

QUARTO TRIMESTRE E ANO DE 2015

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

10 de março de 2016

10h00 (Horário de Nova Iorque)

12h00 (Horário de Brasília)

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

Telefone: 55 21 3509-5800



queiroz galvão

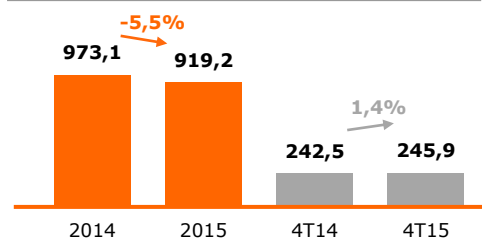
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

QGEP divulga seus resultados do 4T15 e do ano de 2015

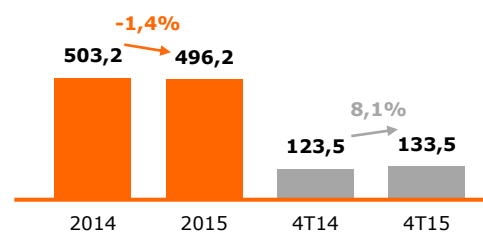
Rio de Janeiro, 9 de março de 2016 – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia brasileira independente a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do quarto trimestre e do ano encerrados em 31 de dezembro de 2015. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas nas IFRS (*Internacional Financial Reporting Standards*, ou Normas Internacionais de Relatório Financeiro) e práticas contábeis adotadas no Brasil, conforme descrito na seção financeira desse relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 5,9 milhões de m³ no quarto trimestre, levando a produção do ano a uma média diária de 5,6 milhões de m³;**
- ▶ **Os resultados dos testes no poço de extensão de Carcará Norte foram excelentes, indicando vazões iniciais de produção similares aos dos melhores poços do pré-sal da Bacia de Santos;**
- ▶ **Assinatura do contrato de três anos com a Shell para venda da produção do SPA de Atlanta no Bloco BS-4;**
- ▶ **EBITDAX foi de R\$61,3 milhões no 4T15 e R\$273,0 milhões em 2015, comparado a R\$71,1 milhões e R\$286,3 milhões no 4T14 e 2014, respectivamente;**
- ▶ **Lucro líquido em 2015 de R\$93,6 milhões, mesmo com prejuízo líquido de R\$159,4 milhões no 4T15, em função da baixa relacionado à devolução do Bloco BM-J-2;**
- ▶ **Fluxo de caixa operacional negativo de R\$10,6 milhões no 4T15 e de R\$431,5 milhões em 2015, comparado a R\$77,2 milhões e R\$348,5 milhões no 4T14 e 2014, respectivamente;**
- ▶ **Saldo de caixa⁽²⁾ de R\$1,3 bilhão ao final do ano; equivalente a R\$4,96 por ação;**
- ▶ **Proposta de administração inclui a distribuição de dividendos de R\$0,15/ação, conforme Política de Dividendos da Companhia.**

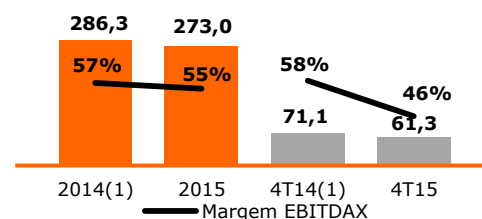
Produção de Gás (Milhões de m³)



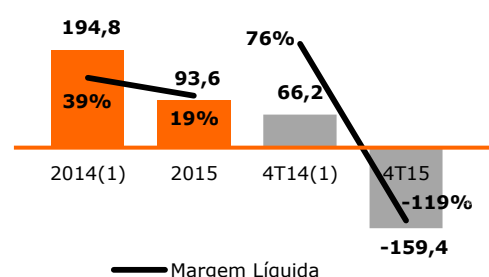
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

⁽²⁾ Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

Mensagem da Administração

O ano de 2015 foi marcado por avanços em diversas áreas do nosso portfólio, com destaque para o aumento da capacidade de produção de gás no Campo de Manati, a obtenção de resultados ainda mais encorajadores com a delimitação de Carcará na Bacia de Santos e a aquisição de dois blocos exploratórios de alto potencial na Bacia de Sergipe-Alagoas na 13ª Rodada de Licitações da ANP. No ano, a Companhia também continuou a preparação para o início da produção no Campo de Atlanta, na Bacia de Santos, esperado para o final de 2016.

Todos esses avanços estão alinhados aos objetivos estabelecidos para 2015, priorizando projetos voltados à geração de caixa, otimizando nosso portfólio de ativos e mantendo nossa sólida posição de caixa. Considerando o ambiente do setor e da economia brasileira, sem dúvida o mais desafiador desde que abrimos o capital, fomos ainda mais disciplinados em nossas tomadas de decisão, reforçando a resiliência da QGEP a fatores que estão fora do nosso controle. Como resultado, ingressamos 2016 com boa previsibilidade da produção e de geração de caixa, bem como plano de investimentos modular, podendo ser modificado para se ajustar à realidade de preços da indústria. Estamos em posição favorável para enfrentar as condições atuais da indústria e confiantes na retomada do mercado no longo prazo.

