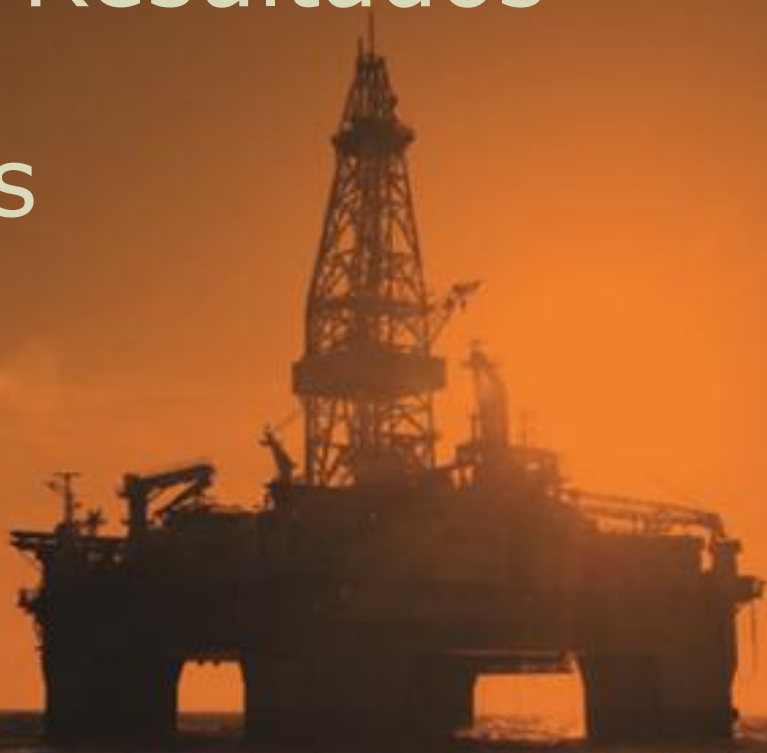


4º TRIMESTRE DE 2012 E ANO DE 2012

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)

14 de março de 2013

12h00 (horário de Brasília)

11h00 (horário de Nova Iorque)

Dial in Brasil: +55 11 4688-6361

Dial in US: +1 786 924-6977

Código: Queiroz Galvão

QGEP

Av Almirante Barroso, N.52, Sala 1301, Centro

Rio de Janeiro - RJ

Cep: 20031-918

T 55 21 3509-5800



QGEP Divulga seus Resultados do Quarto Trimestre de 2012 e Ano de 2012

Rio de Janeiro, 13 de março de 2013 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), a maior produtora independente de petróleo e gás do Brasil, anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e do ano encerrado em 31 de dezembro de 2012. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em base consolidada de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, descritas na seção financeira deste relatório.

- ▶ **A produção média de gás do Campo de Manati totalizou 6,1 MMm³/dia no 4T12 e em 2012.**

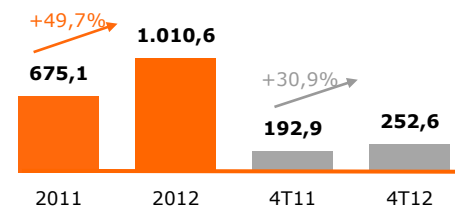
- ▶ **A receita líquida alcançou R\$116,0 milhões no 4T12, crescimento de 40% comparado ao 4T11. Em 2012, a receita líquida totalizou R\$462,3 milhões, 60% acima da registrada em 2011.**

- ▶ **O EBITDAX atingiu R\$62,2 milhões no 4T12, um aumento de 210% sobre o 4T11; a margem EBITDAX foi de 54%. Em 2012, o EBITDAX totalizou R\$285,1 milhões, 175% superior aos R\$103,6 milhões reportado em 2011.**

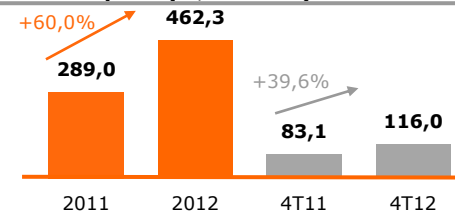
- ▶ **O lucro líquido alcançou R\$47,3 milhões, comparados a R\$23,8 milhões no 4T11; a margem líquida foi de 41%. Em 2012, o lucro líquido totalizou R\$82,5 milhões.**

- ▶ **O fluxo de caixa das atividades operacionais alcançou o recorde de R\$254,3 milhões em 2012, comparados a R\$194,2 milhões em 2011. Em 31 de dezembro de 2012, o saldo de caixa* foi de R\$952,3 milhões.**

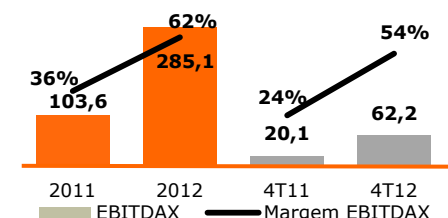
Produção de Gás (Milhões de m³)



