

QUARTO TRIMESTRE E ANO DE 2014

# Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



## Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)

17 de março de 2015

12:00 (Horário de Brasília)

11:00 (Horário de Nova Iorque)

*Dial in* Brasil: +55 11 3193-1001 ou +55 11 2820-4001

*Dial in* EUA: +1 786 924-6977

Código: QGEP

## QGEP

Av Almirante Barroso, nº 52, Sala 1301 Centro

Rio de Janeiro - RJ

Cep: 20031-918

Tel.: 55 21 3509-5800



**queiroz galvão**

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

# QGEP divulga seus resultados do 4T14 e ano de 2014

**Rio de Janeiro, 16 de março de 2015** – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia independente brasileira a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e do ano de 2014 do período encerrado em 31 de dezembro de 2014. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são consolidadas de acordo com as regras contábeis adotadas no Brasil e pelo IFRS (Internacional Financial Reporting Standards), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 5,9MMm<sup>3</sup> tanto no 4T14 quanto em 2014**

---

- ▶ **O avanço das obras da estação de compressão de Manati permanecem dentro do cronograma; A operação deve começar em meados de 2015**

---

- ▶ **Em 2014, a receita líquida aumentou 3,5% para R\$503,2 milhões, devido à alta produção e preços de gás; A receita líquida do 4T14 foi de R\$123,5 milhões**

---

- ▶ **O EBITDAX foi de R\$285,1 milhões em 2014, um aumento de 5,0% em relação a 2013 e R\$71,1 milhões no 4T14**

---

- ▶ **O lucro líquido totalizou R\$166,1 milhões em 2014, 13,6% menor que em 2013 devido a maiores gastos exploratórios. No 4T14, o lucro líquido foi de R\$44,9 milhões**

---

- ▶ **Fluxo de caixa operacional foi de R\$348,5 milhões em 2014 e R\$77,1 milhões no 4T14**

---

- ▶ **O saldo de caixa\* foi de R\$1,1 bilhão no final do 4T14**

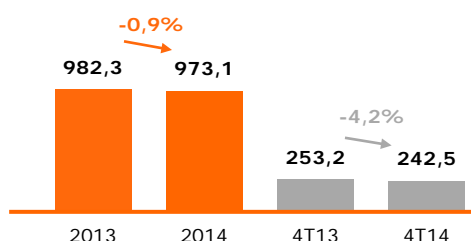
---

- ▶ **A perfuração do segundo poço de extensão de Carcará começou em janeiro de 2015 e deve terminar em meados deste ano**

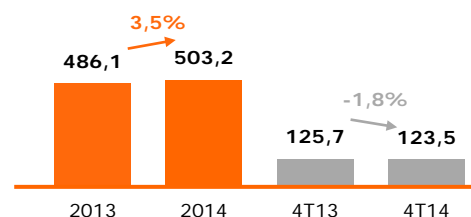
---

- ▶ **QGEP anunciou uma Política de Dividendos propondo um pagamento anual de dividendos de R\$0,15 por ação**

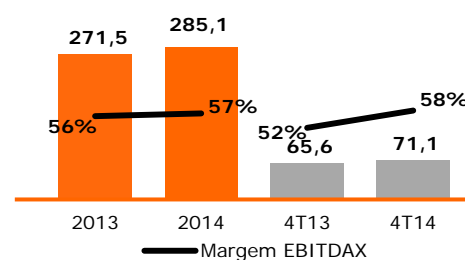
## Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)



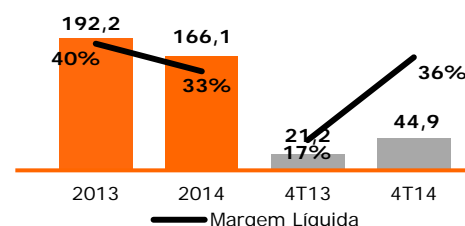
## Receita Líquida (R\$ Milhões)



## EBITDAX (R\$ milhões)



## Lucro Líquido (R\$ milhões)



\* Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

## Mensagem da Administração

Tivemos em 2014 importantes avanços em todas as nossas principais áreas de atuação, gerando valor de longo prazo e estabelecendo as bases para nosso crescimento futuro. Nosso compromisso de longa data com a manutenção de um portfólio diversificado e equilibrado, aliado a uma gestão de risco diligente, mais uma vez representou um diferencial para a QGEP, proporcionando grande capacidade de adaptação à variação das condições do setor no decorrer do ano e nos colocando em uma posição confortável em 2015 e nos anos seguintes.

Foram destaques no ano:

