
13 de novembro de 2014

Apresentação de Resultados 3T14



Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização de Ativos

Progresso contínuo em todas as operações da QGEP:

- ▶ **Produção:** Forte demanda mantém a produção de gás na capacidade máxima do Campo de Manati
- ▶ **Desenvolvimento:** FPSO deverá estar na locação no Campo de Atlanta em 14 meses após a assinatura do contrato; primeiro óleo esperado para 1º semestre de 2016
- ▶ **Exploração:** Nova perfuração na importante descoberta de Carcará; aquisição de dados sísmicos nos novos blocos
- ▶ **Posição Financeira:** Caixa líquido positivo; flexibilidade financeira significativa

Agenda



Visão Geral

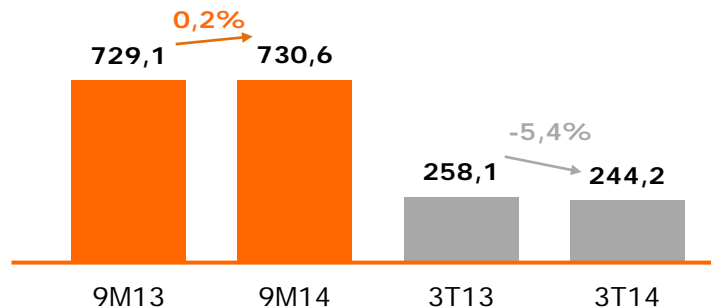
Destaques Financeiros

Atualização de Ativos

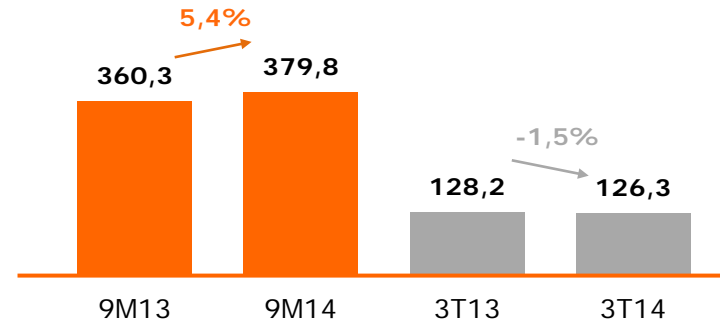
PRODUÇÃO DO CAMPO DE MANATI



Produção de Gás (Milhões de m³)



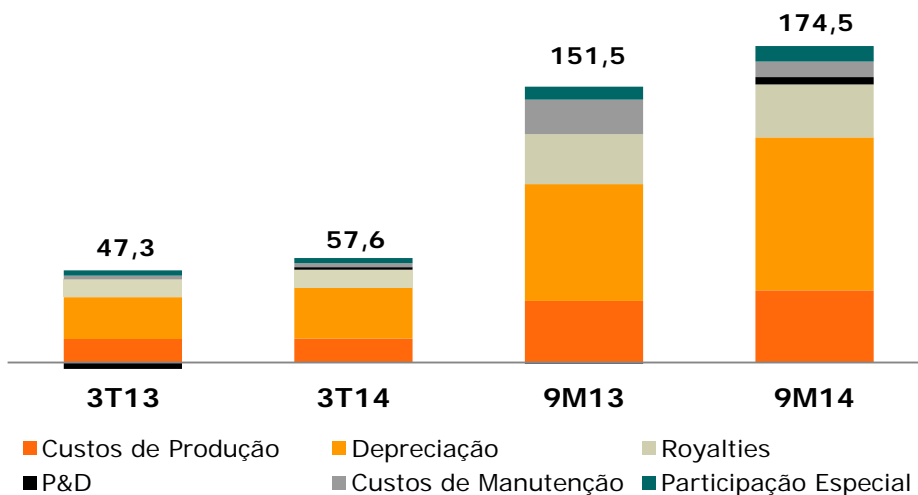
Receita Líquida (R\$ Milhões)



- ▶ Produção média do 3T14 foi de 5,9MMm³ /d, mantendo a produção média do 9M14 no mesmo patamar
- ▶ Para 2014, a produção média diária é esperada ligeiramente acima da previsão anterior, de 5,8MMm³
- ▶ A manutenção na plataforma do Campo de Manati, incluindo a pintura, está programada para o 1S15, sem impacto na produção
- ▶ A construção da estação de compressão foi iniciada e está dentro do orçamento e do cronograma; obras civis estão em andamento na área
 - 20 dias de parada na produção serão necessários para a entrada em operação da estação em meados de 2015
 - Capacidade de produção do Campo retornará então para 6,0MMm³ por dia

CUSTOS OPERACIONAIS, GASTOS EXPLORATÓRIOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Custos Operacionais (R\$ Milhões)