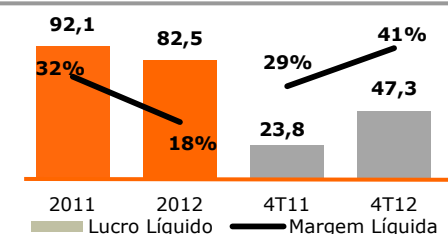
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



* Incluindo caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Mensagem da Administração

A QGEP encerrou o ano de 2012 em condições extremamente favoráveis, registrando crescimento de dois dígitos nas principais métricas financeiras no quarto trimestre, incluindo receita, EBITDAX e lucro líquido. Ao mesmo tempo, tivemos importantes progressos em diversas operações chave, que contribuirão para o nosso crescimento futuro.

Ao longo do ano, implementamos com sucesso nossa estratégia de construir uma companhia de exploração e produção de petróleo e gás reconhecida por sua equipe técnica altamente qualificada, seu portfólio de ativos diversificado e de alta qualidade, bem como um sólido balanço patrimonial. À medida que revisamos o desempenho da Companhia em 2012 e nossas perspectivas para 2013 e próximos anos, acreditamos que nossa tese de investimento, pautada em uma companhia balanceada, nos coloca em posição favorável para o crescimento futuro. Parte significativa do fluxo de caixa operacional da QGEP é reflexo da nossa participação de 45% no Campo de Manati, o maior campo em produção de gás natural no Brasil. Nossa atuação como operador do Campo de Atlanta, cuja perfuração terá início ainda este ano, garantirá a continuidade do fluxo de caixa operacional da Companhia no curto/médio prazo. Com relação às atividades de exploração, possuímos diversas parcerias, incluindo a operação de dois blocos com objetivos no pré e no pós-sal. Essa diversificação, aliada à nossa posição de caixa robusta, concede à QGEP a flexibilidade necessária para crescer superando as adversidades de mercado.

Os principais avanços obtidos em 2012 sustentarão a expansão contínua da QGEP nos próximos anos.

Especificamente,

- ▶ A forte demanda das usinas termoeletricas brasileiras impulsionou os níveis de produção no Campo de Manati, onde produzimos uma média de 6,1 MMm³/dia de gás natural em 2012, após alcançar picos de 6,7 MMm³ e 6,6 MMm³ no segundo e terceiro trimestres, respectivamente;
- ▶ Concluímos a perfuração do poço Carcará no Bloco BM-S-8, e os dados obtidos foram extremamente promissores. Estes dados combinados com a experiência do Operador na região, permitem ao Consórcio estimar um alto potencial de vazão para os reservatórios encontrados. O Consórcio submeteu à ANP uma proposta de revisão do Plano de Avaliação de Descoberta e planeja perfurar um poço de extensão durante o segundo semestre de 2013, no qual será realizado um teste de formação a poço revestido.
- ▶ A QGEP obteve a aprovação da ANP para o desenvolvimento do Campo de Atlanta no Bloco BS-4, do qual é operador. Esse ativo garante à Companhia um potencial de produção e fluxo de caixa no médio prazo, além de contar com potencial exploratório tanto no pré-sal como no pós-sal;
- ▶ Negociamos com sucesso um acordo de farm-in para a Concessão BM-C-27, na Bacia de Campos, que já possui um prospecto identificado no pré-sal, Guanabara Profundo. A participação neste projeto nos propiciará também acesso ao conhecimento geológico fundamental a uma eventual entrada em novos projetos na região;
- ▶ Neste momento, estamos concluindo as negociações para contratar uma sonda para retomar a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1) no Bloco BM-J-2, na Bacia de Jequitinhonha, considerada uma bacia emergente. Possuímos 100% de participação nesse Bloco, onde os objetivos principais são reservatórios de pré-sal a serem explorados no curto/médio prazo.

Em 2012, a QGEP manteve sua posição financeiramente privilegiada como uma das mais sólidas companhias independentes de petróleo e gás do Brasil. Encerramos o ano com um fluxo de caixa operacional recorde de R\$254 milhões, e caixa e aplicações líquidas de R\$952 milhões. Portanto, estamos em uma posição favorável para participar da 11ª Rodada de Licitações da ANP, programada para maio deste ano. A rodada irá oferecer 289 blocos, em 11 bacias, totalizando 155,8 mil km², sendo a maior parte dos

blocos offshore localizada em bacias de fronteira exploratórias. Dada a flexibilidade garantida por nosso balanço patrimonial, esperamos fazer parte desse processo, analisando as oportunidades de forma diligente e criteriosa com o intuito de expandir e diversificar ainda mais nosso portfólio de ativos.

