

QUARTO TRIMESTRE E ANO DE 2013

# Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.



## Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)

27 de fevereiro de 2014

09h00 (horário de Nova Iorque)

12h00 (horário de Brasília)

Dial in Brasil: +55 11 4688-6361

Dial in US: +1 786 924-6977

Código: Queiroz Galvão

---

## QGEP

Av. Almirante Barroso, 52, Sala 1301 Centro

Rio de Janeiro - RJ

CEP: 20031-918

T 55 21 3509-5800



**queiroz galvão**

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

# QGEP divulga os resultados do quarto trimestre e do ano de 2013

**Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2014** - A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), a única empresa independente brasileira a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e do exercício findo em 31 de dezembro de 2013. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são consolidadas de acordo com as regras contábeis adotadas no IFRS (International Financial Reporting Standards), conforme descrito na seção financeira deste relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati alcançou 6,1MMm<sup>3</sup> no 4T13, atingindo a produção média de 6,0MMm<sup>3</sup> por dia no ano.**

---

- ▶ **Os resultados positivos do teste no Campo de Atlanta indicaram uma produção estimada próxima ao limite superior da expectativa de 6-12 kbbl/dia, após a perfuração e completação bem sucedidas do primeiro poço horizontal.**

---

- ▶ **A receita líquida foi de R\$125,7 milhões no 4T13, comparada a R\$116,0 milhões no 4T12. Em 2013, a receita líquida totalizou R\$486,1 milhões, um aumento de 5,1% em relação a 2012.**

---

- ▶ **O EBITDAX no 4T13 foi de R\$65,6 milhões, ante R\$59,6 milhões no 4T12; a margem EBITDAX no 4T13 foi de 52,1%. O EBITDAX de 2013 foi de R\$271,4 milhões, comparado com R\$285,1 milhões em 2012. A margem EBITDAX de 2013 foi de 55,8%.**

---

- ▶ **O lucro líquido foi de R\$21,2 milhões no 4T13, considerando R\$42,3 milhões de despesas relacionadas à devolução do Bloco BM-S-12 à ANP. O lucro líquido de 2013 alcançou R\$192,2 milhões, comparado com R\$82,5 milhões em 2012.**

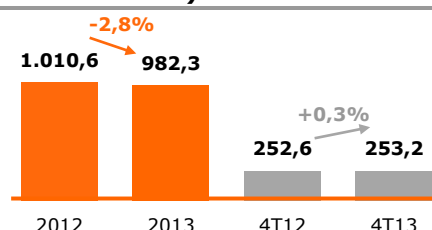
---

- ▶ **O fluxo de caixa das atividades operacionais de 2013 foi de R\$376,4 milhões, um aumento de 48,0% em relação a 2012.**

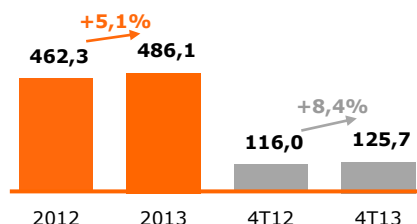
---

- ▶ **Ao final do 4T13, o saldo de caixa\* foi de R\$1,0 bilhão e o Caixa Líquido foi de R\$837,8 milhões.**

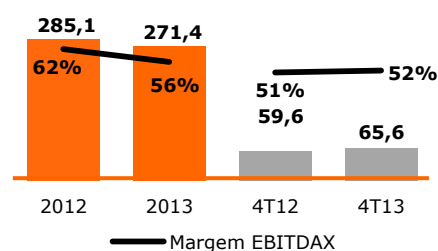
**Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)**



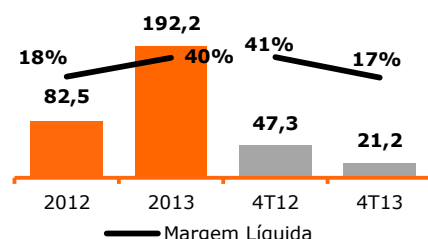
**Receita Líquida (R\$ milhões)**



**EBITDAX (R\$ milhões)**



**Lucro Líquido (R\$ milhões)**



\* Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

## Mensagem da Administração

O ano de 2013 foi, mais uma vez, um período de realizações importantes para a QGEP. Atingimos sólidos resultados financeiros, avançamos em vários projetos desafiadores e abrimos caminho para a próxima fase de crescimento da Companhia no curto e médio prazos. Em conjunto com as conquistas alcançadas no decorrer do ano que passou, vieram também algumas alterações nos cronogramas dos projetos relacionadas às mudanças nos prazos de perfuração exploratória. Entretanto, conseguimos mais do que compensar esses atrasos ao atingirmos importantes marcos em nossas atividades de produção, desenvolvimento e exploração que sustentam nossa estratégia de crescimento futuro.