Os destaques de 2015 incluem:

- **Produção de gás consistente:** Em 2015, a produção média de gás no Campo de Manati totalizou 5,6 milhões de m³ por dia, em linha com nossas projeções. Manati é um dos maiores campos de gás não associado do Brasil, atendendo à relevante demanda da região nordeste do país. Ao longo de 2015, o consórcio de Manati completou a construção e interligação da estação de compressão de gás, realizada com interrupção de apenas 13 dias na produção. Com isso, já no terceiro trimestre, o campo retornou a capacidade de produção de 6,0 milhões de m³ por dia, o que garantirá um fluxo previsível de receitas em 2016. Até agora, os impactos das condições econômicas brasileiras na demanda de gás da região nordeste foram mínimos. Estamos monitorando o mercado cuidadosamente e projetando produção média de gás de cerca de 5,7 milhões de m³ por dia para o ano de 2016.
- **Posição de caixa robusta:** Encerramos 2015 com posição de caixa líquido de R\$910 milhões, um diferencial da QGEP no setor de óleo e gás. Tal posição de caixa é resultado do desempenho positivo de Manati e da política de longo prazo da Companhia de manter uma abordagem disciplinada à alocação de capital. Além disso, a política de gerenciamento de caixa da QGEP, que inclui investir predominantemente em títulos com rating AAA e proteger a exposição a custos denominados em dólar, nos permitiu reportar receita financeira líquida de R\$272,2 milhões em 2015. Com base em nossa sólida geração de caixa operacional, a QGEP foi capaz de financiar suas despesas operacionais correntes, manter seus investimentos prioritários e atuar de maneira seletiva ao avaliar possibilidades de crescimento.
- **Desenvolvimento do Campo de Atlanta:** Ao longo de 2015, progredimos com o desenvolvimento do Campo de Atlanta, que representa um marco na história da QGEP como operadora. Os desafios na perfuração e completação de poços horizontais para a produção do Campo foram superados. O primeiro óleo de Atlanta foi postergado para o quarto trimestre de 2016, com a chegada do FPSO Petrojarl I programada para o terceiro trimestre deste ano. Dois poços já foram perfurados, com previsão de produção inicial média de 20.000 barris por dia, e temos ainda a opção de aumentar para 30.000 barris por dia com a perfuração de um terceiro poço. Ao final de 2015, assinamos um acordo comercial com prazo de três anos com a Shell Western Supply and Trading Ltd, a qual irá adquirir toda a produção da QGEP no Campo de Atlanta, que representa 30% do total. Vale destacar que nossos sócios em Atlanta também celebraram um acordo semelhante com a Shell.
- **Gestão de portfólio:** Administramos ativamente o nosso portfólio de ativos exploratórios, visando priorizar a exploração dos blocos de maior potencial. Os avanços nesses ativos em 2015 incluíram:

- Progresso significativo no Plano de Avaliação da descoberta de Carcará, no Bloco BM-S-8. Foram concluídos dois poços de extensão e realizados dois testes de formação em um deles. Os resultados obtidos foram positivos, mostrando uma coluna de óleo leve (31ºAPI) de mais de 530 metros e vazões iniciais equivalentes aos melhores poços do pré-sal. O contato óleo/água não foi identificado em nenhum dos poços perfurados. Todos esses fatores nos dão ainda mais confiança à medida que avançamos com as atividades em Carcará.
- Em outubro de 2015, a QGEP participou com sucesso e adquiriu dois blocos de alto potencial na 13ª Rodada de Licitações da ANP. Estes dois blocos, SEAL-M-351 e SEAL-M-428, estão localizados em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas. Esta é uma tradicional bacia produtora em terra, águas rasas e águas profundas, e considerada pela nossa equipe técnica como uma das de maior potencial do offshore brasileiro. As avaliações geológicas, a adequação da QGEP ao âmbito regulatório do Brasil e a sólida posição financeira da Companhia, nos possibilitou adquirir esses blocos em condições comerciais bastante atrativas.
- Seguimos com o processo de aquisição e análise dos dados sísmicos nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP. Em 2015, adquirimos os dados para o Bloco CE-M-661, na Bacia do Ceará, enquanto os dados do Bloco FZA-M-90, na Bacia de Foz do Amazonas, e do ES-M-598 e ES-M-673, na Bacia do Espírito Santo, foram analisados pelos respectivos consórcios. Nos próximos meses, esperamos iniciar a aquisição dos dados dos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337, na Bacia do Pará-Maranhão.
- Em dezembro de 2015, a QGEP anunciou a decisão de devolver o Bloco BM-J-2, na Bacia do Jequitinhonha, à ANP. A Companhia adquiriu este Bloco em 2002 e cumpriu os seus compromissos de acordo com o Programa Exploratório Mínimo. Mesmo com a Notificação de Descoberta protocolada em 2013, uma análise técnica e econômica mais aprofundada, realizada após a reinterpretação sísmica dos novos dados, indicou reservatórios de baixa qualidade e volumes antieconômicos, além dos desafios ambientais para as operações na área. Como resultado, a Companhia decidiu pela devolução do Bloco, decisão alinhada à nossa estratégia de priorizar os blocos de maior potencial e otimizar nosso portfólio.

Em 2015, nossas conquistas operacionais caminharam em conjunto com o bom desempenho financeiro da Companhia:

- Receita líquida de R\$496,2 milhões, resultado em linha com os R\$503,2 milhões registrados em 2014, mesmo com a parada para interligação da estação de compressão realizado no Campo de Manati;
- EBITDAX de R\$ 273,0 milhões;
- Lucro líquido de R\$93,6 milhões ou R\$0,36 por ação;
- Fluxo de caixa operacional de R\$431,5 milhões.

Não resta dúvida de que 2016 será mais um ano desafiador para a indústria global de óleo e gás. A forte queda nos preços do petróleo, que se intensificou nos últimos meses, vem impactando o fluxo de caixa com consequente redução das operações de diversas empresas. No Brasil, a situação é particularmente complicada para a Petrobras, em função de seu desequilíbrio econômico, além da recessão econômica e crise política.

Por outro lado, os resultados da QGEP não foram influenciados pela variação do preço do petróleo, já que o preço do gás de Manati é fixado em reais e indexado à inflação, além de termos um contrato de compra obrigatória mínima (take-or-pay) para a produção, permitindo assim uma previsibilidade do fluxo de caixa para o próximo ano. No final de 2016, essa dinâmica mudará com o início da produção no Campo de Atlanta. A produção média inicial em Atlanta será de 20.000 barris por dia com dois poços, por meio de um Sistema de Produção Antecipada (SPA), que terá duração de 3 a 5 anos. Durante esse período, as previsões do mercado indicam um aumento do preço do petróleo em relação ao preço atual, reduzindo o impacto esperado dos preços baixos do petróleo no fluxo de caixa da Companhia.