As conquistas de 2012 não poderiam ter sido obtidas sem a experiência e o comprometimento de nossa equipe de executivos, gestores e profissionais e o apoio de nossos stakeholders. Apreciamos o seu interesse e o reconhecimento do valor e do potencial que a QGEP representa no setor brasileiro de óleo e gás. O ano de 2013 será promissor para a Companhia e manteremos o mercado atualizado sobre nossos progressos.

Ativos da QGEP

Campo/ Prospecto	Bloco	Bacia	Participação QGEP	Categoria de Recursos e Reservas	Fluido	Chance de Sucesso Geológico (1)	MMboe ⁽²⁾
Manati	B-CAM-40 ⁽³⁾	Camamu	45%	Reserva ⁽⁴⁾	Gás	-	56,8 ⁽⁵⁾
Camarão Norte	B-CAM-40 ⁽³⁾	Camamu	45%	Contingente	Gás	-	4,5
Copaíba	BM-CAL-5	Camamu	27,5%	Contingente	Óleo	-	21,9
CAM 01	BM-CAL-12	Camamu	20%	Prospectivo	Óleo	31%	24,4
Alto de Canavieiras	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo – Gás	29%	61,8 ⁽⁶⁾
Alto Externo	BM-J-2	Jequitinhonha	100%	Prospectivo	Óleo – Gás	24%	32,3 ⁽⁶⁾
Guanabara Profundo	BM-C-27	Campos	30%	Prospectivo	Óleo- Gás	N/A	N/A
Santos #1	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo/ Contingente	Gás	N/D	N/D
Santos #2	BM-S-12	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Bem-Te-Vi	BM-S-8	Santos	10%	Contingente	Óleo	N/D	N/D
Abaré Oeste	BM-S-8	Santos	10%	Contingente/ Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Biguá	BM-S-8	Santos	10%	Contingente	Óleo	N/D	N/D
Carcará	BM-S-8	Santos	10%	Contingente/ Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Guanxuma	BM-S-8	Santos	10%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D
Atlanta	BS-4	Santos	30%	Reserva/ Contingente	Óleo	N/D	N/D
Oliva	BS-4	Santos	30%	Contingente	Óleo	N/D	N/D
Piapara	BS-4	Santos	30%	Prospectivo	Óleo	N/D	N/D

(1) Chance Geológica de Sucesso conforme Relatório da GCA.

(2) Os recursos citados em barris de óleo equivalente (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados constantes do relatório da GCA de 31/12/2011. As taxas utilizadas na conversão para boe foram: 1.000 m³ de gás equivalem a 1 m³ de óleo/condensado (equivalência energética), e 1 m³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris.

(3) O Bloco B-CAM-40 foi devolvido após a delimitação das áreas de Manati e Camarão Norte ter sido definida.

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

(5) O volume do Campo de Manati líquido para a QGEP é resultado do volume do relatório da GCA de 31/12/2011 (63,2 milhões de boe) menos o volume produzido em 2012 (6,4 milhões de boe).

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

Produção e Desenvolvimento

MANATI

No quarto trimestre e em 2012, o Campo de Manati atingiu uma produção média de gás de 6,1 MMm³/dia, representando crescimento de 30,9% e 49,7%, respectivamente, em relação aos mesmos períodos do ano anterior. A maior demanda das usinas termoeletricas brasileiras contribuiu para o aumento na produção em ambos os períodos, continuando intensa no início de 2013, quando a produção de gás natural de janeiro e fevereiro alcançou uma média de 6,6 MMm³/dia no período.

Devido à manutenção programada no Campo, a Companhia espera uma produção média diária entre 5,5 MMm³ e 6,0 MMm³ para o ano de 2013. Esta manutenção está prevista para o segundo trimestre deste ano, quando a produção será interrompida por aproximadamente 20 a 30 dias. Adicionalmente, está programada a pintura da plataforma para o quarto trimestre deste ano, que não terá impacto na produção do Campo. Esses eventos combinados terão um custo líquido para a QGEP estimado em R\$40 milhões.

ATLANTA E OLIVA

Conforme anunciado em janeiro de 2013, a Companhia obteve a aprovação da ANP para o plano de desenvolvimento do Campo de Atlanta no Bloco BS-4, onde a QGEP atua como operador e possui participação de 30%.

O Plano de Desenvolvimento para o Campo de Atlanta prevê o início da perfuração dos poços no segundo semestre de 2013 e o primeiro óleo no final de 2014 ou início de 2015. Ao final de 2012, as negociações para a contratação da sonda de perfuração, para a aquisição das Árvores de Natal e outros itens estavam em estágio avançado. Os investimentos no Bloco para o Sistema de Produção Antecipada estão estimados em US\$45 milhões em 2013 e US\$78 milhões em 2014, líquidos para a QGEP. O volume de óleo recuperável de Atlanta está previsto em 260 MM de boe, baseado em um fator de recuperação estimado de 17%.

O Bloco BS-4 também engloba o Campo de Oliva, para o qual a Companhia submeteu um Plano de Desenvolvimento e aguarda a aprovação da ANP.