- ✓ **Produção:** A produção média do Campo de Manati foi de 6,0MMm<sup>3</sup> por dia em 2013, alcançando o limite superior do *guidance* que divulgamos no início do ano. A forte demanda das usinas termelétricas brasileiras no decorrer do ano de 2013, bem como a eficiente infraestrutura de Manati, que permite a produção de gás a baixo custo, foram responsáveis por este resultado. Com base no desempenho do Campo até o momento, aumentamos nossa estimativa para a capacidade de produção média em 2014 para aproximadamente 5,5MMm<sup>3</sup> por dia. Considerando esses níveis, continuaremos a gerar receita e fluxo de caixa operacional significativos, e assim que a estação de compressão estiver em operação, a capacidade média de produção retornará aos 6,0MMm<sup>3</sup> por dia.
- ✓ **Desenvolvimento:** O trabalho de desenvolvimento do Campo de Atlanta, no Bloco BS-4, avançou de acordo com o cronograma. Temos satisfação em anunciar a perfuração e completação bem sucedidas do nosso primeiro poço horizontal do Sistema de Produção Antecipada (SPA). Os resultados do teste ficaram no limite superior das nossas expectativas em termos de taxas médias de produtividade e confirmaram as características do reservatório e do óleo. Contratamos uma empresa de consultoria externa para certificar as reservas do Campo de Atlanta e esperamos anunciar os resultados no segundo trimestre deste ano. Em 2013, obtivemos um financiamento de R\$266 milhões da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), concedido em reconhecimento às inovações e soluções tecnológicas da QGEP no desenvolvimento do projeto, bem como devido à importância estratégica do Campo. Atualmente, estamos perfurando um segundo poço horizontal e lançamos um processo de licitação para um FPSO.
- ✓ **Exploração:** Prosseguimos com as atividades exploratórias em nosso portfólio de ativos, o qual inclui descobertas e perspectivas promissoras que conferem à QGEP grande potencial de crescimento. Um dos nossos mais importantes ativos é a descoberta de Carcará no Bloco BM-S-8, onde deveremos ter os resultados da perfuração e do teste do primeiro poço de extensão até meados de 2015. Cientes da alteração de cronograma decorrente da necessidade de priorizar a eficiência operacional e a segurança, que são primordiais nesse tipo de perfuração em reservatórios profundos do pré-sal, continuamos buscando alternativas junto ao Operador para otimizar a programação de perfuração no Bloco. Além disso, quando consideramos o potencial dessa descoberta, baseado nos dados obtidos durante a perfuração do poço descobridor e a experiência do operador nesta área, avaliamos ser este um pequeno atraso no curto prazo para algo que resultará em uma criação de valor de longo prazo.

Em 2013, expandimos e diversificamos significativamente nosso portfólio exploratório com os oito blocos adquiridos na 11<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP, ampliando nossas parcerias tanto com *majors* como com empresas petroleiras independentes. Estamos atualmente em processo de contratação da aquisição de dados sísmicos 3D, conforme compromisso assumido com a ANP. Também estamos otimistas em relação aos resultados obtidos no poço 1-QG-5A-BAS, que perfuramos no Prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1), na Bacia de Jequitinhonha, em que somos o operador com 100% de participação. Após o protocolo de uma Notificação de Descoberta em agosto de 2013, submetemos à ANP um Plano de Avaliação de Descoberta em dezembro de 2013, o qual estamos aguardando aprovação.

Além de possuir um portfólio de ativos bem equilibrado, a QGEP se diferencia por uma sólida situação financeira, que reflete sua política diligente na gestão de gastos e rigidez no gerenciamento de riscos. Este desempenho financeiro consistente nos permite conduzir nosso negócio com vistas à criação de

valor e nos proporciona flexibilidade para investir em projetos de alto potencial que apresentem risco/retorno adequados. Considerando a posição financeira privilegiada da Companhia e o resultado obtido no Campo de Manati ao longo de 2013, o Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos de R\$40 milhões, o que corresponde a R\$0,15 por ação. Os dividendos serão submetidos à aprovação em Assembleia a ser realizada no dia 16 de abril de 2014. Essa distribuição está pautada na crença da Companhia que os nossos projetos irão gerar maior valor no médio prazo aos nossos acionistas e no reconhecimento do suporte que temos recebido de nossos investidores. Assim, apesar de os atrasos no curto prazo serem motivo de desapontamentos tanto para a administração quanto para os investidores, continuamos focados em obter o melhor aproveitamento de nossas competências, trabalhando com total transparência e gerando valor a todos os nossos públicos de interesse.

Em suma, estamos satisfeitos com os resultados financeiros de 2013 e orgulhosos de nosso sucesso na combinação da competência técnica e do *know-how* para sermos um operador de primeira linha, ao mesmo tempo em que abrimos caminho para o crescimento futuro da empresa. Agradecemos a todo o nosso pessoal, parceiros e investidores por seu apoio e estamos ansiosos em continuar reportando nosso progresso em 2014.

## Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluído
Camamu	BCAM-40 <sup>(1)</sup>	Manati	45%	Reserva	Gás
Camamu	BCAM-40 <sup>(1)</sup>	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	BM-CAL-5	Copaíba	27,5%	Contingente	Óleo
Camamu	BM-CAL-12	CAM#01 (Além-Tejo)	20%	Prospectivo	Óleo
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto de Canavieiras	100%	Prospectivo/Contingente	Óleo-Gás
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto Externo	100%	Prospectivo	Óleo-Gás
Campos	BM-C-27A <sup>(2)</sup>	Guanabara Profundo	30%	Prospectivo	Óleo-Gás
Santos	BM-S-8	Biguá	10%	Prospectivo/Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reserva/Contingente	Óleo
Santos	BS-4	Oliva	30%	Contingente	Óleo
Santos	BS-4	Piapara	30%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-598		20%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-673		20%	Prospectivo	Óleo
Foz do Amazonas	FZA-M-90		35%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		30%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-337		50%	Prospectivo	Óleo
Ceará	CE-M-661		25%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-894		30%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-896		30%	Prospectivo	Óleo

<sup>(1)</sup> O Bloco BCAM-40 foi devolvido após a delimitação das áreas de Manati e Camarão Norte.

<sup>(2)</sup> Transação sujeita à aprovação da ANP e demais órgãos competentes.

# Produção e Desenvolvimento

## MANATI

O Campo de Manati manteve sua produção média diária em 6,1MMm<sup>3</sup> no 4T13 e 6,0MMm<sup>3</sup> no ano, no limite superior do intervalo estimado no início de 2013. Em janeiro de 2014, a produção média totalizou 6,1MMm<sup>3</sup> por dia e, assim, a QGEP aumentou sua estimativa para este ano para uma produção média de 5,5MMm<sup>3</sup> por dia.

