
10 de março de 2016

Apresentação de Resultados 4T15 e 2015



Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização de Ativos

- ▶ Forte desempenho em um ambiente desafiador
- ▶ Otimização do portfólio para criar valor no longo prazo
- ▶ Sólida posição financeira
- ▶ Bases definidas para avanços no médio e longo prazos

- ▶ **Produção de gás consistente em Manati:** produção média de gás no Campo de Manati foi de 5,9 MMm³ por dia no 4T15 e de 5,6MMm³ por dia no ano de 2015, em linha com nossas projeções
- ▶ **Progresso no Campo de Atlanta:** incluindo a assinatura de um contrato de três anos com a Shell para comercialização da produção do Sistema de Produção Antecipada
- ▶ **Avanços no Bloco BM-S-8:** conclusão de dois poços de extensão e dois testes em Carcará, indicando vazões iniciais equivalentes aos melhores poços do pré-sal brasileiro e coluna de óleo leve na acumulação de mais de 530 metros
- ▶ **Progressos nas atividades exploratórias:** aquisição e processamento de dados sísmicos para os blocos nas Bacias de Foz do Amazonas, Espírito Santo e Ceará
- ▶ **Gestão ativa do portfólio:** aquisição de dois blocos de alto potencial na Bacia de Sergipe-Alagoas na 13^a Rodada de Licitações da ANP e devolução do Bloco BM-J-2
- ▶ **Sólido saldo de caixa líquido:** R\$910 milhões ou R\$3,53 por ação, uma vantagem única no setor de Oléo e Gás

Agenda



Visão Geral

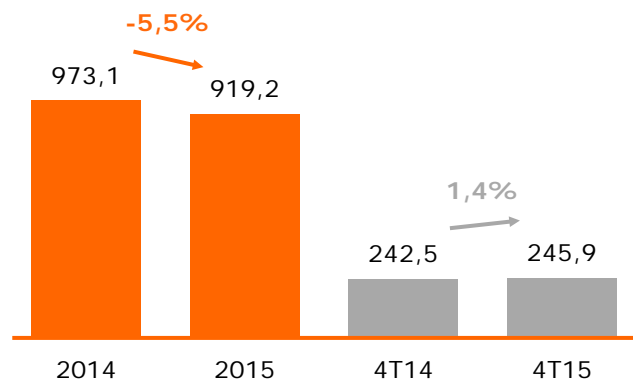
Destaques Financeiros

Atualização de Ativos

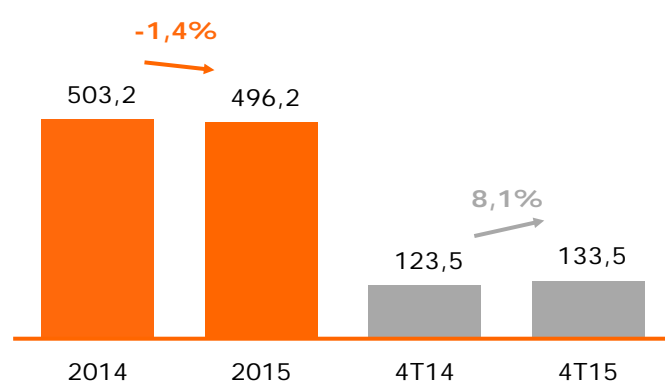
PRODUÇÃO DE MANATI



Produção de Gás (Milhões de m³)



Receita Líquida (R\$ milhões)



- ▶ Produção média de gás do Campo de Manati foi de 5,9 MMm³/d no 4T15 e de 5,6 MMm³/d em 2015, em linha com as expectativas da Companhia
- ▶ Receita líquida:
 - ▶ A ligeira queda entre 2014 e 2015 reflete 13 dias de parada na produção para conectar a estação de compressão de gás, parcialmente compensada pelo reajuste do preço do gás
 - ▶ Aumento de 8,1 % do 4T14 para o 4T15 em função da maior produção e reajuste contratual anual do preço
- ▶ Expectativas iniciais para 2016 de produção média de 5,7 MMm³ por dia, refletindo o cenário econômico desafiador no Brasil

DESTAQUES FINANCEIROS



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

	4T15	4T14 ⁽¹⁾	$\Delta\%$ 4T15x 4T14 ⁽¹⁾	2015	2014 ⁽¹⁾	$\Delta\%$ 2015x 2014 ⁽¹⁾
Receita líquida	134	124	8,1%	496	503	-1,4%
Custos	(70)	(63)	10,9%	(253)	(242)	4,4%
Lucro bruto	63	60	5,3%	243	260	-6,8%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(16)	(20)	17,7%	(53)	(59)	-9,5%
Equivalência patrimonial	(0)	(0)	119,1%	(1)	(0,2)	536,8%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(352)	(39)	N/A	(386)	(110)	249,9%
Outras despesas Operacionais	0	-	N/A	0	0	N/A
Lucro (Prejuízo) operacional	(305)	1	N/A	(197)	92	-313,7%
Resultado financeiro líquido	30	47	-36,8%	272	119	128,4%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	(276)	48	N/A	76	211	-64,1%
Imposto de renda e contribuição social social diferidos e correntes	116	18	N/A	17,9	(16)	-209,6%
Lucro líquido	(159)	66	-340,8%	93,6	195	-52,0%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	(10)	77	113,7%	432	349	23,8%
EBITDAX⁽²⁾	61	71	-13,7%	273	286	-4,6%

Alguns percentuais e outros números incluídos acima foram arredondados para facilitar a apresentação, podendo, assim, apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas constantes nas informações trimestrais e anuais. 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⁾ Vide Anexo I.

