
8 de maio de 2014

Apresentação de Resultados 1T14



Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização de Ativos

- ▶ Perfuração, completção e teste do segundo poço horizontal de Atlanta concluídos com sucesso; produtividade pouco acima do resultado do primeiro poço
- ▶ Certificação independente de reservas do Campo de Atlanta indica reservas 1P de 147 milhões de bbl, 2P de 191 milhões de bbl e 3P de 269 milhões de bbl
- ▶ Certificação independente do Campo de Manati apresenta reservas 2P de 7,1 bilhões de m³, líquidas para a QGEP, em 31 de dezembro de 2013
- ▶ Produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 6,0MMm³ no 1T14; assinatura do contrato da estação de compressão
- ▶ EBITDAX do 1T14 foi de R\$82,5 milhões, um aumento de 5,9% em relação ao 1T13
- ▶ Posição líquida de caixa de R\$827,6 million no final do 1T14, permitindo que a Companhia continue a progredir em 2014/15
- ▶ Instalação do Conselho Fiscal, conforme solicitado por acionistas minoritários na Assembleia Geral Ordinária da Companhia

Agenda



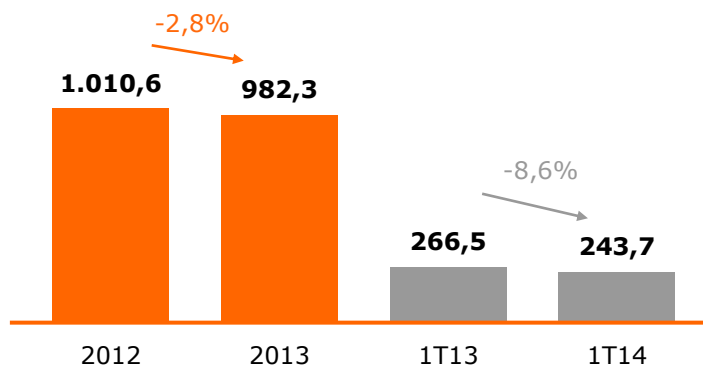
Visão Geral

Destaques Financeiros

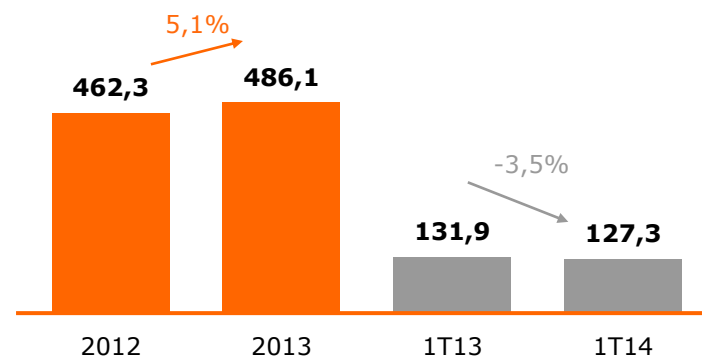
Atualização de Ativos

PRODUÇÃO DO CAMPO DE MANATI

Produção de Gás (Milhões de m³)



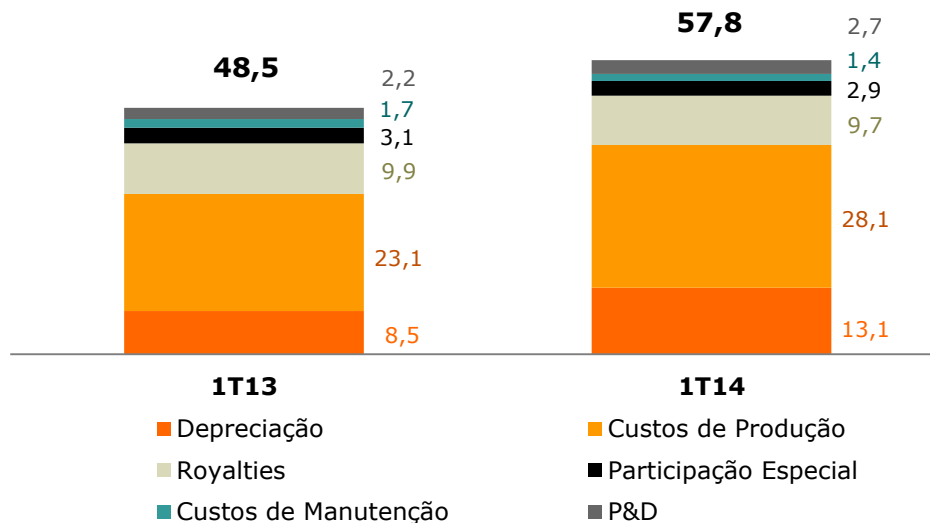
Receita Líquida (R\$ milhões)