O Consórcio continua o processo de contratação para a construção e operação de uma estação de compressão de gás no Campo de Manati, a aproximadamente 36 km da plataforma. A licitação para o projeto foi concluída e estamos aguardando as aprovações internas do operador. A construção deve ter início em meados de 2014. Esta estação de compressão possibilitará que a capacidade de produção média do campo de Manati retorne a 6,0MMm<sup>3</sup> por dia a partir de meados de 2015.

Conforme anunciado anteriormente, a pintura da plataforma está prevista para ocorrer no segundo semestre de 2014, com custo líquido para a QGEP de R\$20 milhões. A produção não será afetada por esta manutenção.

As reservas do Campo de Manati, líquidas para a QGEP, são de 7,2 bilhões de m<sup>3</sup> (45,3 milhões de boe) e refletem as reservas 2P de 8,2 bilhões de m<sup>3</sup> (51,5 milhões de boe), que constam no relatório da GCA de 31 de dezembro de 2012, menos o volume produzido em 2013, de 1,0 bilhão de m<sup>3</sup> (6,2 milhões de boe).

## ATLANTA E OLIVA (Bloco BS-4)

O primeiro poço horizontal foi perfurado no Campo de Atlanta e o teste de formação a poço revestido indicou que a capacidade de produção do poço está no limite superior do intervalo estimado, em torno de 12 mil barris por dia. Os resultados do teste também confirmaram as características previstas do óleo, com API de 14°. A perfuração do segundo poço horizontal deve ser concluída em três meses. A QGEP iniciou uma licitação para o FPSO, que deve ser concluída no terceiro trimestre de 2014. Dois possíveis cenários estão sendo considerados: a implantação do Sistema de Produção Antecipada ou o prosseguimento direto para o Sistema Definitivo. A decisão sobre a contratação do FPSO considerará aspectos como a disponibilidade e custos dos FPSOs, bem como o impacto na avaliação econômica do projeto. Em ambos os casos, o primeiro óleo de Atlanta é esperado para o final de 2015 ou início de 2016, dependendo do prazo para a chegada do FPSO.

Em agosto de 2013, a QGEP recebeu da ANP a aprovação para o plano de desenvolvimento do Campo de Oliva, localizado a aproximadamente 17 km de Atlanta. O Plano de Desenvolvimento inclui a perfuração de cinco poços produtores e três de injeção, todos horizontais, que serão conectados às instalações de Atlanta. O primeiro óleo de Oliva é esperado para 2021.

A QGEP é o operador do Bloco BS-4, onde se localizam os Campos de Atlanta e Oliva, e detém 30% de participação.



# Exploração

## BM-J-2

Em agosto de 2013, a Companhia protocolou uma Notificação de Descoberta junto à ANP, após a identificação de anomalias no detector de gás e de indícios de óleo em amostras de calha, associados à interpretação de zonas de interesse em perfis da seção pré-sal do poço 1-QG-5A-BAS. Localizado a 20 km da costa do estado da Bahia, o poço foi perfurado a uma profundidade final de 4.800 metros, 750 metros abaixo da camada de sal, para testar a estrutura do prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1).

Em dezembro de 2013, a QGEP encaminhou à ANP um Plano de Avaliação de Descoberta para o Bloco BM-J-2 e atualmente discute com a Agência os próximos passos para o Bloco. A Companhia espera receber a aprovação da proposta durante o primeiro semestre de 2014.

O Bloco BM-J-2 é operado pela QGEP com 100% de participação e está situado em águas rasas na Bacia de Jequitinhonha.

## BS-4

A análise dos novos dados sísmicos 3D do Bloco BS-4 continua em andamento e já confirmou o potencial da seção pré-sal do bloco. Esses dados foram adquiridos para aprimorar o imageamento dos objetivos do pré e pós-sal no Bloco. O Consórcio ainda não definiu o cronograma de perfuração do prospecto de pré-sal Piapara.

## BM-S-8

A perfuração do primeiro poço de extensão da importante descoberta de Carcará começou em dezembro de 2013 e foi interrompida devido a questões operacionais na unidade de perfuração, nos primeiros estágios do poço. O Consórcio está avaliando se manterá a estratégia de perfuração em duas fases, com duas sondas diferentes, ou em uma única fase. Se a perfuração ocorrer em duas fases, deverá ser reiniciada durante o segundo trimestre de 2014, com a segunda fase começando no quarto trimestre. Caso a perfuração ocorra em uma fase única, terá início no quarto trimestre de 2014. Em ambos os cenários, é necessária uma sonda com equipamento adequado para a perfuração de reservatórios profundos com alto nível de segurança e eficiência. Também em ambas as opções, a perfuração e o Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) devem ser concluídos até meados de 2015. O Consórcio também planeja realizar um Teste de Longa Duração (TLD) neste poço de extensão e o primeiro óleo é esperado para o final de 2018.

A perfuração do prospecto de Guanxuma, localizado a aproximadamente 30 km da descoberta de Carcará no pré-sal da Bacia de Santos, deve ter início no segundo semestre de 2015.

O Consórcio está avaliando a economicidade da descoberta de Biguá e considera, inclusive, a possibilidade de retorná-la à ANP. Esta decisão deverá ser tomada até o final do primeiro trimestre de 2014 e, no caso de devolução, os custos líquidos para a QGEP serão de aproximadamente R\$28 milhões.

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

A QGEP aguarda a aprovação da ANP e dos demais órgãos competentes para a transferência de 30% dos direitos de concessão relacionados ao processo de *farm-in* da Concessão BM-C-27A. Assim que tiver a aprovação, o Consórcio iniciará o processo de aquisição de equipamentos específicos utilizados em poços profundos para possibilitar a perfuração do prospecto Guanabara Profundo esperada para 2016.