- A **produção** de gás natural do Campo de Manati, com média diária de 5,9 milhões de m<sup>3</sup> em 2014, superou as estimativas divulgadas no início do ano em função do trabalho eficiente da equipe operacional, o que nos permitiu atender à demanda das usinas termelétricas, elevada durante todo o ano. A produção total de gás foi de 2,2 bilhões de m<sup>3</sup> no ano de 2014, similar ao patamar de 2013. Assim, a receita permaneceu estável em relação a 2013. Para 2015, estimamos produção inferior à de 2014, atingindo a produção média diária de 5,5 milhões de m<sup>3</sup> no ano, considerando uma parada planejada da produção de 20 dias, necessária para a interligação da estação de compressão no sistema. Entretanto, esperamos que a capacidade média diária de produção de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> seja retomada nos cinco últimos meses de 2015, e mantida neste nível nos dois anos seguintes. Com base nessas estimativas, a geração de receita e caixa operacional de Manati deverá continuar elevada em 2015 e 2016, permanecendo uma fonte de recursos importante para os projetos de desenvolvimento e exploração de médio e longo prazo.
- O **desenvolvimento** do Campo de Atlanta em 2014, em um ambiente com grandes desafios técnicos, reforça a eficiência da QGEP como operadora já que no 1S14 concluímos a perfuração de dois poços horizontais de produção, assim como a realização de seus testes de formação. Isso possibilitou que atingíssemos um marco significativo ao final de 2014, com a assinatura dos contratos de afretamento e operação da unidade de produção (FPSO - unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência) Petrojarl I para desenvolver o Campo por meio de um Sistema de Produção Antecipada. O navio será adaptado de acordo com nossas especificações, com previsão de entrega no Campo no primeiro semestre de 2016 e início de produção em meados de 2016. Com base nos resultados obtidos nos testes de produção nos dois primeiros poços, a capacidade de produção média estimada é de 25 mil barris/dia durante a primeira fase de desenvolvimento. Estamos também avaliando a perfuração de um terceiro poço, o que poderia elevar esse número para 30 mil barris/dia. A certificação independente das reservas do Campo de Atlanta, pela Gaffney, Cline & Associates, foi divulgada ao mercado no 2T14 e indicou reservas 1P de 147 milhões de barris, 2P de 191 milhões de barris e 3P de 269 milhões de barris de óleo. Estes números foram elaborados com base nos resultados da perfuração e do teste do primeiro poço de produção perfurado no Campo.
- O avanço das atividades de **exploração** em todo nosso portfólio de ativos, que inclui uma descoberta promissora e prospectos que incrementam o grande potencial de crescimento da QGEP. É importante ressaltar que continuamos avaliando a totalidade do portfólio, visando manter o nível adequado da relação risco/retorno com base no equilíbrio entre os desafios técnicos e o aspecto econômico de cada ativo individualmente.
  - A descoberta de Carcará, no Bloco BM-S-8, continua sendo o projeto de exploração mais importante da QGEP. Em novembro de 2014, finalizamos a perfuração da primeira fase do poço de extensão, localizado a 5 km do poço pioneiro, estendendo-se até a base da camada de sal. O início da segunda fase de perfuração, para atingir o reservatório, está previsto para o 3T15, com um Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) a ser realizado posteriormente. Em janeiro de 2015, foi iniciada a perfuração de um segundo poço de extensão em Carcará, que deverá ser realizada em uma única fase, com conclusão

prevista para meados de 2015, sendo seguida por um TFR. Os resultados do teste estão previstos para o segundo semestre. Os dados permitirão conhecer as dimensões da acumulação e a produtividade do poço, além de fornecer subsídios para o planejamento do sistema de produção do Campo. A perfuração no prospecto de Guanxuma terá início no final de 2015.

- No 4T14, recebemos a aprovação da ANP para o Plano de Avaliação da nossa descoberta no prospecto Alto de Canavieiras, no Bloco BM-J-2. Entre os compromissos assumidos no Plano está o reprocessamento e a reinterpretação dos dados sísmicos do Bloco em 2015. Após a conclusão dessas atividades e das avaliações técnicas e econômicas, vamos decidir se avançaremos para as próximas etapas.
- Anunciamos, no início de 2015, a decisão de não renovar o acordo de *farm-in* da Concessão BM-C-27. Esta decisão foi tomada após revisão técnica e econômica do ativo e não implicou em custos adicionais, ou qualquer tipo de ônus para a QGEP. Também foi anunciada a devolução do Bloco CAL-M-312, na Bacia de Camamu-Almada. No entanto, daremos prosseguimento às atividades de exploração do Bloco CAL-M-372, inclusive com a perfuração de um poço pioneiro. O Bloco BM-CAL-5, localizado na Bacia de Camamu-Almada, também está sendo devolvido à ANP devido à falta de atratividade econômica do projeto, aliada à complexidade de obtenção da licença ambiental.
- Demos prosseguimento aos trabalhos de aquisição sísmica nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, onde somos o operador de 5 dos 8 blocos. Os levantamentos sísmicos 3D das Bacias da Foz do Amazonas e do Espírito Santo foram concluídos. Nas Bacias do Pará-Maranhão e do Ceará, o início das aquisições sísmicas está programado para o segundo semestre de 2015. A QGEP iniciou os estudos ambientais relacionados às atividades de perfuração nas Bacias da Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão, as quais deverão começar até o final de 2017.

Em 2014, nossas conquistas operacionais caminharam em conjunto com o bom desempenho financeiro da Companhia. Entre os destaques, estão:

- Crescimento de 3,5% da receita líquida, atingindo R\$503 milhões, resultado da produção estável do Campo de Manati;
- EBITDA de R\$215 milhões e EBITDAX de R\$285 milhões, o que representa boas margens para um período de despesas de exploração nos patamares normais;
- Lucro líquido de R\$166 milhões ou R\$0,64 por ação;
- Fluxo de caixa operacional de R\$348 milhões; e
- Saldo de caixa de R\$1,1 bilhão no encerramento de 2014.

Assim, a QGEP encerrou 2014 com uma posição financeira bastante sólida, com caixa líquido de R\$878 milhões. O baixo endividamento, de R\$251 milhões, que consta em nosso balanço patrimonial ao final do exercício se refere a recursos acessados pelo financiamento da FINEP, destinado ao desenvolvimento do Campo de Atlanta.

