiro

Apresentamos as demonstrações financeiras que são resultado da combinação de:

- *carve out* das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG para o período de 01 de janeiro de 2009 a 01 de setembro de 2010, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações do segmento de E&P
- ativos e passivos da QGEP Participações S.A. para o período de 02 de setembro a 31 de dezembro de 2010.

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.

Informações Financeiras Consolidadas *Carve Out* (em R\$ milhões)

	2010	2009	Δ%	4T10	4T09	Δ%
Lucro líquido	148,0	65,9	125%	11,6	41,0	-72%
Amortização	76,5	47,5	61%	21,3	14,5	47%
Resultado financeiro	3,6	(11,1)	n.a.	-3,4	4,1	-182%
Imposto de renda e contribuição social	32,7	15,3	113%	6,1	7,8	-22%
EBITDA ⁽¹⁾	260,8	117,6	122%	35,6	67,4	-47%
Custos Exploratórios para extração de petróleo e gás natural	40,4	148,9	-73%	37,9	12,9	194%
EBITDAX ⁽²⁾	301,2	266,5	13%	73,4	80,2	-8%
Margem EBITDA ⁽³⁾	67,3%	35,6%	31,7 p.p.	33,7%	71,5%	-37,8 p.p.
Margem EBITDAX ⁽⁴⁾	77,7%	80,7%	-3,0 p.p.	69,5%	85,1%	-15,6 p.p.
Dívida Líquida ⁽⁵⁾	21,3	317,0	93%	21,3	317,0	93%
Dívida Líquida/EBITDAX	0,07	1,19	-112,0 p.p.	0,07	1,08	-101,0 p.p.

⁽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 para extração de petróleo e gás.

⁽³⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁴⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ Dívida Líquida: Calculamos nossa dívida líquida como o saldo total de empréstimos, financiamento e instrumentos financeiros derivativos do passivo circulante e de longo prazo deduzido do saldo de caixa e equivalentes de caixa e caixa restrito - aplicação financeira - conta reserva. A dívida líquida não é medida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, IFRS ou US GAAP. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente.

Resultado Operacional

A Receita Líquida no ano de 2010 foi de R\$387,5 milhões, 17,4% maior que em 2009, resultado do aumento de 20,3% no volume total de produção do Campo de Manati. O mesmo se reflete no 4T10, quando a receita líquida total foi de R\$105,7 milhões (12,1% maior que o 4T09), consequência do volume recorde de produção do Campo de Manati, que atingiu o volume total de 614,5 MMm³, sendo 276,5 MMm³ para a Companhia.

Manati tem um contrato de longo prazo para fornecimento de um volume mínimo anual (take-or-pay) de gás à Petrobras, por um preço em reais ajustado anualmente com base em índice contratual.



O aumento na produção em 2010 explica em grande parte o incremento nos custos operacionais que totalizaram R\$141,3 milhões em 2010, representando um aumento de 57,4% em relação a 2009. A variação é reflexo do (i) início do pagamento de Participação Especial e Pesquisa e Desenvolvimento, no montante total de R\$11,3 milhões, (ii) de um maior dispêndio em royalties em decorrência do aumento da produção no Campo de Manati, (iii) maiores gastos com amortização e (iv) custos adicionais da inspeção programada no sistema de coleta de gás.

Despesas Gerais e Administrativas

As Despesas Gerais e Administrativas foram de R\$21,6 milhões em 2010, praticamente estável em relação a 2009 e de R\$6,9 milhões no 4T10, aumento de 24,6% comparado ao mesmo período do ano anterior.

Custos exploratórios para a extração de petróleo e gás

O total dos custos exploratórios para a extração de petróleo e gás em 2010 foi de R\$40,4 milhões, queda de 72,8% em relação a 2009. Estes custos são relacionados à aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços secos ou com reservas não comerciais, entre outros.