- ▶ Os custos operacionais aumentaram para R\$10,3 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior:
 - ▶ Aumento permanente nos custos de amortização relacionados à provisão de abandono do Campo de Manati
- ▶ As despesas gerais e administrativas do 3T14 reduziram 5.9% em relação ao 3T13, em função, principalmente, da maior alocação de despesas aos parceiros em projetos operados pela QGEP
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$21,6 milhões, comparados ao montante de R\$5,9 milhões no 3T13:
 - ▶ Aquisição de Dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11a Rodada de Licitações da ANP
 - ▶ Estudos geológicos e geofísicos para outros blocos exploratórios do portfólio

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	3T14	3T13	Δ%
Lucro líquido	42,5	75,2	-43,5%
Amortização e depreciação	29,0	23,6	22,8%
Despesa (receita) financeira líquida	(20,1)	(16,0)	-25,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	12,7	3,0	N/A
EBITDA⁽¹⁾	64,1	85,8	-25,3%
Gastos exploratórios com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	-	0,5	-100,0%
EBITDAX⁽³⁾	64,1	86,3	-25,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	50,7%	66,9%	-24,2%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	50,7%	67,3%	-24,6%
Dívida líquida ⁽⁶⁾	(850,6)	(939,1)	9,4%
Dívida líquida/EBITDAX	(4,09)	(3,54)	-15,6%

(1) 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.

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

(3) 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.

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

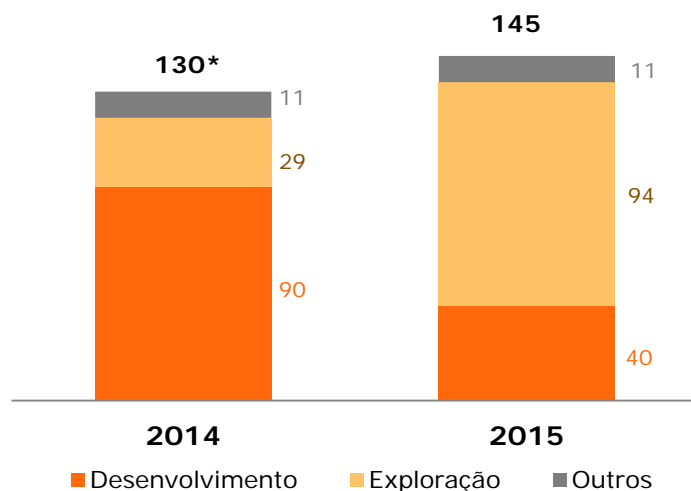
(5) EBITDAX dividido pela receita líquida.

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

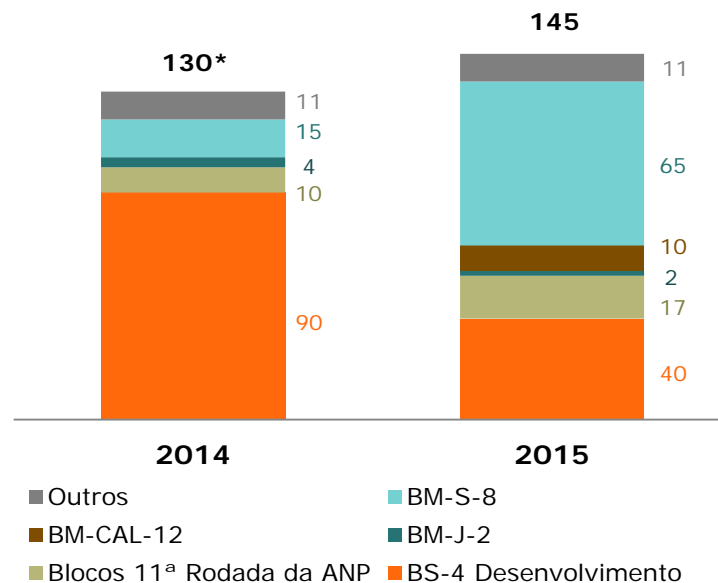
CAPEX 2014-2015

- ▶ **CAPEX de 2014: US\$130 milhões**
CAPEX a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-J-2, BM-S-8 e Blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP
- ▶ **CAPEX de 2015: US\$145 milhões**
CAPEX a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-J-2, BM-S-8, BM-CAL-12 e Blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

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



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



(*) Até 30 de setembro de 2014, já haviam sido gastos US\$105 milhões

Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização de Ativos

BS-4: PREPARANDO A PRODUÇÃO FUTURA

- ▶ O processo de contratação do FPSO está na fase final de negociação
- ▶ A produção inicial do Campo de Atlanta será de 25 kbpd e terá início no 1S16
- ▶ Os testes realizados nos dois primeiros poços horizontais do SPA de Atlanta indicaram capacidades de produção próximas a 12 mil bpd por poço
- ▶ A GCA certificou reservas 1P de 147 MM bbl, 2P de 191 MM bbl e 3P de 269 MM bbl
- ▶ Primeiro óleo do Campo de Oliva previsto para 2021

Próximos passos:

- ▶ Assinatura do Contrato do FPSO no 4T14
- ▶ Chegada do FPSO em 14 meses após a assinatura do contrato
- ▶ Primeiro óleo de Atlanta esperado para o 1S16



- ▶ Primeiro poço de extensão de Carcará:
 - Primeira fase da perfuração concluída em novembro
 - Segunda fase planejada para começar no 3T15 com uma sonda equipada com MPD, com teste de formação a seguir
- ▶ Perfuração e teste de um poço de extensão adicional programado para iniciar no 1T15
- ▶ Resultados do teste no segundo poço de extensão esperados para o final de 2015 e do primeiro poço em 2016
- ▶ Teste de Longa Duração (TLD) programado para 2017
- ▶ Primeiro óleo de Carcará esperado em 2018/2019
- ▶ Perfuração de Guanxuma esperada para iniciar ao final de 2015



▶ Blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP

- Contratação de dados sísmicos 3D para os blocos adquiridos na 11ª Rodada continua a avançar:
 - Bacia da Foz do Amazonas: levantamentos sísmicos 3D realizados pela Spectrum e CGG já foram finalizados
 - Bacia do Espírito Santo: levantamentos realizados pela CGG esperados para serem concluídos até o final do ano
 - Bacia do Pará-Maranhão: dados contratados com a Polarcus e a aquisição sísmica é esperada para 2S15
 - Bacia do Ceará: contratação de dados em negociação com levantamentos sísmicos programados para iniciar no 2S15
 - Bacia de Pernambuco-Paraíba: levantamentos esperados para iniciar em 2016/2017
- QGEP iniciou os estudos ambientais para o processo de licenciamento relacionado às atividades de perfuração nas bacias da Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão, esperadas para terem início ao final de 2017

▶ BM-J-2

- Ao final de outubro, a QGEP recebeu a aprovação da ANP para o Plano de Avaliação de Descoberta do poço 1-QG-5A-BAS (Prospecto Alto de Canavieiras)
- QGEP se comprometeu com um plano dividido em três estágios, sendo o primeiro composto por reprocessamento sísmico e reinterpretação geológica e geofísica da área



2014

- ▶ BS-4: Processo de contratação para o FPSO para o Campo de Atlanta em estágio final de negociação
- ▶ Conclusão da perfuração da primeira fase do poço de extensão de Carcará

2015

- ▶ Perfuração e teste de um segundo poço de extensão de Carcará com início no 1T15
- ▶ Perfuração da segunda fase do poço de extensão de Carcará, com início no 3T15
- ▶ Perfuração exploratória nos prospectos CAM#01 e Guanxuma no 2S15
- ▶ Manati: Início da operação da estação de compressão no 2S15

2016-2017

- ▶ Chegada do FPSO e primeiro óleo do Campo de Atlanta
- ▶ Início da perfuração de poços de desenvolvimento em Carcará e início do TLD
- ▶ Início da perfuração de poços exploratórios nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP

2018-2021

- ▶ Primeiro óleo esperado de Carcará
- ▶ Sistema Definitivo de Atlanta

Relações com Investidores QGEP Participações S.A.

Av. Almirante Barroso, nº 52/sala 1301, Centro, Rio de Janeiro, RJ

CEP: 20031-918

Telefone - IR: 55 21 3509-5959

Fax: 55 21 3509-5958

E-mail: ri@qgep.com.br

www.qgep.com.br/ri

Este documento contém algumas afirmações e informações relacionadas à Companhia que refletem a atual visão e/ou expectativa da Companhia e de sua administração a respeito de suas atividades. Algumas afirmações e informações são baseadas em previsões, projeções, indicam ou implicam resultados, performance ou realizações futuras, podendo conter palavras como "acreditar", "prever", "esperar", "contemplar", "provavelmente resultará" ou outras palavras ou expressões de aceção semelhante. Tais afirmações estão sujeitas a uma série de riscos, incertezas e premissas. Advertimos que diversos fatores importantes podem fazer com que os resultados reais diverjam de maneira relevante dos planos, objetivos, expectativas, estimativas e intenções expressas neste documento, de forma que não há qualquer garantia de que as projeções ou conclusões aqui mencionadas serão realizadas e/ou atingidas. Em nenhuma hipótese a Companhia ou seus conselheiros, diretores, representantes ou empregados serão responsáveis perante quaisquer terceiros (inclusive investidores) por decisões ou atos de investimento ou negócios tomados com base nas informações e afirmações constantes desta apresentação, e tampouco por danos indiretos, lucros cessantes ou afins. A Companhia não tem intenção de fornecer aos eventuais detentores de ações uma revisão das afirmações ou análise das diferenças entre as afirmações e os resultados reais. É recomendado que os investidores analisem detalhadamente o prospecto da QGEP, incluindo os fatores de risco identificados no mesmo. Esta apresentação não contém todas as informações necessárias para uma completa avaliação de investimentos na Companhia. Cada investidor deve fazer sua própria avaliação, incluindo os riscos associados, para tomada de decisão de investimento.