Embora o setor esteja se ajustando à queda acentuada nos preços do petróleo em todo o mundo, que se intensificou no final de 2014 e perdurou no início de 2015, os resultados da Companhia no quarto trimestre e no acumulado do ano de 2014 não foram afetados por essa volatilidade e derrocada dos preços. Isso é consequência das receitas e do fluxo de caixa operacional da QGEP não dependerem dos preços de óleo e esse cenário não deve influenciar os resultados pelo menos até meados de 2016, com base nos cronogramas de desenvolvimento da produção. É certo que um período prolongado de preços excessivamente baixos não seria benéfico para a indústria ou qualquer uma das empresas do setor. No curto prazo, essa situação deve auxiliar a Companhia a negociar contratos mais vantajosos com prestadores de serviços à medida que avança o desenvolvimento do Campo de Atlanta.

Nossa sólida posição financeira nos permite manter uma perspectiva de longo prazo no processo decisório. Diante do ambiente de negócios atual, no entanto, mantemos também uma postura defensiva, baseando todos os investimentos em análises econômicas abrangentes. Ao mesmo tempo, estamos preparados para aproveitar as oportunidades que sempre surgem em momentos de desafios do setor. No

ambiente independente do setor brasileiro de óleo e gás, a QGEP destaca-se como uma empresa que conta com capacitação técnica e financeira para, em momento favorável, adquirir e desenvolver ativos, e com flexibilidade para agir com rapidez quando surge a oportunidade certa.

Em resumo, estamos satisfeitos com os resultados financeiros e operacionais de 2014 e acreditamos que os mesmos se manterão em 2015. Estamos comprometidos em dar prosseguimento a este diálogo com investidores e analistas, tanto do Brasil como de outros países, visando a reforçar os diferenciais da QGEP como opção de investimento, e conquistar ainda mais o reconhecimento da nossa posição singular. Agradecemos a todo o nosso pessoal, parceiros e investidores o apoio à QGEP e aguardamos, com prazer, a oportunidade de divulgar nossos avanços durante o ano.

## Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40 <sup>(1)</sup>	Manati	45%	Reservas	Gás
Camamu	BCAM-40 <sup>(1)</sup>	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	CAL-M-372	CAM#01	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
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/ Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reservas	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 depois da delimitação das áreas dos campos de Manati e Camarão Norte.



# Produção e Desenvolvimento

## MANATI

A produção média no quarto trimestre e no ano de 2014 em Manati foi de 5,9 MMm<sup>3</sup>/dia, bastante superior à projeção divulgada no começo do ano. Para os dois primeiros trimestres de 2015, a expectativa é de uma redução da capacidade de produção, retornando ao nível de produção de 6,0 MMm<sup>3</sup>/dia com a entrada em operação da estação de compressão de gás, em meados do ano.

As atividades relacionadas à construção da estação de compressão de gás seguem dentro do prazo e do orçamento definidos. Os compressores chegaram ao local e 55% da obra está concluída. O CAPEX total, líquido para a QGEP, é estimado em US\$28 milhões. A estação entrará em operação em meados de 2015, o que exigirá uma parada de 20 dias na produção. Como resultado, a capacidade média de produção de gás de Manati está estimada em 5,5 MMm<sup>3</sup> por dia em 2015.

Em 2014, foi realizado o reparo nas linhas hidráulicas submarinas e inspeção de todos os controles e dutos submarinos, em um montante total de R\$13,6 milhões. Para 2015, as atividades de manutenção incluem a pintura programada e a manutenção geral da plataforma, de modo a permitir que os níveis de produção do Campo sejam mantidos. O custo líquido total desta intervenção para a QGEP é estimado em aproximadamente US\$20 milhões.

## ATLANTA E OLIVA (Bloco BS-4)

Em dezembro de 2014, o Consórcio assinou com a Teekay Offshore Partners contratos de afretamento e operação do FPSO Petrojarl I para o desenvolvimento do Campo de Atlanta. O acordo tem duração de cinco anos, com uma cláusula de rescisão a partir do terceiro ano.

O Consórcio prosseguirá com o desenvolvimento do Campo de Atlanta por meio de um Sistema de Produção Antecipada (SPA), como previsto no Plano de Desenvolvimento. O FPSO chegará no Campo no início de 2016, com o primeiro óleo em meados do ano. A unidade tem capacidade de armazenamento de óleo de 180 kbbl.

O campo iniciará a produção com 25 kbbl/d por um período estimado de três anos, tendo como base os dois poços de produção já perfurados e equipados com árvores de natal molhadas e bombas elétricas submersíveis. O Consórcio também poderá perfurar um terceiro poço, aumentando a capacidade de produção média para 30 kbbl/d. A decisão sobre a perfuração deste poço será tomada em data mais próxima à chegada da unidade de produção, levando em consideração o preço do óleo e o CAPEX adicional.

Baseado em três poços de produção, o CAPEX total do Consórcio para ao SPA está estimado em US\$728 milhões. O custo operacional total será de US\$480 mil por dia.

Em maio de 2014, a QGEP divulgou os resultados do relatório independente de certificação de reservas do Campo de Atlanta, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA), datado de 31 de março de 2014. Os principais destaques do relatório foram as reservas 1P de 147 milhões de bbl, 2P de 191 milhões de bbl e 3P de 269 milhões de bbl de óleo. Estes números foram elaborados com base nos resultados da perfuração e do teste do primeiro poço de produção perfurado no Campo.

O primeiro óleo do Campo de Oliva ainda é previsto para 2021. A produção do Campo de Oliva será escoada através das facilidades do Campo de Atlanta.

A QGEP é o operador e detém participação de 30% no Bloco BS-4, onde estão localizados os campos de Atlanta e Oliva.