Nossas vantagens competitivas continuarão nos diferenciando no setor, que incluem alto grau de conhecimento técnico, posicionamento único na indústria brasileira de petróleo, histórico como parceira e como operadora de importantes campos e um portfólio equilibrado de ativos. Com estas vantagens, aliadas à nossa solidez financeira, estaremos buscando possibilidades de capturar novas oportunidades, como fizemos com os dois blocos adquiridos na 13ª Rodada de Licitações, em 2015.

Os desafios que afetam o ambiente de negócios têm impactado a visão do mercado em relação ao setor de óleo e gás no Brasil, incluindo a QGEP, com conseqüente impacto no valor de nossas ações. Mesmo com nosso histórico de geração de caixa operacional, e com a expansão do escopo de nossas operações por meio da 11ª e da 13ª Rodadas de Licitação da ANP, as condições desafiadoras de mercado trouxeram o preço das nossas ações para o patamar de R\$5,83 ao final de 2015, e para um valor ainda menor em janeiro e fevereiro de 2016. Hoje, o preço da nossa ação é próximo ao valor de nossa posição de caixa por ação, dando aos investidores a oportunidade de se beneficiar da nossa produção, desenvolvimento e carteira de ativos de exploração a um valor muito atrativo. Acreditamos que esse valor deve subir à medida que os investidores reconheçam o quão bem posicionada a QGEP está para se beneficiar tanto da execução do plano estratégico como de qualquer melhoria potencial no preço global do petróleo.

Concluindo, estamos satisfeitos com nosso resultado financeiro e operacional em 2015. Esperamos que 2016 seja mais um ano de realizações, e estamos bem posicionados para manter o nosso histórico de resultados positivos. O final do ano será um marco na história da Companhia, já que iniciaremos a produção de petróleo no Campo de Atlanta. Manteremos os nossos públicos de interesse sempre informados sobre os nossos avanços ao longo do ano.

Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reservas	Gás
Camamu	BCAM-40	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
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
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-351		100%	Prospectivo	Óleo
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-428		100%	Prospectivo	Óleo

Produção e Desenvolvimento

MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

A produção média diária do Campo de Manati foi de 5,9 milhões de m³ no 4T15, superior aos 5,6 milhões de m³ registrados no 3T15 e similar ao quarto trimestre de 2014. Esse aumento reflete a interligação da estação de compressão de gás no terceiro trimestre, retornando a capacidade de produção ao patamar de 6,0 milhões de m³/dia. A produção média do ano atingiu 5,6 milhões de m³/dia, superior às projeções iniciais para o ano, mas inferior aos 5,9 milhões de m³/dia registrados em 2014 em função da parada de 13 dias para conexão da estação de compressão ao sistema de produção.

As expectativas iniciais da Companhia para 2016 são de uma produção média de gás em Manati de 5,7 milhões de m³/dia. Embora a produção média diária do Campo nos dois primeiros meses de 2016 tenha sido de 6,0 milhões de m³, a Companhia mantém a projeção de produção ligeiramente inferior à capacidade, em função do atual ambiente recessivo vivenciado no Brasil.

Manati continua sendo um campo muito rentável para a QGEP, com uma margem EBITDA média de cerca de 60% da receita líquida, já incluindo as despesas operacionais adicionais referentes à estação de compressão de gás.

Em março de 2016 o consórcio iniciou a pintura da plataforma de Manati, que irá incluir uma manutenção. A duração dessa atividade é de 4 a 6 meses e o orçamento previsto é de US\$15 milhões para a QGEP.

Em agosto de 2015, a QGEP divulgou a curva de capacidade de produção projetada (2P) para o Campo de Manati, com base na certificação da Gaffney, Cline & Associates (GCA). A capacidade de produção 2P certificada foi de 6,0 milhões de m³ por dia em 2015 e 2016, apresentando redução a partir de 2017. A Certificação indica ainda que em 31 de dezembro de 2014 as reservas 2P totalizavam 13,5 bilhões de m³ de gás natural, que corresponde a cerca de 85,2 milhões de barris de óleo equivalente (boe) de gás.

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

No Bloco BS-4, o consórcio segue adiante com a implementação do Sistema de Produção Antecipada (SPA) no Campo de Atlanta, o qual prevê produção inicial de 20 mil bbl/dia através de dois poços horizontais. Ambos os poços de produção já foram perfurados e equipados com bombas centrífugas submersas submarinas e árvores de natal molhadas. Além disso, o Consórcio poderá adicionar um terceiro poço ao sistema, o que aumentaria a capacidade de produção média do SPA para 30 mil bbl/dia, em função da capacidade de processamento do FPSO.

O FPSO Petrojarl I, que será utilizado no SPA de Atlanta e que possui capacidade de armazenamento de 180 mil barris de óleo, está em fase final de adaptação em Rotterdam, na Holanda. O FPSO terá capacidade de produção de 30 mil bbl/dia. O afretamento, bem como o contrato de operação e manutenção do FPSO, tem duração de cinco anos, com cláusula de rescisão válida após o terceiro ano.

A licença para instalação do FPSO em Atlanta já foi emitida e estamos no processo de obtenção das licenças de operação junto à ANP e ao IBAMA. A embarcação deverá chegar ao Campo no terceiro trimestre de 2016, devido a atrasos na adaptação da planta de processo da embarcação, e portanto o primeiro óleo está agora previsto para o quarto trimestre do ano.

Em outubro de 2015, a Companhia assinou o contrato (COSA - Crude Oil Sales Agreement) com a Shell Western Supply and Trading Ltd (Shell) para a comercialização da produção do SPA de Atlanta. As vendas de óleo serão *Free on Board* (FOB) no FPSO, com um mecanismo de preço *netback*. O COSA tem prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano. Os demais consorciados do Campo de Atlanta celebraram o mesmo tipo de acordo comercial com a Shell.