Exploração

BM-S-8

Conforme divulgado em janeiro de 2013, foi concluída a perfuração do poço Carcará no Bloco BM-S-8 depois da profundidade final ser atingida a 6.671 metros. Problemas operacionais ocorridos durante a perfuração fizeram com que o Consórcio decidisse não realizar o Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) neste momento. Como resultado, foi decidido realizar o TFR em um poço de extensão próximo, que deve ter a perfuração iniciada durante o segundo semestre de 2013. Atualmente aguardamos a aprovação da ANP com relação à revisão do PAD de Bem-Te-Vi. O Consórcio ainda planeja a perfuração do prospecto Guanxuma em 2014.

Os dados obtidos pela perfuração somados à experiência do operador do Bloco permitem estimar que os reservatórios na descoberta Carcará possuem um alto potencial de vazão por poço. A produtividade será confirmada após a conclusão do teste de formação e de atividades adicionais de exploração na área.

A revisão do Plano de Avaliação e a postergação do TFR não afetam o cronograma do desenvolvimento para a descoberta Carcará, que prevê a perfuração dos poços produtores em 2016-2017 e o primeiro óleo em 2018, de acordo com o Operador.

BS-4

No Bloco BS-4 a Companhia está se preparando para iniciar a perfuração do prospecto Piapara no primeiro semestre de 2014. Os contratos estão sendo negociados com diversos fornecedores para a sonda e os outros equipamentos necessários para a perfuração. Esse importante prospecto com objetivos no pré-sal está próximo às descobertas gigantes de Libra e Franco, e perto das recentes descobertas da Petrobras, Dolomita Sul e Florim, localizadas a sudoeste do bloco. Os investimentos esperados em 2014 para esse poço estão previstos em US\$80 milhões líquidos para a QGEP.

BM-J-2

A Companhia está em negociações finais para a contratação de uma sonda *jackup* para retomar a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1) no segundo trimestre de 2013. O poço Alto de Canavieiras foi perfurado até uma profundidade de 2.540 metros em 2011, e a profundidade final prevista é de aproximadamente 4.700 metros.

A Companhia submeteu ao IBAMA o pedido de renovação da licença ambiental para perfuração no bloco, que expira em junho de 2013. A QGEP é o operador do Bloco BM-J-2 e possui 100% de participação. O CAPEX esperado em 2013 está estimado em US\$70 milhões.

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

Em novembro de 2012, a QGEP celebrou um acordo com a Petrobras para a transferência de 30% dos direitos de exploração e produção na Área do Plano de Avaliação do Prospecto Guanabara. Esta transação está sujeita à aprovação da ANP. A concessão BM-C-27 possui um prospecto identificado no pré-sal, Guanabara Profundo, e engloba os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, todos localizados offshore da Bacia de Campos.

O prospecto Guanabara Profundo, que apresenta alta probabilidade de ocorrência de gás úmido, está programado para ser perfurado em 2014, assim que os equipamentos adequados tenham sido obtidos.

Conforme mencionado anteriormente, o acordo estabelecido com a Petrobras não requer que a QGEP efetue nenhum pagamento antecipado pela participação no bloco. Em vez disso, a Companhia assumirá uma parte dos custos de perfuração no prospecto Guanabara Profundo. Os investimentos exploratórios, incluindo a parte da Companhia nos custos de perfuração, estão atualmente estimados em US\$55 milhões em 2014, líquidos para a QGEP.

BM-S-12

A ANP aprovou a revisão do Plano de Avaliação proposto pelo Consórcio para o poço Ilha Bela (1-SCS-13) no Bloco BM-S-12. O plano revisado inclui a reentrada no poço descobridor, perfurado em 2008, para realizar uma avaliação adicional do poço. A operação está prevista para o primeiro semestre de 2014 e os investimentos estão estimados em aproximadamente US\$25 milhões líquidos para a QGEP.

BM-CAL-12 e BM-CAL-5

O Consórcio planeja a perfuração de um poço pioneiro no Bloco BM-CAL-12, tendo por objetivo o prospecto CAM#01. O Operador está aguardando a emissão da licença ambiental do IBAMA para começar a perfuração no início de 2014. Os custos exploratórios estão estimados em aproximadamente US\$40 milhões líquidos para a QGEP.

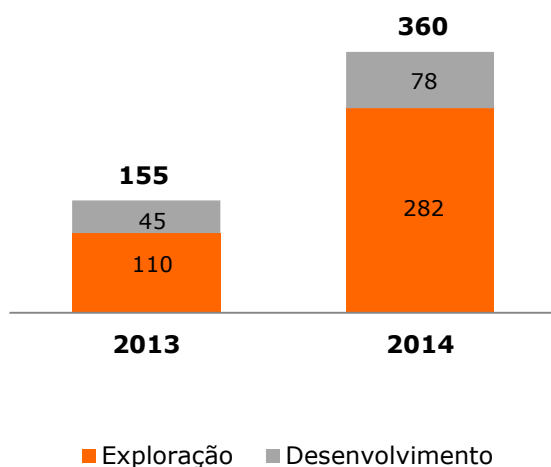
No Bloco BM-CAL-5 será perfurado um poço adicional em 2014 para avaliar a descoberta de Copaíba. O Consórcio está providenciando a renovação da licença ambiental que permite a perfuração no Bloco. O CAPEX está estimado em US\$22 milhões líquidos para a QGEP.