# Exploração

## BM-J-2

No quarto trimestre de 2014, a ANP aprovou o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do Bloco BM-J-2. No âmbito deste Plano, a QGEP compromete-se a realizar o reprocessamento sísmico e a reinterpretação geológica do Bloco. Essas atividades deverão ser concluídas até o final de 2015, quando se tomará a decisão sobre os próximos passos do projeto.

O PAD relacionado à Notificação de Descoberta protocolada na ANP em agosto de 2013 foi baseado na identificação de potenciais zonas de interesse na seção pré-sal do poço Alto de Canavieiras (1-QG-5A-BAS).

O bloco está localizado em águas rasas da Bacia de Jequitinhonha, e a QGEP é o operador com 100% de participação.

## BS-4

O Consórcio ainda não decidiu o cronograma de perfuração do prospecto Piapara, na região do pré-sal.

## BM-S-8

Em novembro de 2014, foi concluída a perfuração da fase inicial do primeiro poço de extensão de Carcará, usando a sonda Laguna Star. A perfuração dessa fase atingiu a profundidade de 5.630 metros, próximo à base da camada de sal.

Em janeiro de 2015, a QGEP anunciou o início da perfuração do segundo poço de extensão, usando a sonda ODN II. O poço está localizado a cerca de 5 km do poço descobridor, em lâmina d'água de 2.070 metros, e será perfurado em uma única fase até a profundidade final de cerca de 6.400 metros. A perfuração deverá ser concluída até meados de 2015. Um Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) para a avaliação do poço está previsto para o segundo semestre do ano.

Após a conclusão da perfuração do segundo poço de extensão de Carcará, a sonda ODN II será realocada para concluir a perfuração do primeiro poço, até a profundidade final de 6.500 metros.

As perfurações e testes de ambos os poços de extensão fornecerão dados sobre as dimensões da acumulação descoberta pelo poço pioneiro de Carcará, bem como a produtividade do reservatório. Estes são dados fundamentais para planejar com eficiência o sistema de produção para a área. Um poço adicional para aquisição de dados está previsto para 2016, assim como um Teste de Longa Duração em 2017.

O início da perfuração do prospecto de Guanxuma está programado para o segundo semestre de 2015. Esse prospecto está localizado 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará, na seção do pré-sal da Bacia de Santos.

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

Em janeiro de 2015, a QGEP anunciou que não iria renovar o acordo de *farm-in* da Concessão BM-C-27, na Bacia de Campos. Conforme anunciado em novembro de 2012, o acordo contemplava a aquisição de uma participação da Petrobras de 30% nos direitos de exploração e produção desta Concessão, sujeita à aprovação das entidades regulatórias competentes.

A QGEP decidiu não renovar o acordo após reavaliação técnica e econômica do ativo. Custos mais elevados, aliados ao maior risco apurado com base na reinterpretação dos dados sísmicos, tornaram o projeto menos atrativo em relação a outros ativos no portfólio da Companhia.

O acordo estabelecido com a Petrobras não exigia que a QGEP adiantasse qualquer valor pela participação nos blocos. Portanto, não há impacto financeiro relacionado ao vencimento do contrato.

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

No início de 2015, o Consórcio decidiu não prosseguir para o segundo Período Exploratório do Bloco CAL-M-312, parte da Concessão BM-CAL-12, após o término do primeiro Período Exploratório, em 31 de dezembro de 2014. O compromisso do segundo período teria duração de um ano e exigiria a perfuração de um poço. A decisão foi tomada devido à revisão que resultou em uma constatação de baixa atratividade do bloco, com base em estudos de viabilidade técnica e econômica. O Programa Exploratório Mínimo (PEM) do Primeiro Período Exploratório do bloco, que previa o recobrimento de toda sua área com sísmica 3D, foi totalmente cumprido.

Em relação ao bloco restante da Concessão, o CAL-M-372, o Consórcio continua aguardando a emissão da licença ambiental do IBAMA, que é esperada em 2015. Assim que isso ocorrer, será iniciada a perfuração de um poço pioneiro no prospecto CAM #01. O CAPEX para perfuração no CAL-M-372, líquido para a QGEP, é de aproximadamente US\$40 milhões.

A QGEP tem 20% de participação no Bloco CAL-M-372, onde a Petrobras é a operadora com 60% de participação e a Ouro Preto Óleo e Gás detém os demais 20% de participação.

## BM-CAL-5

No início de 2015, o Consórcio tomou a decisão de devolver o Bloco BM-CAL-5 à ANP devido à falta de viabilidade econômica aliada à complexidade de obtenção da licença ambiental. Como resultado, a Companhia registrou gastos exploratórios de R\$34,3 milhões no quarto trimestre de 2014.

## BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11<sup>a</sup> RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

Foram concluídos os levantamentos sísmicos do Bloco FZA-M-90, localizado na Bacia da Foz do Amazonas, e dos blocos da Bacia do Espírito Santo. Os dados estão em fase de processamento.

Os dados dos blocos da Bacia do Pará-Maranhão e do Ceará foram contratados, sendo que o início da aquisição dos dados sísmicos está prevista para o segundo semestre deste ano.

Na Bacia Pernambuco-Paraíba, os levantamentos devem começar em 2017.

A QGEP deu início aos estudos ambientais relacionados à aprovação das atividades de perfuração nas bacias da Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, que devem ser iniciadas até o final de 2017.

O custo total relacionado à aquisição de dados sísmicos no decorrer dos próximos dois anos, líquido para QGEP, deverá ser de aproximadamente US\$39 milhões.