Exploração

BM-S-8

Participação: 10%

No quarto trimestre de 2015, o Consórcio do Bloco BM-S-8 concluiu os testes de Carcará Norte, um dos dois poços de extensão da descoberta de Carcará. Foram realizados dois Testes de Formação a Poço Revestido (TFRs), sendo um na base e o outro no topo da seção de reservatórios carbonáticos microbiais do pré-sal. Os dados dos testes confirmaram a expectativa de elevada produtividade dos reservatórios dessa área. As vazões iniciais de produção estimadas por poço são, no mínimo, equivalentes aos melhores poços em produção na Bacia de Santos.

Os testes confirmaram que se trata da mesma acumulação identificada pelo poço descobridor, bem como a excelente qualidade do óleo, com API de 31º, e a ausência de contaminantes. Até o momento, o contato óleo-água não foi identificado e a coluna de óleo estimada é de pelo menos 530 metros. Os poços de extensão forneceram ao Consórcio informações fundamentais para a continuidade das operações no Bloco BM-S-8 e para a definição da infraestrutura de produção dessa descoberta.

O Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) em vigor prevê ainda um Teste de Longa Duração em 2017, cuja realização está sendo reavaliada em função das informações já obtidas com os testes concluídos no Carcará Norte. O Consórcio também está considerando a execução de testes no poço Carcará Noroeste.

O início da perfuração do poço da área de Guanxuma está previsto para 2017. Guanxuma está localizado também na seção pré-sal, 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará.

CAL-M-372

Participação: 20%

As atividades no CAL-M-372 continuam aguardando a licença ambiental do IBAMA. Assim que a licença for obtida, o Consórcio perfurará um poço pioneiro no prospecto CAM#01. Estão em andamento negociações com a ANP para postergar os prazos da Concessão em função das condições de mercado e de incertezas do processo de licenciamento ambiental.

BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

A QGEP e seus parceiros seguem com os compromissos assumidos em relação aos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP em 2013.

Os dados sísmicos dos blocos da Bacia do Espírito Santo já foram adquiridos e a fase de processamento, que já foi iniciada, deve ser concluída ao final de junho.

Os dados sísmicos do Bloco FZA-M-90, na Bacia de Foz do Amazonas, já foram adquiridos e processados. O Consórcio está realizando nesse momento a interpretação dos dados visando avaliar o potencial do Bloco.

Na Bacia do Ceará, os dados sísmicos também já foram adquiridos e a fase de processamento, que já foi iniciada, deve ser concluída até o final de 2016.

Já nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão, a licença ambiental será emitida em breve para permitir o início dos trabalhos de aquisição sísmica.

O custo total líquido para a QGEP relativo à aquisição de dados sísmicos e outros gastos associados aos Blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações foi de US\$19,5 milhões até o final de 2015, e espera-se cerca de US\$22 milhões em 2016. Em linha com os compromissos assumidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, a QGEP vai investir cerca de US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios a partir de 2017/2018. Os custos reais de perfuração podem vir a ser menores, refletindo a redução dos valores para perfuração observados no setor.

Desenvolvimentos Recentes

- ▶ Em 8 de outubro de 2015, a QGEP anunciou que adquiriu participação em dois blocos na 13ª Rodada de Licitações da ANP. Os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 estão localizados em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, adjacentes a descobertas relevantes da Petrobras, com área total de 1.512 km². A QGEP adquiriu 100% de participação em ambos os blocos e desembolsou R\$100 milhões em bônus de assinatura pelas duas participações, sendo R\$63,9 milhões para o Bloco SEAL-M-351 e R\$36,1 milhões para o Bloco SEAL-M-428. Ambos os blocos foram adquiridos pelas ofertas mínimas requeridas pela ANP na licitação, incluindo bônus, Programa Exploratório Mínimo (PEM) e conteúdo local. A fase exploratória inclui um período de cinco anos para o cumprimento do PEM, e outros dois anos para a eventual perfuração de poços. O investimento em aquisição de dados sísmicos está estimado entre US\$15-20 milhões.
- ▶ Em 21 de dezembro de 2015, a QGEP anunciou sua decisão de devolver o Bloco BM-J-2 à ANP. Os compromissos do Programa Exploratório Mínimo (PEM) foram cumpridos pela Companhia, com a aquisição de sísmica 3D e a perfuração de um poço exploratório. Em 2013, a QGEP arquivou uma Notificação de Descoberta junto à ANP, após identificar potenciais zonas de interesse na seção pré-sal, e a ANP aprovou o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD). As análises técnicas e econômicas realizadas no âmbito deste Plano indicaram que o projeto é antieconômico, o que levou à devolução do Bloco. No quarto trimestre de 2015, a QGEP registrou baixa contábil de R\$332,5 milhões referente à devolução do Bloco BM-J-2.
- ▶ Visando o constante aprimoramento de suas práticas de Governança Corporativa, em 21 de dezembro de 2015, o Conselho de Administração aprovou a instalação do Comitê de Ética, Governança e Sustentabilidade, um comitê não estatutário, responsável por zelar pelas boas práticas de mercado e da governança corporativa, entre outras. Este Comitê é composto por três membros, devendo ter pelo menos um membro independente do Conselho o qual ocupa a presidência do Comitê. Já em 01 de fevereiro de 2016, o Conselho instalou o Comitê de Remuneração da Companhia, igualmente não estatutário e também com três membros.
- ▶ Em 02 de fevereiro de 2016, a QGEP anunciou que seu Conselho de Administração aprovou a KPMG Auditores Independentes para o fornecimento de serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício de 2016. A KPMG iniciará suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais do primeiro trimestre de 2016. A KPMG substituiu a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, em conformidade com a Instrução CVM nº 308/99, que determina a rotatividade dos auditores independentes a cada cinco anos.
- ▶ Na 15ª edição do Prêmio Valor 1000 em agosto de 2015, a QGEP ganhou o primeiro lugar na categoria empresas de óleo e gás.