Certificação de Recursos

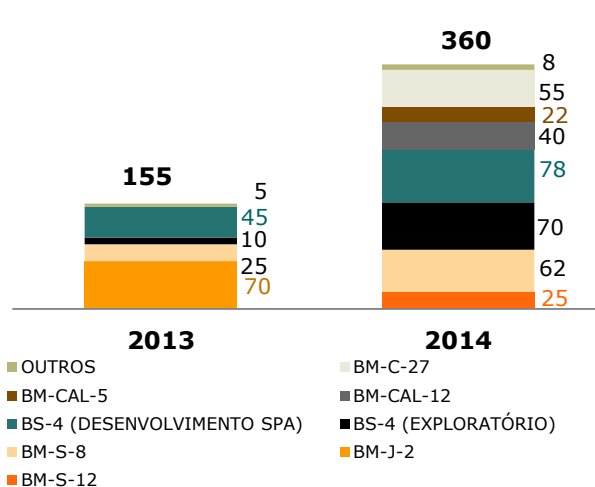
A Companhia espera contratar a Gaffney Cline & Associates (GCA) para realizar uma certificação de recursos atualizada de seu portfólio exploratório com divulgação prevista para meados de 2013.

CAPEX

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



Eventos Corporativos Recentes

- ▶ A QGEP criou uma estrutura de empresas offshore para oferecer suporte às atividades no Campo de Atlanta, do qual é o operador. Essas atividades estão relacionadas a aquisições, orçamentos, construção, compras, vendas e arrendamento de materiais e equipamentos utilizados para exploração e produção na área. Em novembro de 2012, foi criada a Atlanta Field B.V. (AFBV) e em janeiro de 2013, foi constituída a QGEP Netherlands B.V. ("QGEP Netherlands"), controlada integral da Queiroz Galvão Exploração e Produção. A QGEP Netherlands possui 30% de participação na AFBV.
- ▶ Em 30 de novembro de 2012 a empresa Manati S.A. foi incorporada pela Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A., sua controladora integral.

Desempenho Financeiro

Para o 4T12, o 4T11 e os anos de 2011 e 2012, as demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia. Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório de desempenho foram arredondados para facilitar a apresentação e, por essa razão, podem apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas das informações trimestrais. Adicionalmente, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	4T12	4T11	Δ%	2012	2011	Δ%
Lucro Líquido	47,3	23,8	98,8%	82,5	92,1	-10,5%
Amortização e depreciação	20,8	15,5	33,5%	82,9	53,6	54,7%
Despesa /(Receita) Financeira	(16,0)	(25,3)	36,7%	(82,5)	(84,4)	2,2%
Imposto de renda e contribuição social	9,2	6,1	51,5%	40,0	29,1	37,7%
EBITDA⁽¹⁾	61,3	20,1	204,9%	123,0	90,5	35,9%
Baixa de poços secos ou sub comerciais	1,0	-	N/A	162,1	13,2	N/A
EBITDAX⁽²⁾	62,2	20,1	209,9%	285,1	103,6	175,1%
Margem EBITDA ⁽³⁾	52,8%	24,2%	118,4%	26,6%	31,3%	-15,0%
Margem EBITDAX ⁽⁴⁾	53,7%	24,2%	121,9%	61,7%	35,9%	72,0%
Dívida Líquida ⁽⁵⁾	(952,3)	(1.098,5)	13,3%	(952,3)	(1.098,5)	13,3%
Dívida Líquida/EBITDAX	-3,34	-10,60	68,5%	-3,34	-10,60	68,5%

(1) Calculamos o EBITDA como o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade ou IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da nossa. Além disso, o EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da nossa lucratividade, em razão de não considerar determinados custos inerentes ao nosso negócio, que poderiam afetar, de maneira significativa, os nossos resultados líquidos, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. Utilizamos o EBITDA como medida adicional de nosso desempenho operacional.

(2) EBITDAX= EBITDA + baixa de poços secos ou sub comerciais.

(3) EBITDA dividido pela receita líquida.