O CAPEX estimado para a perfuração do prospecto Guanabara Profundo, líquido para a QGEP, é de US\$55 milhões em 2016. Tal montante inclui o carregamento de parte dos investimentos do operador da Concessão, a Petrobras.

A Concessão BM-C-27A inclui os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, todos situados em águas rasas da Bacia de Campos, a aproximadamente 70 km da costa.

## BM-S-12

O Consórcio decidiu devolver o Bloco BM-S-12 à ANP, tendo em vista que o desenvolvimento da produção deste Bloco considerava a implantação de uma infraestrutura de escoamento de gás que atenderia diversos campos adjacentes, que foram devolvidos à Agência. Assim, o gás do BM-S-12 não poderia ser escoado, fazendo com que o projeto não tivesse valor econômico.

A despesa relacionada à devolução desse bloco, líquida para a QGEP, foi de R\$42,3 milhões, reconhecida nas demonstrações financeiras do 4T13.

## BM-CAL-12 (Blocos CAL-M-312 e CAL-M-372)

O Consórcio concluiu os estudos de impacto ambiental relacionados ao BM-CAL-12 e prossegue com o processo de obtenção da licença ambiental, esperada até o final de 2014. Um poço pioneiro será perfurado no prospecto CAM#01 (Além-Tejo), localizado no Bloco CAL-M-372, e sua perfuração terá início logo após o recebimento da licença.

O valor a ser investido em atividades na Concessão BM-CAL-12, líquido para a QGEP, é de aproximadamente US\$40 milhões.

## BM-CAL-5

No Bloco BM-CAL-5, o Consórcio aguarda a emissão pelo IBAMA do Termo de Referência, que determina o escopo dos estudos de impacto ambiental a serem realizados na área. Após a obtenção da licença ambiental, a perfuração será iniciada para melhor avaliar a descoberta de Copaíba. O Consórcio prevê que receberá a licença em 2015 e planeja começar a perfuração em 2016. O CAPEX, líquido para a QGEP, para as atividades no BM-CAL-5 está estimado em US\$22 milhões.

O Bloco está localizado na Bacia de Camamu e o reservatório está a uma profundidade entre 2.700 e 3.700 metros, com recursos contingentes 3C, líquidos para a QGEP, de 17,9 milhões de boe.

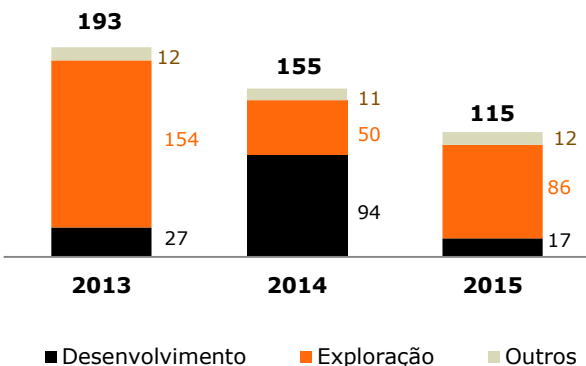
## Blocos Adquiridos na 11ª Rodada da ANP

A QGEP está em fase de contratação da aquisição de dados sísmicos 3D para os blocos concedidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP em 2013. A QGEP espera iniciar a aquisição de dados sísmicos para os ativos das bacias do Espírito Santo, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão em 2014, enquanto os das bacias do Ceará e Pernambuco-Paraíba serão adquiridos respectivamente em 2015 e em 2016.

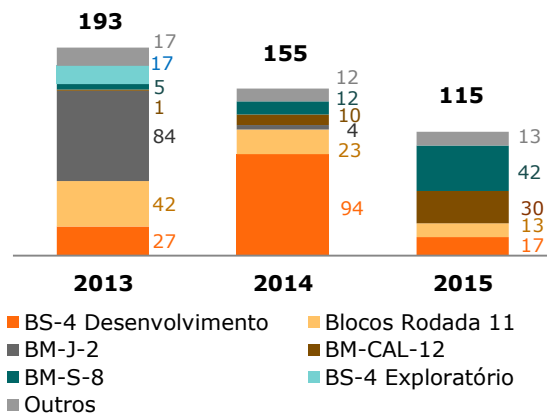
A QGEP estima desembolsar US\$46 milhões para a aquisição desses dados ao longo dos próximos três anos, bem como aproximadamente US\$200 milhões relativos à perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios a partir de 2017.

## CAPEX

**CAPEX líquido QGEP  
(US\$ milhões)**



**CAPEX líquido QGEP  
(US\$ milhões)**



## Eventos Corporativos Recentes

- ▶ No dia 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações – 2014, outorgando um total de 2.373.330 ações ao preço de exercício de R\$9,06/ação, que correspondem a 0,89% das ações da Companhia. Este programa tem como objetivo reter talentos na QGEP.
- ▶ No dia 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração autorizou o quarto programa de recompra de ações de emissão da própria Companhia, em um total de 2.245.357 ações a serem adquiridas em um prazo máximo de 365 dias a contar da data de aprovação deste Plano pelo Conselho, o qual tem como objetivo manter as ações em tesouraria com vistas à implementação do Programa de Outorga de Opção de Compra de Ações – 2014. Uma vez que essas ações forem recompradas, a Companhia terá um total de 7,9 milhões de ações em tesouraria, próximo ao limite de 10% das ações em circulação estabelecido pela CVM.
- ▶ No dia 24 de fevereiro de 2014, o Conselho de Administração propôs uma distribuição de dividendos de R\$40 milhões, o que corresponde a R\$0,15 por ação. Esta proposta será submetida à aprovação em Assembleia no dia 16 de abril de 2014 e, se aprovada, os dividendos serão pagos em 5 de maio de 2014 para os acionistas identificados na base acionária na data da Assembleia.

## Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

As atividades da QGEP são pautadas nos princípios da ética, das boas práticas de governança corporativa e do respeito ao meio ambiente. Nossa meta é figurar entre as companhias com os melhores resultados no segmento de E&P e entre as melhores empresas para trabalhar no Brasil. Praticamos iniciativas de responsabilidade social que visam a geração de empregos e uma operação comercial que seja referência em integração e excelência. A Companhia está comprometida a agir de forma responsável e segura para minimizar o impacto ambiental e beneficiar as comunidades no entorno de suas atividades.

No ano de 2013, retomamos nossas atividades exploratórias no Bloco BM-J-2, na região sul da Bahia. Assim, todos os nossos projetos socioambientais estiveram amplamente ativos e destacamos a finalização das entregas do Plano de Compensação da Atividade Pesqueira (PCAP). O projeto estabeleceu



compensações por meio do diálogo franco com as comunidades tradicionais identificadas nos municípios da área de influência direta do Bloco BM-J-2. Após mais de um ano de atividades, o projeto foi considerado um caso de sucesso pelo próprio órgão licenciador.

Além dos programas ambientais, a QGEP deu continuidade aos projetos educacionais e de incentivo ao esporte, à educação e à cultura, como o Viva Vôlei, que manteve ao longo do ano dois núcleos de atividades, em Canavieiras e em Campinhos, ambos na Bahia, que ensinam a prática do vôlei e fornecem acompanhamento pedagógico desde 2010. A empresa firmou também a continuidade de sua parceria com o Projeto Portinari, apresentando o projeto "Portinari Para Todos" em oito municípios do estado do Rio de Janeiro.

Mantendo seu compromisso com a transparência e a gestão responsável, a Companhia publicou o seu segundo Relatório Anual de Sustentabilidade, referente ao ano fiscal de 2012, ampliando assim o diálogo com seus diversos públicos de interesse.

## Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia no 4T13 e 4T12, e nos exercícios fiscais de 2013 e 2012. Alguns percentuais e outros números incluídos nesse relatório foram arredondados para facilitar a apresentação e podem apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas constantes nas informações trimestrais. Além disso, pela mesma razão, os valores totais apresentados em algumas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos números precedentes.

### Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	4T13	4T12	Δ%	2013	2012	Δ%
Lucro líquido	21,2	47,3	-55,3%	192,2	82,5	133,1%
Amortização e depreciação	31,4	20,7	51,5%	97,3	82,9	17,3%
Receita (Despesa) financeira líquida	(18,0)	(16,0)	-12,3%	(62,1)	(82,5)	24,8%
Imposto de renda e contribuição social	(14,7)	9,2	-259,4%	(4,6)	40,0	-111,4%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>19,9</b>	<b>61,2</b>	<b>-67,5%</b>	<b>222,9</b>	<b>122,9</b>	<b>81,3%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços sub-comerciais e secos <sup>(2)</sup>	45,6	(1,6)	N/A	48,5	162,1	-70,1%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>65,6</b>	<b>59,6</b>	<b>10,0%</b>	<b>271,4</b>	<b>285,1</b>	<b>-4,8%</b>
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	15,8%	52,8%	-70,0%	45,9%	26,6%	72,5%
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	52,1%	51,4%	1,4%	55,8%	61,7%	-9,4%
Dívida líquida <sup>(6)</sup>	(837,8)	(952,3)	12,0%	(837,8)	(952,3)	12,0%
Dívida líquida/EBITDAX	(3,1)	(3,3)	7,6%	(3,1)	(3,3)	7,6%

<sup>(1)</sup> O cálculo do EBITDA considera o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro líquido e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS). Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como 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 utilizada na QGEP. Além disso, o EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia em razão de não considerar determinados custos inerentes ao negócio que poderiam afetar, de maneira significativa, os resultados líquidos, tais como receita financeira líquida, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

<sup>(2)</sup> Despesas de Exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou com volumes não comerciais.

<sup>(3)</sup> EBITDAX= é uma medida usada no setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

<sup>(4)</sup> EBITDA dividido pela receita líquida.

<sup>(5)</sup> EBITDAX dividido pela receita líquida.

<sup>(6)</sup> 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 títulos e valores mobiliários. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) ou o US GAAP, ou ainda quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente.

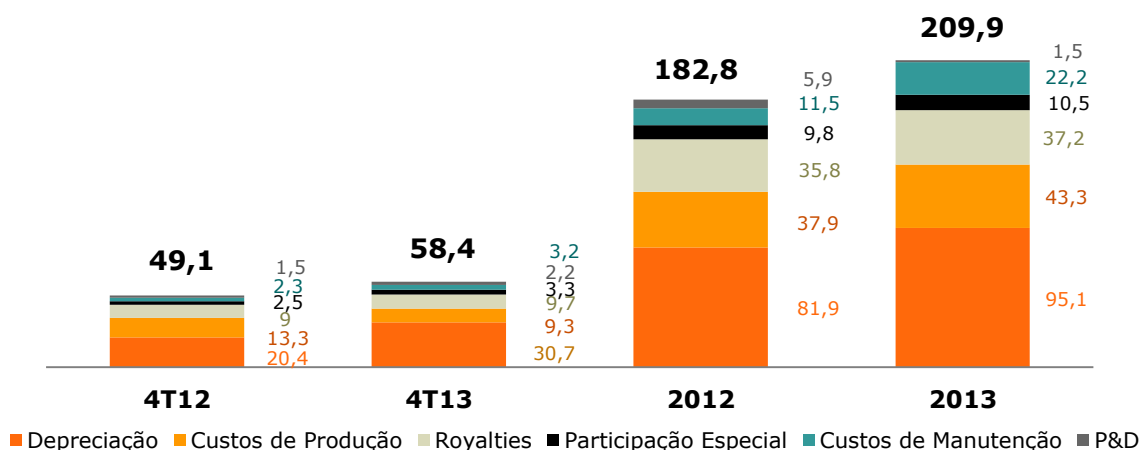
## Resultados Operacionais

A receita líquida do 4T13 atingiu R\$125,7 milhões, um aumento de 8,4% comparado com o 4T12, principalmente devido ao reajuste contratual do preço do gás natural. Em 2013, a receita líquida totalizou R\$486,1 milhões, 5,1% acima do apurado em 2012.