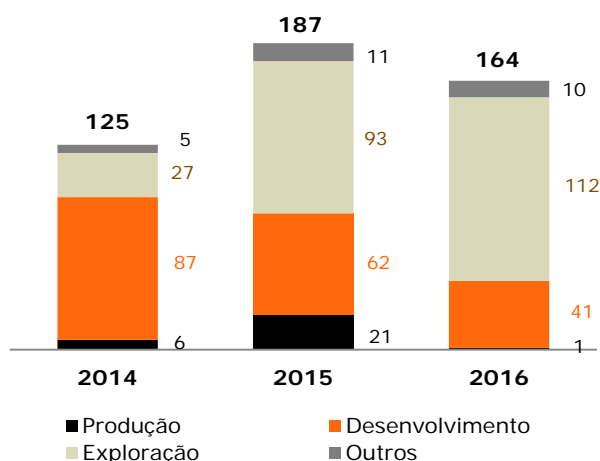
Além disso, no biênio 2017-2018, a QGEP estima desembolsar aproximadamente US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios, de acordo com os compromissos assumidos na 11<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP.



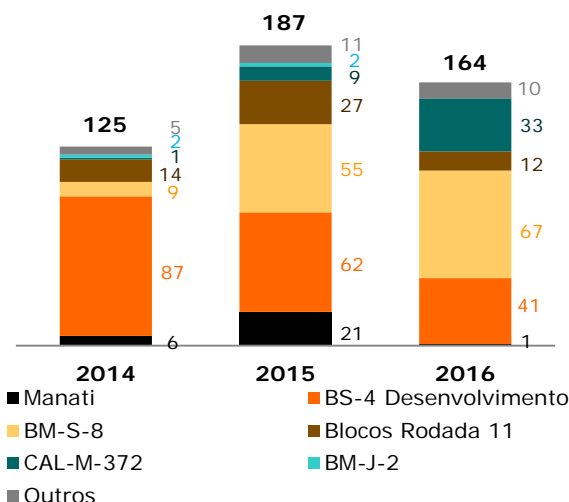
Quanto aos blocos da margem equatorial, onde a QGEP é a operadora, o licenciamento ambiental e as contratações de sondas estão sendo realizadas em conjunto com outras operadoras da região a fim de otimizar custos.

## CAPEX

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



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



## Eventos Corporativos Recentes

Em 12 de março de 2015, o Conselho de Administração aprovou uma Política de Dividendos, a qual prevê proposta da administração para aprovação em Assembleia do pagamento anual de um dividendo no valor de R\$0,15 por ação.

A Política de Dividendos tem como motivação o comprometimento da administração da Companhia na geração de valor de longo prazo para seus investidores e que reflete a confiança na qualidade de seus ativos, disciplina de capital e o seu potencial de crescimento de produção.

## Responsabilidade Socioambiental

Em todas as atividades da QGEP há o comprometimento com o respeito aos direitos humanos e com a preservação do meio ambiente. A Companhia é 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.

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.

Associadas à operação do BS-4, a QGEP deu continuidade aos projetos socioambientais condicionantes da sua licença de operação, e realizou um workshop inédito no Brasil, com intuito de promover a discussão sobre plano de emergência voltado para pequenos cetáceos em caso de vazamento de óleo. Ao longo do ano, a exposição Portinari - Arte e Meio Ambiente foi levada em itinerância para municípios do litoral paulista; área de estudo da operação de Atlanta e o Projeto Viva Vôlei manteve suas atividades em dois núcleos na Bahia.

Destacamos a obtenção da certificação das normas ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental) e OHSAS 18001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança) para gestão das atividades de exploração e produção, uma grande conquista que premiou o esforço e dedicação de todos os setores, que corrobora com o compromisso de manter e melhorar constantemente nossos processos, garantindo o alinhamento com as melhores práticas de mercado para o desenvolvimento de operações seguras, ambientalmente responsáveis e de alto desempenho.

## Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para o 4T14, 4T13, exercício 2014 e exercício 2013. Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação e, por essa razão, podem apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas das informações financeiras anuais.

Adicionalmente, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

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

	4T14	4T13	Δ%	2014	2013	Δ%
Lucro líquido	44,9	21,2	111,8%	166,1	192,2	-13,6%
Amortização e depreciação	28,8	31,4	-8,2%	115,9	97,3	19,1%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(24,9)	(18,0)	-38,6%	(85,8)	(62,1)	-38,3%
Imposto de Renda e contribuição social	(16,3)	(14,7)	-10,9%	18,6	(4,6)	N/A
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>32,5</b>	<b>19,9</b>	<b>63,1%</b>	<b>214,7</b>	<b>222,9</b>	<b>-3,7%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(2)</sup>	38,6	45,6	-15,5%	70,4	48,5	45,0%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>71,1</b>	<b>65,6</b>	<b>8,4%</b>	<b>285,1</b>	<b>271,5</b>	<b>5,0%</b>
<b>Margem EBITDA<sup>(4)</sup></b>	<b>26,3%</b>	<b>15,8%</b>	<b>66,1%</b>	<b>42,7%</b>	<b>45,9%</b>	<b>-7,0%</b>
<b>Margem EBITDAX<sup>(5)</sup></b>	<b>57,6%</b>	<b>52,1%</b>	<b>10,4%</b>	<b>56,7%</b>	<b>55,8%</b>	<b>1,4%</b>
<b>(Caixa líquido)<sup>(6)</sup></b>	<b>(877,7)</b>	<b>(837,8)</b>	<b>-4,8%</b>	<b>(877,7)</b>	<b>(837,8)</b>	<b>-4,8%</b>
<b>(Caixa líquido)/EBITDAX</b>	<b>(3,1)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>0,3%</b>	<b>(3,1)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>0,3%</b>

<sup>(1)</sup> O cálculo do EBITDA considera 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 o 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 despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

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

<sup>(3)</sup> O 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> O caixa líquido corresponde à soma de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras, excluindo a dívida total, que inclui empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo. O caixa líquido não é reconhecido segundo as 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 o caixa líquido de maneira diferente da utilizada na QGEP.