Ajuste da Variação Cambial da Provisão de Abandono

Em 25 de fevereiro de 2016, a QGEP anunciou ao mercado que retificaria o procedimento contábil adotado de registro da variação cambial da moeda norte americana em relação às suas provisões de abandono no quarto trimestre de 2015. Como consequência, a Companhia está rerepresentando as demonstrações financeiras individuais e consolidadas referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013 aprovadas em 12 de março de 2015 e 24 de fevereiro de 2014, respectivamente (vide nota explicativa 2.28 as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015).

A provisão para abandono assume como uma das premissas estimativas de custos em dólares, enquanto a moeda funcional da Companhia é o real. Como resultado, as variações cambiais entre o dólar e o real eram contabilizadas como variação cambial no resultado financeiro e impactavam seu resultado, levando a ganhos e perdas não-caixa que criavam grandes oscilações no lucro líquido reportado. Com a retificação do procedimento contábil, o efeito da variação cambial sobre a provisão de abandono passou a ser registrado no respectivo ativo imobilizado, impactando o resultado através da amortização no período, não tendo mais impacto no resultado financeiro. Esta prática contábil está em linha com a interpretação do CPC 25 (Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes) e ICPC 12 (Mudanças em Passivos por Desativação, Restauração e Outros Passivos Similares).

Em adição ao efeito de variação cambial registrada ao imobilizado, revertida do resultado financeiro líquido, outros reflexos contábeis, tais como recálculo de depreciação e mensuração das despesas de imposto de renda, estão sendo rerepresentados conforme requerido pelo CPC 23 (vide nota explicativa 2.28).

Embora a rerepresentação das demonstrações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013 tenha resultado em maior lucro líquido naqueles exercícios, os dividendos propostos e pagos aos acionistas com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com a legislação societária e aprovadas em 12 de março de 2015 e 24 de fevereiro de 2014, respectivamente, permanecem atendendo à regra do dividendo mínimo obrigatório da Companhia vigente naqueles exercícios. Os dividendos pagos excediam (e permanecem excedendo, mesmo com os saldos rerepresentados) o mínimo requerido nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013.

A administração comunica que a retificação do procedimento contábil mencionado visa o melhor alinhamento com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), o que proporcionará uma visão mais clara do desempenho operacional e financeiro da Companhia.

Desempenho Financeiro

Demonstração dos Resultados e Destaques Financeiros (R\$ milhões)

	4T15	4T14 ⁽¹⁾	Δ% 4T15x 4T14 ⁽¹⁾	3T15 ⁽¹⁾	Δ% 4T15x 3T15 ⁽¹⁾	2015	2014 ⁽¹⁾	Δ% 2015x 2014 ⁽¹⁾
Receita líquida	133,5	123,5	8,1%	112,1	19,1%	496,2	503,2	-1,4%
Custos	(70,1)	(63,2)	10,9%	(57,3)	22,4%	(252,9)	(242,3)	4,4%
Lucro bruto	63,4	60,2	5,3%	54,8	15,6%	243,3	260,1	-6,8%
Receitas (Despesas) operacionais								
Despesas gerais e administrativas	(16,5)	(20,0)	17,7%	(9,7)	69,7%	(52,9)	(58,5)	-9,5%
Equivalência patrimonial	(0,4)	(0,2)	119,1%	(0,4)	6,2%	(1,2)	(0,2)	536,8%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(352,0)	(38,7)	N/A	(7,9)	N/A	(386,1)	(110,3)	249,9%
Outras despesas Operacionais	0,0	-	N/A	0,3	-87,6%	0,3	0,0	N/A
Lucro (Prejuízo) operacional	(305,4)	1,3	N/A	37,0	N/A	(196,5)	92,0	-313,7%
Resultado financeiro líquido	29,7	46,9	-36,8%	133,4	-77,8%	272,2	119,2	128,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	(275,7)	48,2	N/A	170,5	-261,7%	75,7	211,2	-64,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos e correntes	116,3	18,0	N/A	(51,6)	-325,5%	17,9	(16,3)	-209,6%
Lucro líquido	(159,4)	66,2	-340,8%	118,9	-234,1%	93,6	194,8	-52,0%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	(10,6)	77,2	113,7%	202,3	-105,2%	431,5	348,5	23,8%
EBITDAX⁽²⁾	61,3	71,1	-13,7%	61,9	-0,9%	273,0	286,3	-4,6%

Alguns percentuais e outros números incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação, podendo, assim, apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas constantes nas informações trimestrais. Ademais, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

⁽²⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais. O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela QGEP. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

O desempenho financeiro da QGEP no quarto trimestre foi positivo, com aumento de receitas e de EBITDAX quando comparados ao ano anterior, resultado do reajuste contratual no preço do gás de Manati aliado à redução das despesas gerais e administrativas. EBITDA e lucro líquido, por sua vez, foram destaques negativos no trimestre, em função primordialmente do impacto da baixa contábil relacionada à devolução do Bloco BM-J-2.

Destaques Financeiros do 4T15:

- ▶ A receita líquida foi de R\$133,5 milhões, aumento de 19,1% quando comparado aos R\$112,1 milhões registrados no 3T15, e de 8,1% quando comparado aos R\$123,5 milhões registrados no 4T14. O resultado reflete o aumento na produção de gás de Manati para uma média de 5,9 milhões de m³ por dia, em linha com os níveis do 4T14 e superior aos níveis do 3T15, bem como o reajuste contratual anual do preço do gás de Manati.