No 4T10, os custos totalizaram R\$37,9 milhões, 194,3% de aumento em relação ao 4T09 em decorrência do evento subsequente da devolução dos Blocos BM-S-75 e BM-S-77. Deste montante, R\$10,6 milhões se referem à provisão para garantia pelo não cumprimento do programa exploratório mínimo (PEM) do Bloco BM-S-77 e R\$19,7 relativos aos bônus de assinatura dos dois Blocos devolvidos. Os demais custos referem-se às despesas finais de explorações prévias do Bloco BCAM-40.

Resultado Financeiro

Em 2010, o resultado financeiro líquido de R\$3,6 milhões negativos (versus R\$11,1 milhões positivos em 2009) é resultado, principalmente, de ajustes da variação cambial positiva sobre empréstimos em moeda estrangeira e provisão para abandono em menor proporção que o ocorrido em 2009. As despesas financeiras não tiveram variação significativa.

Lucro Líquido

O lucro líquido de R\$148 milhões em 2010 representou um crescimento de 124,7% quando comparado a 2009. Este resultado favorável foi consequência da produção recorde do Campo de Manati e de custos exploratórios mais baixos.

No 4T10, o lucro foi de R\$11,6 milhões, 72% menor que o 4T09, deriva-se de maiores custos exploratórios relativos à devolução dos Blocos BM-S-75 e BM-S-77.

Caixa (Equivalentes de Caixa e Caixa Restrito)

O caixa da Companhia encerrou 2010 com uma variação positiva de 83,6% e saldo de R\$247,8 milhões. Adicional a geração de caixa elevada devido à produção do Campo de Manati, a Companhia possui R\$110,6 milhões relativos à conta de reserva de serviço da dívida, à conta aceleração de amortização e ao fundo de abandono.

Contas a Receber

O saldo de Contas a Receber no ano de 2010 foi de R\$82,0 milhões (R\$78,6 milhões em 2009), que se referem basicamente a operações de venda de gás com a Petrobras no Campo de Manati, os quais historicamente não possuem inadimplência ou atrasos.



Fornecedores

O saldo da conta Fornecedores foi de R\$19,0 milhões em 2010 (queda de 10,2% em relação a 2009) e é resultado principalmente das contas a pagar a operadora Petrobras referente a custos de produção e gastos exploratórios.

Empréstimos e Financiamentos

Finalizamos o ano de 2010 com um saldo de R\$265,0 milhões (R\$452,0 milhões em 2009). No total, foram amortizados R\$122,8 milhões do principal das dívidas, tendo sido liquidado um empréstimo com o Banco do Brasil no montante de R\$83,9 milhões em dezembro de 2010. Adicionalmente, foram pagos R\$9,3 milhões em juros.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa - Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante de Andrade - 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: 20031-000

Telefone: 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 de controle privado brasileiro no setor de Exploração e Produção ("E&P"), em termos de produção diária 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 novembro de 2010, cobrindo aproximadamente 76 km², o qual se encontra em operação desde 2007 e cuja capacidade de produção é de aproximadamente 50,3 mil boe por dia. Para maiores informações acesso 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 compreendem:

- ▶ Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2009 e 2008 e o trimestre findo em 31 de dezembro de 2009: as informações financeiras carve out extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na controlada Manati, e as operações do Campo de Coral da BS-3. Estas informações financeiras forma elaboradas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.
- ▶ Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010: a combinação das informações financeiras carve out extraídas das demonstrações financeiras consolidadas da QGOG para o período de 01 de janeiro de 2010 a 01 de julho de 2010, utilizando exclusivamente resultados históricos de operações, ativos e passivos atribuíveis ao segmento de E&P, que incluem o investimento na controlada Manati, e as operações do Campo de Coral da BS-3, e os resultados históricos de operações, ativos e passivos da QGEPP para o período de 02 de julho a 31 de dezembro de 2010. Estas informações financeiras foram combinadas considerando que as operações de E&P e as empresas estavam sob controle e administração comuns. Essas demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas a partir dos registros contábeis históricos individuais tendo sido eliminadas as operações existentes entre as empresas, com objetivo de demonstrar as operações como se fosse uma entidade única, conforme resultou da transferência de ativos realizada em 02 de julho de 2010. Por esse motivo, as demonstrações financeiras estão sendo denominadas consolidadas carve out. Estas informações financeiras forma elaboradas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.
- ▶ Para o trimestre findo em 31 de dezembro de 2010: as informações financeiras consolidadas da Companhia. Estas informações financeiras forma elaboradas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB e práticas contábeis adotadas no Brasil.