Os custos operacionais no 4T13 totalizaram R\$58,4 milhões, 18,9% superiores aos registrados no 4T12, principalmente devido aos maiores custos de amortização relacionados ao aumento da provisão de abandono de Manati, após o abandono do poço pioneiro do Campo. Os custos operacionais do trimestre referem-se a R\$9,3 milhões em custos de produção, R\$30,7 milhões em depreciação e amortização, R\$9,7 milhões em royalties, R\$3,3 milhões em participação especial, R\$3,2 milhões em custos de manutenção, e R\$2,2 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Em 2013, os custos operacionais aumentaram 14,8% comparados com 2012. Isso ocorreu principalmente em razão dos custos de manutenção incorridos no 2T13 relacionados à manutenção programada realizada no Campo de Manati.

### Custos Operacionais (R\$ milhões)



## Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas do 4T13 foram de R\$23,6 milhões, 28,2% maior que o 4T12. R\$9,9 milhões do total das despesas são relacionados aos custos com participação no resultado (PLR). Adicionalmente, ao final do trimestre, a Companhia contava com 116 funcionários, número 49% acima do registrado na mesma data do ano anterior, devido ao aumento de escopo decorrente da posição como operador e do aumento do portfólio exploratório da Companhia.

No ano, as despesas gerais e administrativas somaram R\$68,6 milhões, 8,4% a mais do que os R\$63,3 milhões apurados em 2012. Parte das despesas administrativas são repassadas aos parceiros já que a QGEP é o operador do Bloco BS-4 e retém 30% do montante. Os 70% remanescentes são relacionados

aos parceiros do bloco que reembolsam as despesas ao operador. O montante total repassado em 2013 foi de R\$23,0 milhões comparado a R\$12,8 milhões em 2012.

## Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios totais no 4T13 foram de R\$55,1 milhões, superior aos R\$8,0 milhões registrados no 4T12. Esse aumento ocorreu principalmente devido à despesa de R\$42,3 milhões, líquida para a QGEP, relacionada à devolução do Bloco BM-S-12 à ANP, bem como R\$3,0 milhões da baixa referente ao poço de extensão da descoberta de Carcará iniciado em Dezembro de 2013 que foi posteriormente interrompido devido a questões operacionais nos primeiros estágios da perfuração.

Os gastos exploratórios de 2013 totalizaram R\$81,5 milhões, comparados a R\$177,0 milhões em 2012, quando os gastos foram impactados pela baixa do poço Ilha do Macuco e a devolução da descoberta de Jequitibá.

## Resultado Financeiro Líquido

Em 4T13, a QGEP registrou resultado financeiro líquido de R\$18,0 milhões, 12,3% a mais do que no mesmo trimestre do ano anterior, principalmente como consequência das variações cambiais que tiveram um efeito não caixa no saldo da provisão de abandono do Campo de Manati e do Campo de Atlanta. O resultado financeiro líquido do exercício fiscal de 2013 foi de R\$62,1 milhões, 24,8% abaixo do ano de 2012, quando tivemos o resultado de uma receita financeira de R\$22,8 milhões relacionadas à variação cambial sobre o saldo a pagar de 30% de participação do Bloco BS-4 em 2012.

## Lucro Líquido

O lucro líquido do 4T13 foi de R\$21,2 milhões, 55,3% inferior aos R\$47,3 milhões registrados no 4T12, refletindo os maiores gastos exploratórios e custos operacionais.

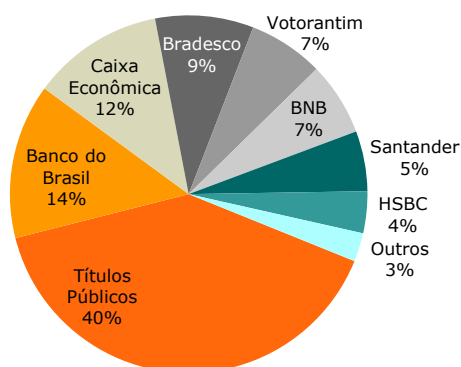
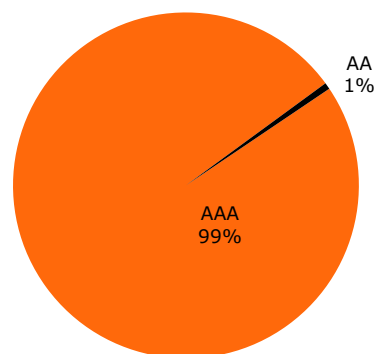
No ano, a QGEP gerou lucro líquido de R\$192,2 milhões, comparados a R\$82,5 milhões em 2012, quando a Companhia incorreu em maiores custos relacionados às atividades exploratórias.

# Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

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

No encerramento de 2013, a Companhia registrava um saldo de caixa de R\$1,0 bilhão, já incluindo o caixa proveniente dos créditos da FINEP, no valor de R\$169,3 milhões. A QGEP detinha 17% de seus investimentos financeiros aplicados em fundos cambiais, enquanto o restante continuava em moeda nacional.

O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 31 de dezembro de 2013 foi de 102,3% do CDI e aproximadamente 99% dos fundos investidos contam com liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

**Investimentos****Ratings\***

\*Não inclui títulos da dívida pública

## Contas a Receber / Pagar

No encerramento do 4T13, a Companhia apresentava saldo de Contas a Receber de R\$99,4 milhões, comparado com R\$97,7 milhões ao final do 3T13. O contas a pagar totalizavam R\$160,2 milhões no final do 4T13, resultado similar aos R\$ 156,3 milhões registrados no 3T13.