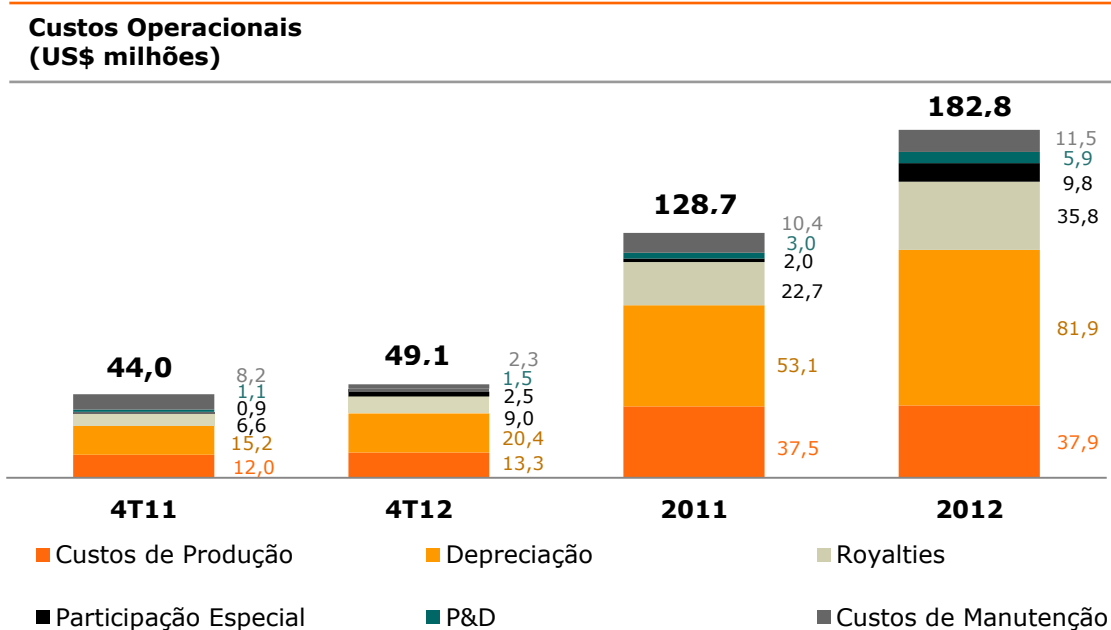
(4) EBITDAX dividido pela receita líquida.

(5) A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras. A dívida líquida não é reconhecida segundo as segundo Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) ou o US GAAP, ou ainda quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente da nossa.

Resultado Operacional

A receita líquida alcançou R\$116,0 milhões no 4T12, um aumento de 39,6% em relação ao 4T11, resultado da maior produção no Campo de Manati. Em 2012, a receita líquida totalizou R\$462,3 milhões, 60,0% acima da obtida em 2011, refletindo a capacidade integral de produção do Campo de Manati em 2012 e a forte demanda das usinas termoeletricas brasileiras.

Os custos operacionais permaneceram relativamente estáveis no 4T12, totalizando R\$49,1 milhões, em comparação a R\$44,0 milhões no mesmo período do ano anterior, quando os níveis de produção estiveram substancialmente menores. Em 2012, os custos operacionais alcançaram R\$182,8 milhões comparados a R\$128,7 milhões em 2011. Em 2012, os custos de manutenção foram de R\$11,5 milhões.



Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas somaram R\$18,4 milhões no 4T12, R\$6,6 milhões acima das registradas no 4T11. Em 2012, as despesas gerais e administrativas totalizaram R\$63,3 milhões, acima dos R\$59,5 milhões reportados em 2011.

O saldo registrado em 2012 inclui R\$54,9 milhões em despesas de pessoal comparado a R\$43,9 milhões reportados em 2011. Grande parte dessa variação foi decorrente do aumento do quadro de funcionários para operação do Bloco BS-4. Por outro lado, parte das despesas administrativas, R\$13,1 milhões, foi alocada a este mesmo projeto, do qual a QGEP retém em seu ativo 30% deste saldo, sendo os 70% remanescentes relativos aos parceiros no bloco, que reembolsam as despesas ao operador.

Este montante também inclui R\$16,4 milhões associados aos custos com participação no resultado dos anos de 2011 e 2012 e alteração na administração. As despesas de 2011 compreendem R\$23,1 milhões em gratificação devido à conclusão bem-sucedida do IPO.

Gastos exploratórios

Os gastos exploratórios totais no 4T12 somaram R\$8,0 milhões e estão relacionados a aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos, planejamento da campanha de perfuração, estudos de licenciamento e impacto ambiental, baixas de custos com poços não comerciais ou com reservas não operacionais, entre outros, em sua maioria referentes aos Blocos BM-S-12, BM-C-27, BM-CAL-12 e BM-S-8. Em 2012, os gastos exploratórios totais foram de R\$177,0 milhões, dos quais a maior parte se refere à baixa de R\$125,5 milhões do Bloco BM-S-12 e R\$36,6 milhões da devolução da descoberta de Jequitibá, que impactou principalmente o segundo trimestre de 2012.