Anexo I - DRE

DRE (em R\$ milhões) <i>Carve Out</i>						
	2010	2009	Δ%	4T10	4T09	Δ%
Receita líquida	387,5	330,2	17,4%	105,7	94,3	12,1%
Custos operacionais	(141,3)	(89,7)	57,4%	(46,6)	(23,0)	103,0%
Lucro bruto	246,2	240,4	2,4%	59,1	71,3	-17,2%
Receitas (despesas) operacionais						
Gerais e administrativas	(21,6)	(21,5)	0,1%	(6,9)	(5,6)	24,6%
Custos exploratórios para a extração de petróleo e gás	(40,4)	(148,9)	-72,8%	(37,9)	(12,9)	194,3%
Lucro operacional	184,3	70,0	163,1%	14,3	52,9	-73,0%
Resultado financeiro líquido	(3,6)	11,1	-131,8%	3,4	(4,1)	-182,3%
Lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	180,7	81,2	122,6%	17,7	48,8	63,8%
Imposto de renda e contribuição social	(32,7)	(15,3)	113,4%	(6,1)	(7,8)	-22,3%
Lucro líquido do período	148,0	65,9	124,7%	11,6	41,0	-74,8%



Anexo II - Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial (em R\$ milhões) Carve Out			
	2010	2009	Δ%
ATIVO			
Circulante	221,6	170,0	30,3%
Caixa e equivalente de caixa	137,2	87,5	56,8%
Contas a receber	82,0	78,6	4,3%
Impostos e contribuição a recuperar	1,2	3,3	-64,6%
Outros	1,2	0,6	107,4%
Não Circulante	833,1	845,5	-1,5%
Caixa restrito	110,6	47,4	133,0%
Impostos a recuperar	0,2	0,3	-18,4%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	2,9	0,9	233,8%
Imobilizado	713,7	771,4	-7,5%
Intangível	5,8	25,6	-77,2%
TOTAL DO ATIVO	1.054,7	1.015,5	3,9%
PASSIVO			
Circulante	148,7	208,0	-28,5%
Fornecedores	19,0	21,1	-10,2%
Impostos e contribuição a recolher	22,6	19,1	18,5%
Remuneração e obrigações sociais	0,3	0,2	30,4%
Contas a pagar - partes relacionadas	1,2	0,0	n.a.
Empréstimos e financiamentos	76,3	152,2	-49,9%
Dividendos	0,0	2,8	n.a.
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	5,0	0,0	n.a.
Provisão para garantia devolução Blocos	10,6	0,0	n.a.
Outros	13,7	12,6	9,4%
Não Circulante	283,8	403,1	-29,6%
Contas a pagar - partes relacionadas	0,0	4,0	n.a.
Empréstimos e financiamentos	188,7	299,8	-37,1%
Provisão para abandono	95,1	99,4	-4,3%
Patrimônio líquido	622,3	404,5	53,9%
Capital social integralizado	620,4	-	n.a.
Reserva Legal	1,8	-	n.a.
Dividendos propostos	0,1	-	n.a.
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.054,7	1.015,5	3,9%



Anexo III - Demonstração do Fluxo de Caixa

Demonstração do Fluxo de Caixa (R\$ milhões) <i>Carve Out</i>	
	2010
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	
Lucro líquido do exercício	148,0
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:	
Amortização	76,5
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2,0)
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	26,0
Provisão para garantia devolução dos Blocos	10,6
Redução do intangível - baixa do bônus de assinatura	19,7
Provisão para imposto de renda e contribuição social	33,6
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	5,0
Variação cambial sobre provisão para abandono	(4,3)
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(1,7)
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(58,4)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	253,0
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(89,1)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(114,1)
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	49,7
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	87,5
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	137,2
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	49,7



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.
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de Óleo Equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se 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.
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
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

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.