- ▶ Produção média de gás do 1T14 de 6,0MM m³ por dia, em linha com a produção média de 2013
- ▶ Produção média diária de 2014 estimada em 5,5MMm³ de gás; expectativa de produção para o 2T14 similar ao 1T14
- ▶ Assinatura do contrato para a construção da estação de compressão:
 - Construção irá começar no final do 2T14
 - Operação da planta será iniciada no 2S15
 - Capacidade de produção média então retornará a 6,0MMm³ por dia

CUSTOS OPERACIONAIS, GASTOS EXPLORATÓRIOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

Custos Operacionais (R\$ milhões)



- ▶ Custos operacionais aumentaram 19,2% em relação ao 1T13, movidos principalmente por maiores custos de amortização relacionados ao aumento da provisão de abandono do Campo de Manati
- ▶ Despesas gerais e administrativas reduziram 27,1% no 1T14, devido principalmente à alocação das despesas aos projetos operados pela QGEP no 1T14 de R\$9,6 milhões, ante R\$3,5 milhões no 1T13
- ▶ Gastos exploratórios no 1T14 foram de R\$35,1 milhões, refletindo principalmente a devolução da área da descoberta de Biguá à ANP (R\$28,1 MM)

DESTAQUES FINANCEIROS DO 1T14



Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	1T14	1T13	Δ%
Lucro líquido	25,1	65,7	-61,8%
Amortização e depreciação	29,0	23,6	22,9%
Despesa (receita) financeira líquida	(20,1)	(18,3)	-9,6%
Imposto de Renda e contribuição social	16,8	5,6	202,9%
EBITDA⁽¹⁾	50,8	76,5	-33,6%
Gastos exploratórios com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	31,8	1,4	N/D
EBITDAX⁽³⁾	82,5	77,9	5,9%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	39,9%	58,0%	-31,2%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	64,8%	59,1%	9,8%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(827,6)	(1.034,3)	20,0%
Dívida Líquida/EBITDAX	-4,05	-3,43	18,0%

⁽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⁾ 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

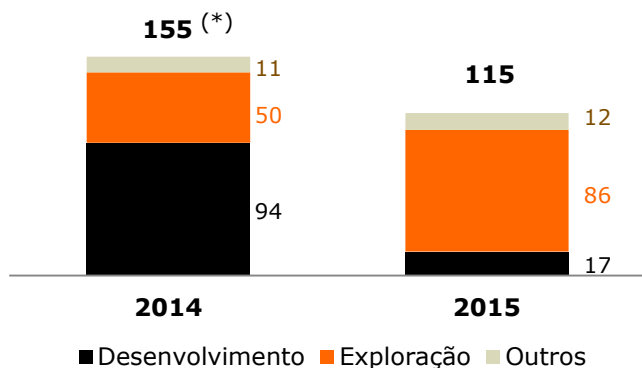
▶ CAPEX de 2014: US\$155 milhões

CAPEX a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-J-2, BM-CAL-12, BM-S-8 e Blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

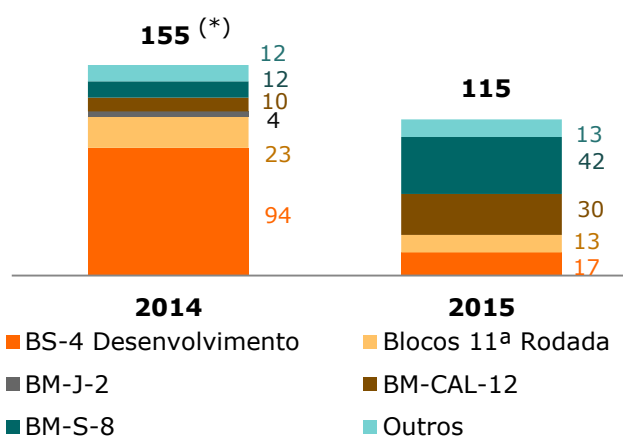
▶ CAPEX de 2015: US\$115 milhões

CAPEX a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-CAL-12, BM-S-8 e Blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

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



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



(*) Até 31 de março de 2014, já haviam sido gastos US\$35 milhões.

Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização dos Ativos

BS-4: MAIOR VISIBILIDADE DOS RECURSOS

- ▶ Perfuração e completação com êxito do primeiro e segundo poços horizontais do Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Atlanta
- ▶ Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) do segundo poço indicou capacidade de produção do poço um pouco acima do intervalo superior esperado de 6 a 12 mil barris por dia
- ▶ No teste do segundo poço, a Bomba Centrífuga Submersa Submarina (BCSS) foi posicionada no leito marinho, ao invés de no reservatório, como no primeiro poço. Com base na produtividade obtida, o Consórcio poderá optar pela utilização da bomba no leito marinho, reduzindo significativamente os custos operacionais do Campo
- ▶ Reservas certificadas pela Gaffney, Cline & Associates para o Campo de Atlanta indicam reservas 1P, 2P e 3P de 147, 191 e 269 MM bbl, respectivamente

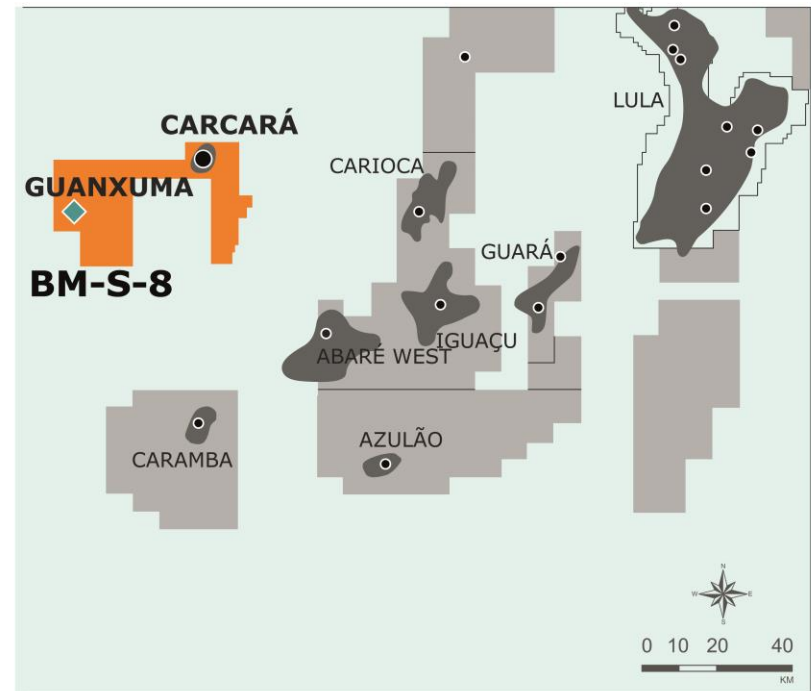
Próximos Passos:

- ▶ QGEP iniciou o processo de licitação para o FPSO, que deverá ser concluído no 3T14
- ▶ O processo considera dois cenários: o desenvolvimento do SPA ou passar diretamente para o FPSO do Sistema Definitivo
- ▶ Em ambos os cenários, o primeiro óleo de Atlanta é esperado para o final de 2015/início de 2016



ATUALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES NO BLOCO BM-S-8

- ▶ ANP aprovou três anos de extensão do Plano de Avaliação em abril de 2014
- ▶ Consórcio irá iniciar a perfuração do poço de extensão na descoberta de Carcará ao final de 2014 utilizando uma sonda equipada com MPD (Measured Pressure Drilling)
- ▶ Perfuração será realizada em uma única fase e será seguida por um TFR, previsto para ser concluído em meados de 2015
- ▶ Teste de Longa Duração (TLD) será realizado no segundo semestre de 2016
- ▶ Primeiro óleo previsto para final de 2018
- ▶ Perfuração no prospecto de Guanxuma prevista para o 2S15
- ▶ Devolução da área de Biguá para a ANP, com despesa líquida para a QGEP de R\$28,1 milhões no 1T14