Resultado Financeiro Líquido

No 4T12, a Companhia registrou resultado financeiro líquido de R\$16,0 milhões, em comparação a R\$25,3 milhões no 4T11, em função das menores taxas de juros. O resultado financeiro líquido do trimestre incluiu R\$18,0 milhões em receitas financeiras e R\$2,0 milhões em despesas financeiras. Em 2012, o resultado financeiro líquido totalizou R\$82,5 milhões, comparado a um resultado financeiro líquido de R\$84,4 milhões em 2011.

Lucro Líquido

O lucro líquido da Companhia atingiu R\$47,3 milhões no 4T12, um aumento de 98,8% comparado ao valor registrado no 4T11, como resultado do aumento nos volumes de produção do Campo de Manati e dos menores gastos exploratórios. Em 2012, a QGEP reportou lucro líquido de R\$82,5 milhões, que incluíram os gastos exploratórios de R\$177,0 milhões relativos principalmente às atividades exploratórias que não foram bem sucedidas no Bloco BM-S-12 e ao retorno da descoberta de Jequitibá à ANP. Em 2011, a Companhia registrou lucro líquido de R\$92,1 milhões.

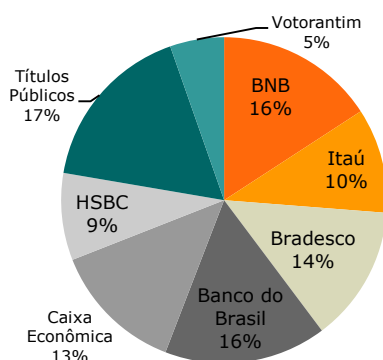
Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

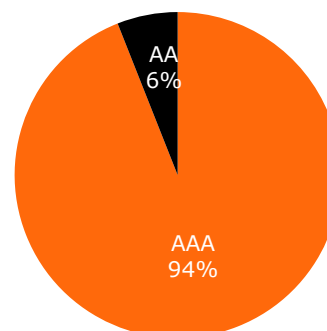
Ao final do 4T12, o saldo de caixa e a posição líquida de caixa da Companhia totalizaram R\$952,3 milhões.

O caixa é investido em fundos exclusivos e em ativos de renda fixa, todos em reais. O rendimento médio da carteira acumulado até 31 de dezembro de 2012 foi de 101,3% do CDI, e aproximadamente 96% dos fundos têm liquidez diária. A distribuição dos fundos é apresentada nos gráficos abaixo.

Distribuição dos Investimentos



Ratings



Contas a Receber / Pagar

O saldo de contas a receber totalizou R\$92,8 milhões ao final do 4T12, comparado a R\$99,1 milhões ao final do 3T12, em função da venda de gás para a Petrobras; O saldo de contas a pagar somou R\$32,5 milhões ao final do 4T12, um aumento de 6,1% com relação ao 3T12. No ano de 2011, os saldos de contas a receber e a pagar totalizaram R\$76,1 milhões e R\$292,5 milhões, respectivamente. No final de 2011, o saldo de contas a pagar incluía R\$243,1 milhões relativo a aquisição de 30% de participação no Bloco BS-4.

Endividamento

A Companhia não possuía endividamento ao final do 4T12. Conforme divulgado anteriormente, a Companhia eliminou sua dívida durante o segundo trimestre do ano, após quitar os empréstimos do BNDES e do BNB, contraídos para o desenvolvimento do Campo de Manati.

Fluxo De Caixa Operacional

O fluxo de caixa operacional da companhia totalizou R\$69,2 milhões no 4T12, 73,9% acima do valor registrado no 4T11, resultando em um fluxo de caixa operacional recorde de R\$254,3 milhões gerado em 2012, em comparação a R\$194,2 milhões em 2011.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa Corte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Flávia Gorin
Coordenadora de Relações com Investidores

Gabriela Lima
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Telefone: 55 21 3509-5959
Fax: 55 21 3509-5958
E-mail: ri@qgep.com.br
www.qgep.com.br/ri

Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a maior empresa produtora de controle privado no setor de Exploração e Produção ("E&P") do Brasil, e a primeira e única empresa privada brasileira a operar na área premium do pré-sal no país. A QGEP foi qualificada pela ANP nas duas últimas rodadas de licitação, em 2007 e 2008, para atuar como Operador A em Águas Profundas e Ultraprofundas. A Companhia possui um diversificado portfólio de ativos de alta qualidade e potencial de exploração e produção. Adicionalmente, possui 45% de participação na concessão do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é um dos maiores campos de gás natural não associado em produção no Brasil. O Campo de Manati está em operação desde 2007 e possui capacidade média de produção de cerca de 6 milhões de m³ por dia. Para mais informações, acesse www.qgep.com.br/ri.

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros, e de crescimento da companhia. Estas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração da companhia em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o seu plano de negócios. Tais projeções estão substancialmente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Estes aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Tais fatores estão sujeitos a alteração sem aviso prévio.