- ▶ Os custos operacionais totalizaram R\$70,1 milhões no trimestre, comparados a R\$57,3 milhões no 3T15 e R\$63,2 milhões no 4T14. O aumento de custos reflete um trimestre completo de custos relativos à estação de compressão de Manati, em comparação a um mês e meio no 3T15, após o início da operação da mesma em meados de agosto.
 - Os custos de amortização totalizaram R\$27,3 milhões no trimestre, comparado a R\$23,8 milhões no 3T15 e a R\$31,7 milhões no 4T14. Este aumento no 4T15, em relação ao trimestre anterior, foi decorrente da maior produção de gás no período. A queda do 4T14 para o 4T15 foi devido à assinatura do aditivo ao contrato de venda de gás de Manati, o que levou ao aumento da reserva provada (1P) de gás considerada para o cálculo da depreciação.
 - Os custos de produção totalizaram R\$21,7 milhões no trimestre, acima dos R\$17,7 milhões no 3T15 e dos R\$14,5 milhões no 4T14, em função do início da operação da estação de compressão de Manati em meados do terceiro trimestre. Os custos relativos à estação de compressão foram de R\$4,2 milhões no 3T15 e R\$9,0 milhões no 4T15.
 - Participação especial aumentou R\$0,8 milhão em comparação ao 4T14 devido à produção ligeiramente superior no 4T15.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	4T15	4T14 ⁽¹⁾	Δ%	2015	2014 ⁽¹⁾	Δ%
Depreciação e amortização	27,3	31,7	-13,9%	117,9	120,5	-2,1%
Custos de produção	21,7	14,5	46,9%	64,1	54,3	18,0%
Custos de manutenção	2,4	3,5	-29,3%	10,3	11,9	-13,9%
Royalties	10,0	9,7	3,7%	37,7	38,9	-3,1%
Participação especial	3,4	2,6	31,2%	9,2	11,2	-18,1%
P&D	1,5	1,4	10,4%	5,6	5,5	1,6%
Outros	4,2	-	N/A	8,2	-	N/A
TOTAL	70,1	63,2	-3,9%	252,9	242,3	4,4%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

- ▶ Gastos exploratórios no trimestre totalizaram R\$352,0 milhões, comparado a R\$7,9 milhões no 3T15 e R\$38,7 milhões no 4T14. O aumento se deve basicamente a baixa de R\$332,5 milhões relativa à devolução do Bloco BM-J-2, bem como a maiores gastos relativos a aquisição e processamento sísmico no 4T15.
- ▶ Despesas gerais e administrativas foram de R\$16,5 milhões no 4T15, comparado a R\$9,7 milhões no 3T15 e R\$20,0 milhões no 4T14. O montante do 4T15 reflete, de um lado, custos associados à participação em lucros e resultados aos funcionários e, de outro, a maior alocação para projetos operados pela QGEP.
- ▶ O resultado financeiro foi de R\$29,7 milhões no trimestre, inferior aos R\$133,4 milhões no 3T15 e aos R\$46,9 milhões no 4T14. A redução refletiu uma menor rentabilidade dos fundos cambiais devido à estabilidade da taxa de câmbio no período, em relação ao 3T15 e 4T14.
- ▶ Imposto de renda e contribuição social representaram um crédito de R\$116,3 milhões no 4T15, comparado a um despesa de R\$51,6 milhões no 3T15 e um crédito de R\$18,0 milhões no 4T14. O montante do 4T15 reflete a constituição do imposto de renda e contribuição social diferido sobre os efeitos de amortização sobre a provisão de abandono do Campo de Manati cuja contrapartida é o imobilizado.

Destaques Financeiros de 2015:

- ▶ A receita líquida atingiu R\$496,2 milhões em 2015, em linha com os R\$503,2 milhões registrados em 2014. A ligeira redução, de 1,4% ante os níveis de 2014, deveu-se à menor produção de gás em 2015, de 5,6 milhões de m³ por dia, em comparação com a produção média diária de 5,9 milhões de m³ em 2014. Essa diminuição foi parcialmente compensada por preços contratuais corrigidos pela inflação no início do ano.
- ▶ Os gastos exploratórios totais foram de R\$386,1 milhões, comparados aos R\$110,3 milhões registrados em 2014. O aumento registrado no ano ocorreu principalmente devido à baixa contábil de R\$332,5 milhões no quarto trimestre de 2015, relacionada à devolução do Bloco BM-J-2 à ANP, bem como a R\$18,2 milhões referentes à aquisição e processamento de dados sísmicos dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações.
- ▶ O resultado financeiro foi de R\$272,2 milhões, mais de 200% superior aos R\$119,2 milhões registrados em 2014, decorrente da desvalorização do real frente ao dólar, impactando os fundos cambiais, e do aumento das taxas de juros no Brasil.
- ▶ O EBITDAX totalizou R\$273,0 milhões, queda de 4,6% comparado ao R\$286,3 milhões do ano anterior, refletindo a maior produção de gás em 2014.
- ▶ O imposto de renda e contribuição social representaram um crédito de R\$17,9 milhões em 2015, comparado a uma despesa de R\$16,3 milhões em 2014, refletindo a reversão, com impacto não caixa, devido, principalmente, à constituição do imposto de renda e contribuição social diferido sobre os efeitos de amortização sobre a provisão de abandono do Campo de Manati cuja contrapartida é o imobilizado.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$431,5 milhões em 2015, comparado a R\$348,5 milhões em 2014.