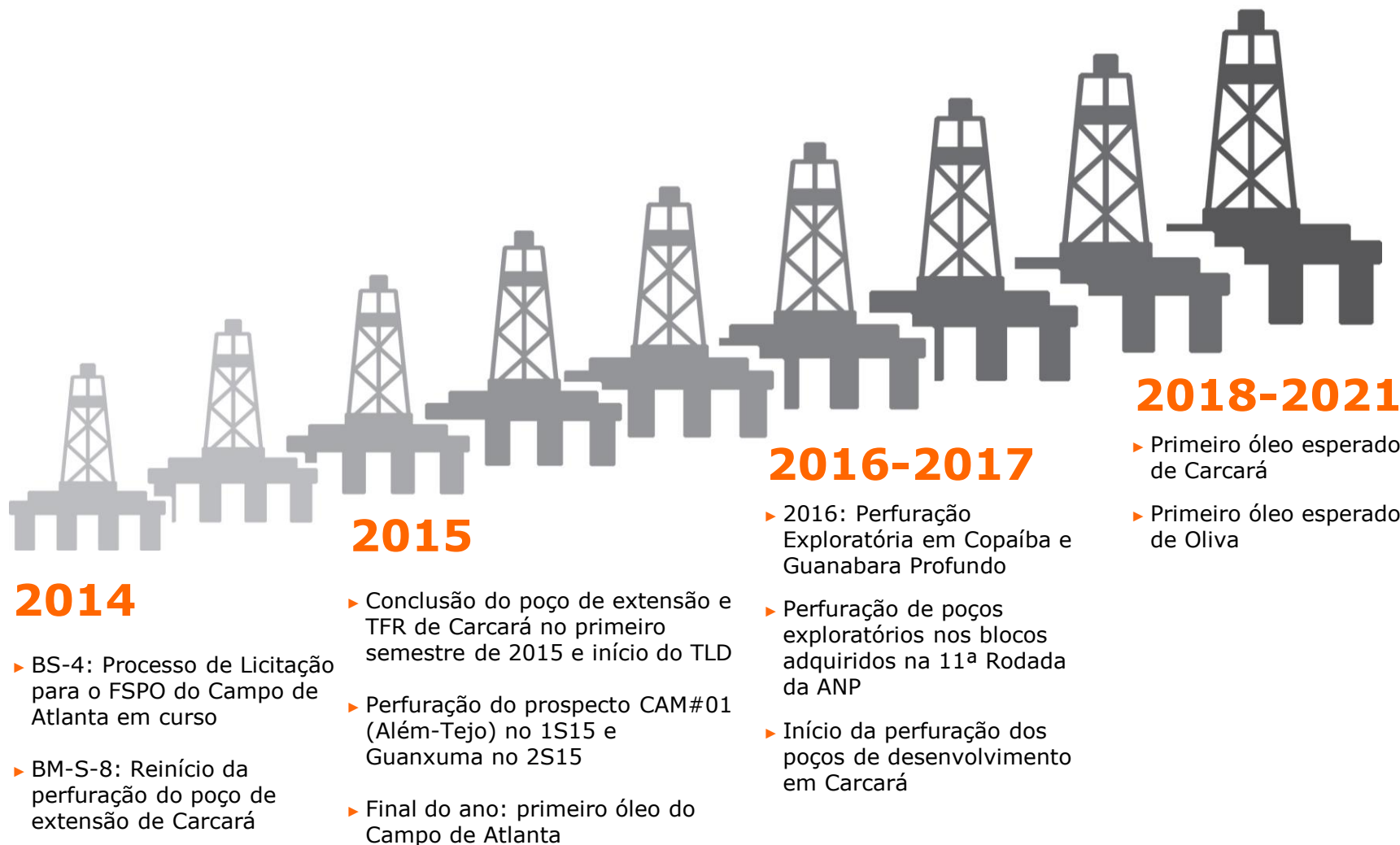
- ◆ Prospectos
- Discovery/Field

▶ **Blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP**

- QGEP está no processo de contratação de dados sísmicos 3D para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitação da ANP em 2013:
 - Bacia do Foz do Amazonas Basin – iniciado
 - Bacias do Espírito Santo, Pará-Maranhão e Ceará Basins – 2S14
 - Bacia de Pernambuco-Paraíba Basin - 2016
- QGEP prevê um CAPEX de US\$46 milhões para a aquisição de dados nos próximos 3 anos, bem como aproximadamente US\$200 milhões relacionados à perfuração de pelo menos 4 poços exploratórios, a partir de 2017

▶ **BM-J-2**

- A Companhia continua a negociação sobre o Plano de Avaliação de Descoberta para o Bloco BM-J-2 com a ANP. O plano foi submetido em dezembro de 2013 e a QGEP espera a decisão até junho/14.
- Em agosto de 2013, a QGEP protocolou com a ANP uma Notificação de Descoberta baseada em anomalias no detector de gás, indícios de óleo em amostras de calha e interpretações de zonas de interesse em perfis na seção do pré-sal do poço 1-QG-5A-BAS, que foi perfurado até uma profundidade final de 4.800 metros, 750 metros abaixo da camada de sal, no Prospecto Alto de Canavieiras (JEQ #1).



Relações com Investidores QGEP Participações S.A.

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

CEP: 20031-918

Telefone - RI: 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.