As informações financeiras da Companhia para os trimestres findos em 30 de dezembro de 2012 e 30 de dezembro de 2011 foram preparadas por nós segundo as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – DRE

Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	4T12	4T11	Δ%	2012	2011	Δ%
Receita Líquida	116,0	83,1	39,6%	462,3	289,0	60,0%
Custos operacionais	(49,1)	(44,0)	-11,5%	(182,8)	(128,7)	-42,0%
Lucro (Prejuízo) Bruto	66,9	39,1	71,3%	279,5	160,3	74,4%
Receitas (despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(18,4)	(11,8)	-56,0%	(63,3)	(59,5)	-6,3%
Gastos exploratórios	(8,0)	(17,9)	55,6%	(177,0)	(56,6)	-212,6%
Outras despesas operacionais líquidas	0,0	(4,8)	100,2%	0,8	(7,3)	110,7%
Lucro (Prejuízo) operacional	40,5	4,6	N/A	40,0	36,9	8,6%
Resultado financeiro líquido	16,0	25,3	-36,7%	82,5	84,4	-2,2%
Lucro (Prejuízo) antes de imposto de renda e contribuição social	56,5	29,9	89,2%	122,5	121,2	1,1%
Imposto de renda e contribuição social	(9,2)	(6,1)	51,5%	(40,0)	(29,1)	-37,7%
Lucro (Prejuízo) líquido	47,3	23,8	98,8%	82,5	92,1	-10,5%

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	4T12	3T12	Δ%
Ativo			
Circulante	1.100,0	1.063,3	3,5%
Caixa e Equivalentes de Caixa	871,3	875,4	-0,5%
Investimentos	80,9	50,1	61,6%
Contas a receber	92,8	99,1	-6,4%
Impostos a recuperar	35,7	26,8	33,3%
Outros	19,3	12,0	61,4%
Não Circulante	1.334,0	1.341,5	-0,6%
Caixa restrito	24,2	20,5	18,0%
Impostos a recuperar	0,4	3,9	-89,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	9,0	N/A
Imobilizado	773,2	771,9	0,2%
Intangível	536,1	536,0	-
Outros	-	0,1	N/A
Total do Ativo	2.434,0	2.404,8	1,2%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	89,8	99,0	-9,3%
Contas a pagar	32,5	30,6	6,1%
Impostos a pagar	23,8	37,8	-37,1%
Remuneração e obrigações sociais	11,7	7,4	57,9%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,1	0,2	-62,4%
Empréstimos e financiamentos	-	-	-
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	9,0	10,1	-10,7%
Outros	12,7	12,8	-1,1%
Não Circulante	116,5	115,7	0,6%
Empréstimos e financiamentos	-	-	-
Provisão para abandono	116,5	115,7	0,6%
Patrimônio líquido	2.227,7	2.190,0	1,7%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	-
Reserva de investimento	165,8	87,5	89,5%
Reserva Legal	10,5	6,4	64,6%
Plano de Opção de Ações	12,2	10,3	18,2%
Lucro líquido do período	-	35,1	N/A
Ações em tesouraria	(38,9)	(27,4)	-41,8%
Total do passivo e patrimônio líquido	2.434,0	2.404,8	1,2%

Anexo III – FLUXOS DE CAIXA

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)

	4T12	4T11	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro (Prejuízo) líquido do período	47,3	23,8	98,8%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:			
Amortização e depreciação	20,7	15,5	33,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	9,0	(0,6)	N/A
Encargos financeiros e ganho (perda) cambial sobre empréstimos e financiamentos	-	3,1	N/A
Baixa do Imobilizado	0,3	-	N/A
Provisão para plano de opções de ações	1,9	1,4	34,5%
Provisão para imposto de renda e contribuição social	0,2	6,7	-97,4%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(1,1)	(0,4)	-184,8%
Instrumentos financeiros derivativos	-	1,2	N/A
Ganho (perda) cambial nas contas a pagar para aquisição de blocos exploratórios	-	3,0	N/A
Ganho (perda) cambial sobre provisão para abandono	0,7	1,2	-39,9%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(6,5)	(24,1)	73,2%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(3,5)	9,0	-139,1%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	69,2	39,8	73,9%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(61,8)	40,5	-252,8%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(11,5)	(83,2)	86,2%
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(4,1)	(2,9)	-39,0%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	875,4	1,024,8	-14,6%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	871,3	1,022,0	-14,7%
Aumento do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(4,1)	(2,9)	-41,3%

Anexo IV – GLOSSÁRIO

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 meters ou menos.
Águas Ultraprofundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
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 no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
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, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
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 farm-in e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em farm-out.
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.
Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas rasas a ultraprofundas.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários (geração, migração, reservatório, selo e trapeamento) para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
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 Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	São as quantidades de petróleo que se antecipa serem comercialmente recuperáveis por meio da implementação de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
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, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se que tenham a mesma chance (50%/ 50%) de serem atingidas ou excedidas.