CAPEX E OUTROS GASTOS EXPLORATÓRIOS

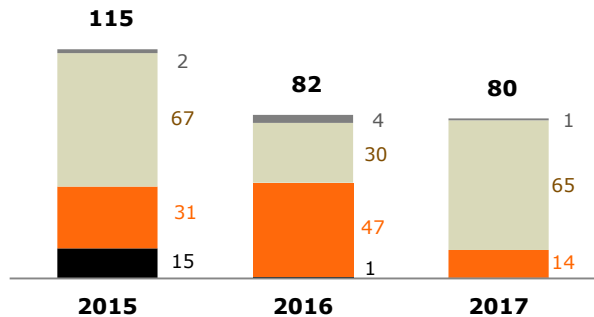
A abordagem financeira disciplinada da QGEP é presente no seu planejamento de investimentos, realizando gastos de maneira prudente de forma a conservar uma posição de caixa confortável que suporte as suas necessidades futuras. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos consórcios nos diferentes ativos do portfólio da QGEP, e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

Em 2015, o CAPEX totalizou US\$115 milhões. Desse total, US\$67 milhões foram gastos no portfólio de exploração da Companhia, incluindo US\$34 milhões com perfurações e testes na descoberta de Carcará, onde os resultados até agora têm sido muito significativos. O restante foi alocado em ativos em desenvolvimento e produção, incluindo US\$31 milhões no Campo de Atlanta e US\$15 milhões em Manati.

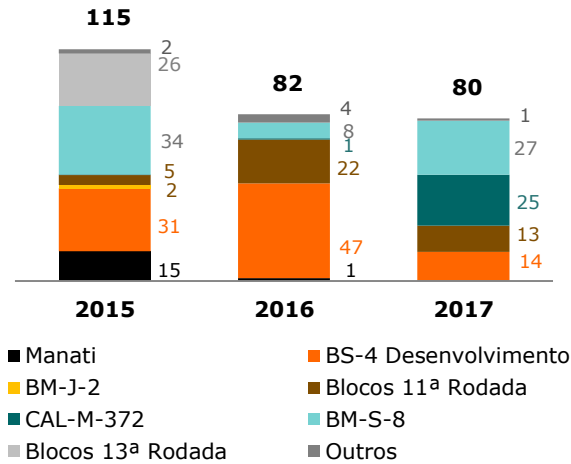
Para 2016, a expectativa é de que o CAPEX seja US\$82 milhões. Deste montante, US\$47 milhões serão despendidos no Campo de Atlanta, com início de produção de óleo prevista para o final de 2016. O CAPEX de 2016 também inclui US\$22 milhões que serão aplicados na aquisição e processamento de dados sísmicos e em estudos geológicos e geofísicos nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

A QGEP estima investir US\$80 milhões em 2017, majoritariamente composto por investimentos em exploração: US\$13 milhões são estimados para os blocos da 11ª Rodada; US\$25 milhões relativos à perfuração de um poço no Bloco CAL-M-372 e US\$27 milhões destinados às atividades no BM-S-8, incluindo um poço pioneiro em Guanxuma e um teste no poço Carcará Noroeste.

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



Posição de Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras) e Endividamento

Ao final de 2015, a Companhia possuía um saldo de caixa total de R\$1,3 bilhão. Em 31 de dezembro de 2015, a QGEP detinha cerca de 40% de seu caixa investido em fundos cambiais, com vistas a proteger suas obrigações de médio prazo denominadas em dólar.

O saldo remanescente é investido em instrumentos denominados em Real. Em 31 de dezembro de 2015, o retorno médio anual desses investimentos era de 101,9% do CDI e 85% dos fundos tinha liquidez diária.

O endividamento total em 31 de dezembro de 2015 era de R\$369,7 milhões. Esses empréstimos consistiam de R\$253,7 milhões oriundos do pacote de financiamento da Companhia junto à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e R\$117,9 milhões de uma linha de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB).

Os recursos tomados com a FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que visa a dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste de duas linhas de crédito, uma à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante ligada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos. A QGEP conta com uma linha de crédito total com a FINEP de R\$266,1 milhões.

A posição de caixa líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2015 era de R\$910,2 milhões.

CRÉDITOS COM PARCEIROS

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P que são faturados ("cash calls") ou a serem faturados aos parceiros não operadores nos respectivos consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores a Companhia nos blocos não operados pela QGEP.

Do montante de R\$23,9 milhões registrados em 31 de dezembro de 2015, R\$12,2 milhões referem-se à parcela da consorciada OGX Petróleo e Gás S.A. - Recuperação Judicial e o restante de outros consorciados (R\$11,7 milhões). Os montantes em aberto não se encontram vencidos.

Em 19 de janeiro de 2016 foi emitido o "cash call" 01/2016 referente às operações do Bloco BS-4 no montante total de R\$19,6 milhões com vencimento em 3 de fevereiro de 2016. Deste montante, o valor de R\$8,8 milhões refere-se ao parceiro OGX. Até a data da aprovação das demonstrações financeiras não identificamos o recebimento deste crédito referente a janeiro de 2016.

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
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 Operadora 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.

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. Tais 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 relativas aos trimestres findos em 30 de setembro de 2015 e 30 de setembro de 2014 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS (R\$ MILHÕES)

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	4T15	4T14 ⁽¹⁾	Δ%	2015	2014 ⁽¹⁾	Δ%
Lucro Líquido	(159,4)	66,2	-340,8%	93,6	194,8	-52,0%
Depreciação e amortização	28,2	31,2	-9,7%	121,7	122,8	-0,9%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(29,7)	(46,9)	-36,8%	(272,2)	(119,2)	128,4%
Imposto de renda e contribuição social	(116,3)	(18,0)	N/A	(17,9)	(16,3)	-209,6%
EBITDA⁽²⁾	(277,2)	32,5	N/A	(74,9)	214,7	-134,9%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽³⁾	338,5	38,6	N/A	347,9	71,6	385,9%
EBITDAX⁽⁴⁾	61,3	71,1	-13,7%	273,0	286,3	-4,6%
Margem EBITDA ⁽⁵⁾	-207,6%	26,3%	N/A	-15,1%	42,7%	-135,4%
Margem EBITDAX ⁽⁶⁾	45,9%	57,6%	-20,2%	55,0%	56,9%	-3,3%
Caixa Líquido ⁽⁷⁾	910,3	877,7	3,7%	910,3	877,7	3,7%
(Dívida Líquida)/EBITDAX	(3,33)	(3,07)	8,8%	(3,33)	(3,07)	6,2%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

⁽²⁾ O cálculo do EBITDA considera o lucro antes do imposto de renda, contribuição social, resultado financeiro e despesas de amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as IFRS. Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido como indicador de desempenho operacional ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. É possível que outras empresas calculem o EBITDA de maneira diferente da empregada pela QGEP. Além disso, como medida da lucratividade da Empresa, o EBITDA apresenta limitações por não considerar certos custos inerentes ao negócio que podem afetar os resultados líquidos de maneira significativa, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP usa o EBITDA como um indicador complementar de seu desempenho operacional.