## Crédito com Parceiros

No final do 4T13, o saldo de crédito com parceiros totalizou R\$116,2 milhões e corresponde às chamadas de capital já emitidas aos parceiros, bem como as despesas incorridas pelo operador até 31 de dezembro de 2013 e que ainda serão emitidas como chamadas de capital no início de 2014.

Como já divulgado, o montante total que o consorciado OGX Petróleo e Gás S.A. ("OGX") deixou de aportar em 31 de dezembro de 2013 foi de R\$73 milhões. Dos valores suportados pelos consorciados adimplentes, a OGX já ressarciu seus sócios em aproximadamente R\$73 milhões (valor principal) em 2014. A OGX deixou de aportar a chamada de capital subsequente referente à fevereiro de 2014, em valor principal de aproximadamente R\$25,8 milhões. Este valor foi suportado pelos consorciados adimplentes na proporção de 50% cada.

## Endividamento

O endividamento total ao final do 4T13 era de R\$167,9 milhões, que inclui R\$169,3 milhões em principal, R\$0,6 milhões em juros (sendo R\$0,4 já amortizados), e ainda uma taxa bancária de R\$1,7 milhões. O endividamento se refere a recursos tomados do financiamento total de R\$266,1 milhões obtidos da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) para dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta. O financiamento aprovado pela FINEP é composto por duas linhas de crédito, uma à taxa fixa e outra à taxa flutuante. Atualmente, ambas têm taxa de juros equivalente a 3,5% a.a., com período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos.

A FINEP é um fundo governamental ligado ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação e tem como objetivo conceder financiamento para o setor público e privado, com ênfase em inovação tecnológica, visando promover o desenvolvimento sustentável do Brasil.

## Fluxo de Caixa Operacional

No 4T13, a Companhia registrou fluxo de caixa operacional de R\$11,8 milhões, comparado com R\$69,2 milhões no 4T12. No exercício de 2013, o fluxo de caixa operacional foi de R\$376,4 milhões, um aumento de 48,0% em relação a R\$254,3 milhões em 2012.

# Relações com Investidores

## QGEP Participações S.A.

Paula Costa Côrte-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, 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ, Brasil  
CEP: 20031-918  
Fone: 55 21 3509-5959  
Fax: 55 21 3509-5958  
[www.qgep.com.br/ri](http://www.qgep.com.br/ri)

## Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a única empresa privada brasileira a operar na área *premium* do pré-sal na Bacia de Santos. É qualificada pela ANP para atuar como "Operadora A" em Águas Rasas até Águas Ultra-Profundas. A Companhia possui portfólio diversificado de ativos de alta qualidade, com potencial de exploração e produção. Ademais, possui 45% de participação na concessão do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, um dos maiores campos de gás natural não associado em produção no País. O Campo de Manati está em operação desde 2007 e possui capacidade média de produção de cerca de 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Para mais informações, acesse [www.qgep.com.br/ri](http://www.qgep.com.br/ri).

*Este material pode conter informações referentes a perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros, e de crescimento da Companhia. Essas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração da QGEP 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. Esses aspectos, assim como os riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia, devem ser levados em consideração. Tais fatores estão sujeitos à alteração sem aviso prévio.*

As informações financeiras consolidadas da Companhia para os trimestres findos em 31 de dezembro de 2013 e 31 de dezembro de 2012 foram preparadas de acordo com as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

## Anexo I – Demonstração de Resultados

### Demonstração de Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	<b>4T13</b>	<b>4T12</b>	<b>Δ%</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Δ%</b>
<b>Receita líquida</b>	<b>125,7</b>	<b>116,0</b>	<b>8,4%</b>	<b>486,1</b>	<b>462,3</b>	<b>5,1%</b>
Custos operacionais	(58,4)	(49,1)	-18,9%	(209,9)	(182,8)	-14,8%
<b>Lucro bruto</b>	<b>67,4</b>	<b>66,9</b>	<b>0,7%</b>	<b>276,2</b>	<b>279,5</b>	<b>-1,2%</b>
<b>Receitas (despesas) operacionais</b>						
Despesas gerais e administrativas	(23,6)	(18,4)	-28,2%	(68,6)	(63,3)	-8,4%
Equivalência patrimonial	(0,2)	-	N/A	(0,4)	-	N/A
Gastos exploratórios	(55,1)	(8,0)	N/A	(81,5)	(177,0)	53,9%
Outras despesas operacionais	-	-	N/A	-	0,8	N/A
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>(11,5)</b>	<b>40,5</b>	<b>-128,4%</b>	<b>125,6</b>	<b>40,0</b>	<b>213,9%</b>
Resultado financeiro líquido	18,0	16,0	12,3%	62,1	82,5	-24,8%
<b>Lucro (Prejuízo) antes do Imposto de Renda e Contribuição Social</b>	<b>6,5</b>	<b>56,5</b>	<b>-88,5%</b>	<b>187,7</b>	<b>122,5</b>	<b>53,2%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	14,7	(9,2)	259,4%	4,6	(40,0)	111,4%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido</b>	<b>21,2</b>	<b>47,3</b>	<b>-55,3%</b>	<b>192,2</b>	<b>82,5</b>	<b>133,1%</b>