## Resultado Operacional

A receita líquida no 4T14 foi de R\$123,5 milhões, ante R\$125,7 milhões no mesmo período do ano anterior. Considerando o exercício de 2014, a receita líquida somou R\$503,2 milhões, com alta de 3,5% em relação ao registrado em 2013. O desempenho se deve ao reajuste do preço do gás natural de Manati, uma vez que a produção total de gás líquida para a QGEP foi de 973 MMm<sup>3</sup> em 2014, mantendo volume similar ao produzido em 2013.

Os custos operacionais no quarto trimestre foram de R\$60,9 milhões, levemente superiores aos R\$58,4 milhões registrados no quarto trimestre de 2013. Considerando o acumulado de doze meses, os custos operacionais totalizaram R\$235,4 milhões em 2014, com crescimento de 12,2% ante o exercício anterior, principalmente devido ao aumento permanente nos custos de depreciação relativos à provisão de abandono do Campo de Manati. Também contribuíram para esse desempenho os maiores custos de manutenção registrados em 2014, quando foi realizado o reparo nas linhas hidráulicas submarinas e inspeção de todos os controles e dutos submarinos, em um montante total de R\$13,6 milhões. Em 2013, essa linha do custo incluiu a parada programada realizada naquele ano para manutenção da planta.

### Custos Operacionais (R\$ milhões)

	4T14	4T13	Δ%	2014	2013	Δ%
Depreciação	29,3	30,7	-4,6%	113,6	95,1	19,5%
Custos de produção	14,5	9,3	55,8%	40,7	43,3	-5,9%
<i>Royalties</i>	9,7	9,7	-0,4%	38,9	37,2	4,6%
Custos de manutenção	3,5	3,2	8,4%	25,6	22,2	14,6%
Participação especial	2,6	3,3	-22,3%	11,2	10,5	6,7%
P&D	1,4	2,2	-35,5%	5,5	1,5	266,7%
<b>TOTAL</b>	<b>60,9</b>	<b>58,4</b>	<b>4,3%</b>	<b>235,4</b>	<b>209,8</b>	<b>12,2%</b>

### Despesas Gerais e Administrativas

No quarto trimestre de 2014, as despesas gerais e administrativas foram de R\$20,0 milhões, 15,2% inferiores ao registrado no 4T13. A redução observada na comparação ano-a-ano reflete, principalmente, as menores despesas relacionadas à participação de lucros, já que no 4T14 foi registrado o valor de R\$6,7 milhões em comparação a R\$9,9 milhões no 4T13.

No exercício de 2014, as despesas gerais e administrativas foram de R\$58,5 milhões, o que representa redução de 14,8% em relação aos R\$68,6 milhões registrados no ano anterior. A queda reflete o aumento de 78,7% no montante alocado aos projetos operados pela QGEP.

### Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios no 4T14 foram de R\$38,7 milhões, comparados com R\$55,1 milhões no 4T13, refletindo o impacto de R\$34,3 de baixa relacionada à devolução do Bloco BM-CAL-5 para a ANP.

Os gastos exploratórios totais em 2014 foram de R\$110,3 milhões, comparados a R\$81,5 milhões registrados em 2013. O aumento registrado em 2014 ocorreu principalmente devido às baixas com as devoluções do Bloco BM-CAL-5 (total de R\$34,3 milhões) e de Biguá (R\$28,9 milhões) à ANP, assim

como a gastos exploratórios relativos à aquisição de dados sísmicos para os blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP. No entanto, houve a reversão de uma provisão relativa ao Bloco BM-C-27, que reduziu a conta de gastos exploratórios no montante de R\$6,2 milhões, sem impacto no caixa.

## Resultado Financeiro Líquido

O resultado financeiro líquido no 4T14 foi de receita de R\$24,9 milhões, comparada à receita líquida de de R\$18,0 milhões no 4T13. O aumento observado na comparação ano-a-ano decorre, principalmente, dos maiores ganhos auferidos com aplicações financeiras, dado o maior caixa da Companhia em relação ao 4T13, e do efeito positivo da variação cambial.

Em 2014, a QGEP obteve resultado financeiro líquido positivo de R\$85,8 milhões, sendo composto principalmente por R\$119,5 milhões de receitas financeiras resultantes das aplicações financeiras da Companhia e R\$33,5 milhões em despesas relacionadas a variações cambiais no saldo da provisão de abandono. Em relação ao ano de 2013, houve um aumento de R\$34,9 milhões em receitas financeiras devido à apreciação da taxa de câmbio, com efeito positivo sobre os fundos cambiais.

## Lucro Líquido

No 4T14, o lucro líquido foi de R\$44,9 milhões, comparado ao montante de R\$21,2 milhões reportado no 4T13, quando maiores gastos exploratórios relacionados à devolução do Bloco BM-S-12 levaram à redução da base de comparação.

O lucro líquido em 2014 somou R\$166,1 milhões, resultado da venda de gás do Campo de Manati e de receitas financeiras provenientes do rendimento de aplicações financeiras do caixa da Companhia. Comparado ao lucro líquido de R\$192,2 milhões registrado em 2013, o valor de 2014 apresentou recuo devido, principalmente, às devoluções do Bloco BM-CAL-5 e de Biguá.