⁽³⁾ Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais.

⁽⁴⁾ O EBITDAX é uma medida usada pelo setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

⁽⁵⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁷⁾ O caixa líquido corresponde às disponibilidades e aplicações financeiras excluindo o endividamento total, que inclui empréstimos e financiamentos de curto e de longo prazo, bem como instrumentos financeiros derivativos. O caixa líquido não é medida reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as U.S. GAAP, as IFRS, bem como qualquer outro sistema de princípios contábeis geralmente aceitos. É possível que outras empresas calculem o endividamento líquido de maneira diferente da empregada pela QGEP.

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

BALANÇO PATRIMONIAL (R\$ milhões)	2015	2014⁽¹⁾	Δ%
Ativo			
Circulante	1.337,3	1.343,7	-0,5%
Caixa e equivalentes de caixa	180,7	117,2	54,2%
Aplicações financeiras	941,5	1.011,4	-6,9%
Contas a receber	102,6	101,6	1,0%
Estoques	3,1	54,5	-94,4%
Impostos e contribuições a recuperar	74,3	37,6	97,5%
Partes relacionadas	6,7	0,0	N/A
Créditos com parceiros	23,9	19,3	23,8%
Outros	4,5	2,0	126,8%
Não Circulante	2.092,9	1.888,6	10,8%
Caixa restrito	86,8	27,9	210,9%
Aplicações financeiras	157,8	0,0	N/A
Impostos e contribuições a recuperar	4,9	2,7	85,6%
Estoques	57,1	0,0	N/A
IR e CSLL diferidos	45,5	19,4	134,8%
Partes relacionadas	0,2	4,9	-95,2%
Investimentos	125,1	22,8	N/A
Imobilizado	885,5	1.178,6	-24,9%
Intangível	728,4	630,5	15,5%
Outros ativos não circulantes	1,6	1,8	-9,2%
TOTAL DO ATIVO	3.430,3	3.232,2	6,1%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Passivo Circulante	158,0	110,6	42,8%
Fornecedores	71,7	35,2	103,6%
Empréstimos e financiamentos	12,5	0,4	3122,7%
Impostos e contribuição a recolher	27,6	26,3	4,8%
Remuneração e obrigações sociais	18,6	17,9	3,7%
Contas a pagar - partes relacionadas	0,4	0,3	25,0%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	15,7	12,8	23,1%
Seguros a pagar	8,5	6,3	35,3%
Outras obrigações	3,1	11,4	-73,0%
Não Circulante	583,1	531,6	9,7%
Provisão para abandono	226,0	281,1	-19,6%
Empréstimos e financiamentos	357,2	250,5	42,6%
Patrimônio Líquido	2.689,2	2.590,0	3,8%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Reserva de capital	37,9	31,6	19,8%
Ações em tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Reserva de lucros	610,8	555,9	9,9%
Outros resultados abrangentes	43,4	5,4	N/A
Lucro líquido do exercício	0,0	0,0	N/A
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.430,3	3.232,2	6,1%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números rerepresentados em 09 de março de 2016.

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R\$ milhões)

	4T15	4T14 ⁽¹⁾	Δ%	2015	2014 ⁽¹⁾	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	(159,4)	66,2	-340,8%	93,6	194,8	-51,9%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	0,4	0,2	119,6%	1,2	0,2	N/A
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	28,2	31,2	-9,7%	121,7	122,8	-0,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(41,7)	(14,8)	181,6%	(26,1)	3,1	N/A
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	4,2	1,2	250,4%	14,6	5,9	146,4%
Baixa de imobilizado/intangível	332,2	38,4	N/A	332,4	70,6	370,5%
Provisão para plano de opção de ações	1,5	2,0	-28,1%	6,3	9,0	-30,4%
Provisão para imposto de renda e contribuição social	(74,7)	(0,9)	N/A	8,2	15,5	-46,8%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,6)	(1,1)	-154,9%	2,9	4,2	-29,6%
Variação cambial/outros	7,6	8,9	-14,5%	0,0	18,8	-100,0%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(67,9)	(39,0)	74,1%	(54,7)	59,0	-192,6%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(40,3)	(17,3)	132,3%	(68,6)	(155,5)	-55,9%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	(10,6)	77,2	-113,7%	431,5	348,5	23,8%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	22,8	(192,2)	-111,9%	(485,1)	(617,3)	-21,4%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(0,0)	83,5	-100,0%	79,2	25,0	216,6%
Total da variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(2,9)	2,1	-235,8%	38,0	3,2	N/A
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	9,3	(29,3)	-131,8%	63,5	(240,6)	-126,4%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	171,3	146,5	16,9%	117,2	357,8	-67,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	180,7	117,2	54,2%	180,7	117,2	54,2%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	9,3	(29,3)	-131,8%	63,5	(240,6)	-126,4%

⁽¹⁾ Os valores destes períodos referem-se aos números rerepresentados em 09 de março de 2016.

Anexo IV – GLOSSÁRIO

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultraprofundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Concessão	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
Descoberta	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	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.
GCOS	Probabilidade de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>).

GCA	Gaffney, Cline & Associates
Kbpd	Mil barris por dia (<i>One thousand barrels per day</i>).
Operador(a)	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
Prospecto(s) Exploratório(s)	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
Recursos Contingentes	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
Recursos Contingentes 3C	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.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	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.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	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.