## Anexo II - BALANÇO PATRIMONIAL

### Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	4T13	3T13	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.284,2</b>	<b>1.134,4</b>	<b>13,2%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	357,8	533,0	-32,9%
Aplicações Financeiras	648,0	406,2	59,5%
Contas a receber	99,4	97,7	1,7%
Estoques	47,8	45,7	4,6%
Impostos e contribuição a recuperar	10,4	6,5	59,1%
Créditos com Parceiros	116,2	41,4	180,5%
Outros	4,7	3,9	21,7%
<b>Não Circulante</b>	<b>1.755,1</b>	<b>1.674,8</b>	<b>4,8%</b>
Caixa restrito	4,2	2,4	73,3%
Impostos a recuperar	0,3	0,6	-41,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	22,5	0,0	N/A
Investimentos	10,4	10,0	4,0%
Imobilizado	1.083,5	1.028,7	5,3%
Intangíveis	631,4	633,1	-0,3%
Outros	2,9	-	N/A
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.039,3</b>	<b>2.809,1</b>	<b>8,2%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>233,7</b>	<b>216,8</b>	<b>7,8%</b>
Contas a pagar	160,2	156,3	2,5%
Impostos e contribuição a recolher	30,1	29,6	1,7%
Remuneração e obrigações sociais	19,4	11,0	76,3%
Contas a pagar – partes relacionadas	0,0	0,1	-94,1%
Empréstimos e financiamentos	0,2	0,0	N/A
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	8,6	7,7	11,4%
Outros	15,2	12,1	25,9%
<b>Não Circulante</b>	<b>396,6</b>	<b>208,1</b>	<b>90,6%</b>
Empréstimos e financiamentos	167,7	0,0	N/A
Provisão para abandono	228,9	208,1	10,0%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.409,1</b>	<b>2.384,2</b>	<b>1,0%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros resultados abrangentes	2,2	1,0	122,2%
Reserva de lucros	368,6	176,4	109,0%
Reserva de capital	(39,9)	(42,3)	5,8%
Lucro líquido do período	-	171,1	N/A
<b>TOTAL do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.039,3</b>	<b>2.809,1</b>	<b>8,2%</b>

## Anexo III – Fluxo de Caixa

### Fluxo de Caixa (R\$ milhões)

	4T13	4T12	Δ%	2013	2012	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
Lucro líquido do período	21,2	47,3	-55,3%	192,2	82,5	133,1%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:						
Amortização e depreciação	31,4	20,7	51,5%	97,3	82,9	17,3%
Equivalência patrimonial	0,2	-	N/A	0,4	-	N/A
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(22,5)	9,0	N/A	(22,5)	5,8	N/A
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	0,7	-	N/A	0,7	2,6	-74,2%
Baixa de imobilizado	44,0	0,3	N/A	44,4	118,5	-62,5%
Reduções do período	1,6	-	N/A	1,6	-	N/A
Provisão para o plano de opção de ações	2,4	1,9	29,7%	10,4	8,5	23,2%
Provisão para Imposto de Renda e contribuição social	(7,8)	0,2	N/A	(17,9)	34,2	-152,3%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,9	(1,1)	180,7%	(0,4)	3,0	-114,8%
Instrumentos financeiros derivativos	0,0	-	N/A	0,0	-	N/A
Variação cambial sobre contas a pagar para aquisição de blocos exploratórios	-	-	N/A	-	(22,8)	N/A
Variação cambial sobre provisão para abandono	20,8	0,7	N/A	112,4	9,4	N/A
(Aumento) Redução nos ativos operacionais:	(83,1)	(6,5)	N/A	(130,6)	(42,3)	-208,6%
Aumento (Redução) nos passivos operacionais:	1,9	(3,5)	154,6%	88,4	(28,0)	N/A
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>11,8</b>	<b>69,2</b>	<b>-83,0%</b>	<b>376,4</b>	<b>254,3</b>	<b>48,0%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(355,8)	(61,8)	N/A	(1.036,2)	(262,9)	-294,1%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	167,6	(11,5)	N/A	144,0	(142,0)	201,4%
Total de variação cambial sobre caixa e equivalentes	1,2	-	N/A	2,2	-	N/A
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(175,2)</b>	<b>(4,1)</b>	<b>N/A</b>	<b>(513,6)</b>	<b>(150,6)</b>	<b>-240,9%</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	533,0	875,4	-39,1%	2.653,4	3.510,5	-24,4%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	357,8	871,3	-58,9%	2.139,9	3.359,8	-36,3%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(175,2)	(4,1)	N/A	(513,6)	(150,6)	-240,9%

## Anexo IV - Glossário

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Águas Profundas</b>	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultraprofundas</b>	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
<b>Boe ou Barril de óleo equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>CADE</b>	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>Concessão</b>	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
<b>Descoberta</b>	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, 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.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>Farm-in e Farm-out</b>	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de farm-in e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em farm-out.
<b>FPSO</b>	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
<b>GCOS</b>	Chance de sucesso geológico (Geological Chance of Success).

<b>GCA</b>	Gaffney, Cline & Associates
<b>Kbbl/d</b>	Mil barris por dia (One thousand barrels per day)
<b>Operador(a)</b>	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
<b>Operador Tipo A</b>	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
<b>Picanha Azul</b>	Uma área que ocupa aproximadamente 140.000 km <sup>2</sup> , que se estende desde da costa do estado do Espírito Santos até a costa do estado de Santa Catarina. Foi denominada "Polígono do Pré-sal" e reclassificada de um Regime de Concessão para um Regime de Partilha de Produção pela lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	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.
<b>Recursos Contingentes</b>	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
<b>Recursos Contingentes 3C</b>	Alta estimativa de recursos contingentes para refletir uma faixa de incerteza, tipicamente se assume uma chance de 10% de sucesso de atingir ou exceder estimativa.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
<b>Reservas 3P</b>	É a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	Quantidade de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, pode ser estimada com certeza plausível de ser comercialmente recuperável, a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.
<b>Reservas Prováveis</b>	Quantidade de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se ter a mesma chance (50%/50%) de serem atingidas ou excedidas.