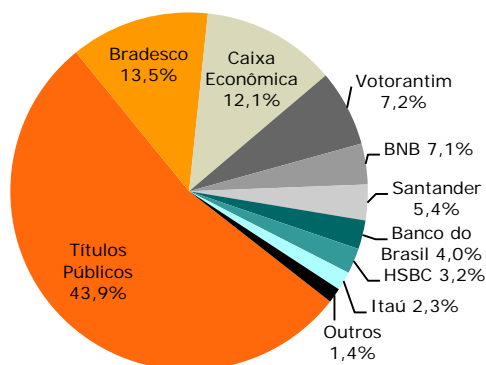
# Destaques do Balanço e Fluxo de Caixa

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

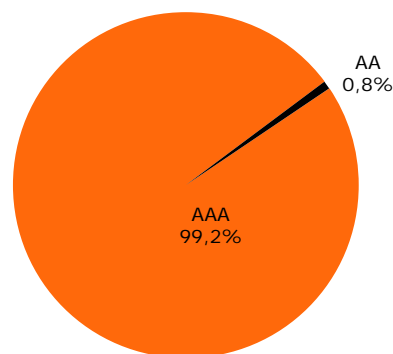
Ao final do exercício de 2014, a Companhia registrava saldo de caixa de R\$1,1 bilhão, com aumento de 12% em relação à posição de encerramento do ano anterior. O montante inclui fundos provenientes do pacote de financiamento da FINEP. Em 31 de dezembro de 2014, a QGEP detinha 25% de seu caixa investido em fundos cambiais, e o remanescente em reais, para suportar parte dos custos das atividades de desenvolvimento que são denominados em dólares.

O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 31 de dezembro de 2014 foi de 102,3% do CDI e aproximadamente 80% dos fundos investidos contam com liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

### Aplicações Financeiras



### Ratings\*



\*Não inclui títulos da dívida pública.

## Contas a Receber / Pagar

O saldo de contas a receber ao final do 4T14 era de R\$101,6 milhões, estável em relação à posição registrada no encerramento do 3T14. O saldo de contas a pagar era de R\$35,2 milhões ao final do 4T14, comparado com saldo de R\$54,2 milhões ao final do 3T14. A redução registrada entre os períodos se deve ao pagamento de fornecedores após o fim da perfuração e completação de dois poços produtores no Campo de Atlanta, assim como à diminuição da provisão de contas a pagar relativas a esse Campo.

## Endividamento

O endividamento total ao final do 4T14 era de R\$250,9 milhões, ante R\$168,2 milhões registrados no encerramento de 3T14.

O endividamento se refere a recursos tomados do financiamento obtido da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) para dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta. O financiamento é composto por duas linhas de crédito, uma atrelada à taxa fixa e outra à taxa flutuante. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos, com linha de crédito inicial de R\$266 milhões.

A FINEP é um fundo do governo ligado ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação que disponibiliza financiamento para os setores público e privado, com ênfase em inovação tecnológica, de modo a promover o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Em setembro de 2014, a QGEP assinou contrato de financiamento de R\$232 milhões com o Banco do Nordeste do Brasil, destinado à exploração dos blocos da Companhia na região Nordeste. No início de março de 2015, a QGEP acessou o primeiro reembolso desta linha de financiamento, associado ao Bloco BM-J-2, no montante de R\$117,8 milhões.

## Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia registrou fluxo de caixa operacional de R\$77,1 milhões no 4T14, comparado com R\$11,8 milhões no 4T13.

Para o ano de 2014, o fluxo de caixa operacional foi de R\$348,5 milhões, ante R\$376,4 milhões em 2013. A variação se deve, principalmente, à redução de R\$26,2 milhões no lucro líquido registrado na comparação entre os exercícios.

# 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, 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](mailto:ri@qgep.com.br)  
[www.qgep.com.br/ri](http://www.qgep.com.br/ri)

## Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a única empresa privada brasileira a operar na área Premium do pré-sal da Bacia de Santos. A QGEP é qualificada pela ANP para atuar como Operador A desde Águas Rasas até Águas Ultraprofundas. A Companhia possui 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](http://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 em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o plano de negócios da Companhia. Tais projeções estão fortemente 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 devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Deve ser compreendido que tais fatores estão sujeitos a alteração sem aviso prévio.*



As informações financeiras consolidadas da Companhia para os trimestres e os exercício findos em 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 foram preparadas Companhia de acordo com as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

## Anexo I – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

### Dmonstração dos Resultados (R\$ milhões)

	4T14	4T13	Δ%	2014	2013	Δ%
<b>Receita líquida</b>	<b>123,5</b>	<b>125,7</b>	<b>-1,8%</b>	<b>503,2</b>	<b>486,1</b>	<b>3,5%</b>
Custos operacionais	(60,9)	(58,4)	-4,3%	(235,4)	(209,9)	-12,1%
<b>Lucro bruto</b>	<b>62,6</b>	<b>67,4</b>	<b>-7,1%</b>	<b>267,8</b>	<b>276,2</b>	<b>-3,0%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>						
Despesas gerais e administrativas	(20,0)	(23,6)	15,2%	(58,5)	(68,6)	14,8%
Equivalência patrimonial	(0,2)	(0,2)	11,7%	(0,2)	(0,4)	58,0%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(38,7)	(55,1)	29,7%	(110,3)	(81,5)	-35,4%
Outras despesas operacionais	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>3,7</b>	<b>(11,5)</b>	<b>131,9%</b>	<b>98,8</b>	<b>125,6</b>	<b>-21,3%</b>
Receita (Despesa) financeira líquida	24,9	18,0	38,6%	85,8	62,1	38,3%
<b>Lucro antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>28,6</b>	<b>6,5</b>	<b>339,0%</b>	<b>184,6</b>	<b>187,7</b>	<b>-1,6%</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos e correntes	16,3	14,7	10,9%	(18,6)	4,6	-507,2%
<b>Lucro líquido</b>	<b>44,9</b>	<b>21,2</b>	<b>111,8%</b>	<b>166,1</b>	<b>192,2</b>	<b>-13,6%</b>

## Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

### Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	4T14	3T14	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Ativo Circulante</b>	<b>1.339,7</b>	<b>1.196,8</b>	<b>11,9%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	117,2	146,5	-20,0%
Aplicações financeiras	1.011,4	872,3	16,0%
Contas a receber	101,6	102,0	-0,4%
Estoques	54,5	49,1	11,0%
Impostos a recuperar	33,7	6,0	N/A
Créditos com parceiros	19,3	17,7	9,2%
Outros	2,0	3,2	-38,8%
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>1.831,3</b>	<b>1.830,4</b>	<b>0,1%</b>
Caixa restrito	27,9	21,2	31,8%
Impostos a recuperar	2,7	0,5	N/A
Imposto de renda e contribuição diferidos	19,4	4,6	321,8%
Investimentos	22,8	18,9	20,8%
Imobilizado	1.121,4	1.148,0	-2,3%
Ativos intangíveis	630,5	632,0	-0,2%
Partes Relacionadas	4,9	3,2	50,3%
Outros	1,8	2,0	-7,2%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.171,1</b>	<b>3.027,3</b>	<b>4,8%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Passivo Circulante</b>	<b>110,6</b>	<b>129,3</b>	<b>-14,4%</b>
Contas a pagar	35,2	54,2	-35,1%
Impostos a pagar	26,3	30,6	-14,0%
Remuneração e obrigações sociais	17,9	12,9	39,0%
Contas a pagar – partes relacionadas	0,3	0,3	8,0%
Empréstimos e financiamentos	0,4	0,2	59,3%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	12,8	11,6	9,6%
Seguros a pagar	6,3	7,1	-12,4%
Outros	11,4	12,2	-6,1%
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>531,6</b>	<b>418,2</b>	<b>27,1%</b>
Empréstimos e financiamentos	250,5	168,0	49,2%
Provisão para abandono	281,1	250,2	12,3%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.528,8</b>	<b>2.479,8</b>	<b>2,0%</b>
Capital social	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros resultados abrangentes	5,4	3,3	65,2%
Reserva de lucros	494,7	328,6	50,5%
Reserva de capital	(49,4)	(51,4)	3,9%
Lucro líquido do período	0,0	121,2	NA
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.171,1</b>	<b>3.027,3</b>	<b>4,8%</b>

## Anexo III – FLUXO DE CAIXA

	4T14	4T13	Δ%	2014	2013	Δ%
<b>DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R\$ milhões)</b>						
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
Lucro líquido do período	44,9	21,2	111,8%	166,1	192,2	-13,6%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:						
Amortização e depreciação	28,8	31,4	-8,2%	115,9	97,3	19,1%
Equivalência patrimonial	0,2	0,2	-14,6%	0,2	0,4	-58,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(14,8)	(22,5)	34,2%	3,1	(22,5)	113,7%
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	1,2	0,7	73,2%	5,9	0,7	N/A
Baixa de imobilizado	38,4	44,0	-12,6%	70,6	44,4	59,2%
Reduções do período	0,0	1,6	N/A	-	1,6	N/A
Provisão para o plano de opção de ações	2,0	2,4	-17,1%	9,0	10,4	-13,7%
Provisão para Imposto de Renda e contribuição social	32,4	(7,8)	515,1%	15,5	(17,9)	-186,4%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,1	0,9	27,7%	4,2	(0,4)	N/A
Variação cambial sobre provisão para abandono	30,9	20,8	48,4%	52,2	112,4	-53,6%
(Aumento) Redução nos ativos operacionais:	(36,8)	(83,1)	55,7%	61,3	(130,6)	146,9%
Aumento (Redução) nos passivos operacionais:	(51,2)	1,9	N/A	(155,5)	88,4	-275,9%
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>77,1</b>	<b>11,8</b>	<b>N/A</b>	<b>348,5</b>	<b>376,4</b>	<b>-7,4%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(192,2)	(355,8)	46,0%	(617,3)	(1.036,2)	40,4%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	83,5	167,6	-50,2%	25,0	144,0	-82,6%
Total de variação cambial sobre caixa e equivalentes	2,1	1,2	77,2%	3,2	2,2	46,9%
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(29,4)</b>	<b>(175,2)</b>	<b>83,2%</b>	<b>(240,6)</b>	<b>(513,6)</b>	<b>53,2%</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	146,5	533,0	-72,5%	995,9	2.653,4	-62,5%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	117,2	357,8	-67,2%	755,3	2.139,9	-64,7%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(29,3)	(175,2)	83,2%	(240,6)	(513,6)	-53,2%

## 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>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 <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>FPSO</b>	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento de petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
<b>GCOS</b>	Probabilidade de sucesso geológico ( <i>Geological Chance of Success</i> ).

<b>GCA</b>	Gaffney, Cline & Associates
<b>Kbpd</b>	Mil barris por dia ( <i>One thousand barrels per day</i> ).
<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>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 1P</b>	Soma de reservas provadas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas 3P</b>	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>	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.
<b>Reservas Prováveis</b>	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.