CUSTOS OPERACIONAIS, GASTOS EXPLORATÓRIAS E G&A



Custos operacionais (R\$ milhões)

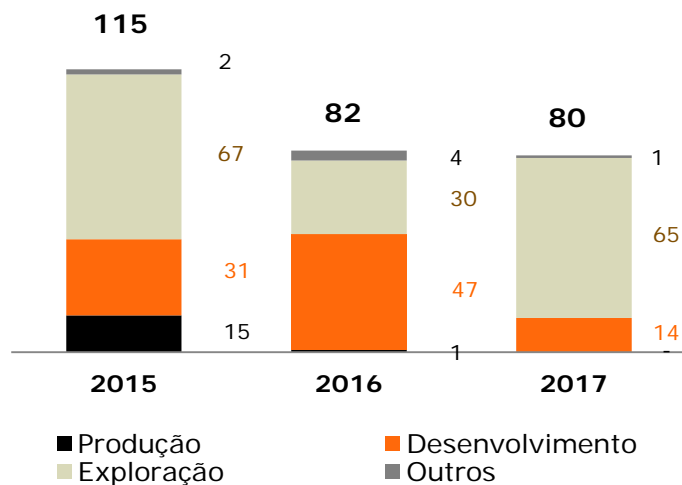
	4T15	4T14 ⁽¹⁾	Δ%	2015	2014 ⁽¹⁾	Δ%
Depreciação e amortização	27,3	31,7	-13,9%	117,9	120,5	-2,1%
Custos de produção	21,7	14,5	46,9%	64,1	54,3	18,0%
Custos de manutenção	2,4	3,5	-29,3%	10,3	11,9	-13,9%
Royalties	10,0	9,7	3,7%	37,7	38,9	-3,1%
Participação especial	3,4	2,6	31,2%	9,2	11,2	-18,1%
P&D	1,5	1,4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

- ▶ Os custos operacionais subiram tanto na comparação trimestral como na anual
 - ▶ Início da operação da estação de compressão de Manati em agosto
 - ▶ Custos menores de amortização relacionados 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
- ▶ Despesas G&A reduziram para R\$17 milhões no 4T15 e para R\$53 milhões em 2015, devido ao aumento na alocação de custos para os projetos operados pela QGEP
- ▶ Gastos exploratórios subiram para R\$352 milhões no 4T15 e para R\$386 milhões em 2015, em função da baixa contábil de R\$333 milhões após a devolução do Bloco BM-J-2

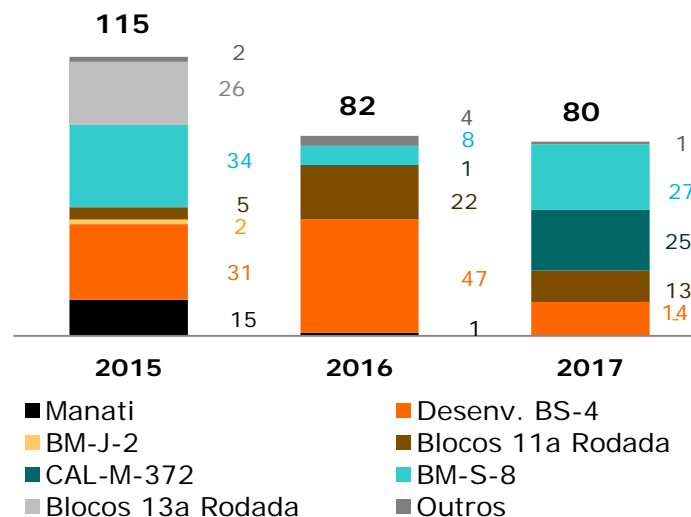
CAPEX 2015-2017

- ▶ CAPEX 2016 orçado em US\$82 milhões
 - ▶ US\$47 milhões para o desenvolvimento do Campo de Atlanta
 - ▶ US\$22 milhões para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP
- ▶ CAPEX 2017 orçado em US\$80 milhões, com investimentos concentrados no portfólio de exploração

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



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



Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização de Ativos

BS-4: ATUALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES

- ▶ Em outubro de 2015, a Companhia assinou o COSA (Crude Oil Sales Agreement) com a Shell para a comercialização da produção do SPA de Atlanta:
 - ▶ Prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano;
 - ▶ Vendas de óleo serão FOB para a Shell, com um mecanismo de preço *netback*.
- ▶ Primeiro óleo previsto para o 4T16, devido à atrasos na adaptação da planta de processamento da embarcação
- ▶ Dois poços produtores perfurados e equipados para iniciar a produção com média de 20 mil bpd; opção de elevar a capacidade de produção média para 30 mil bpd (em linha com a capacidade do FPSO)
- ▶ SPA: Capex do Consórcio considerando 3 poços de produção é de US\$700 milhões e o OPEX está estimado em US\$480 mil por dia



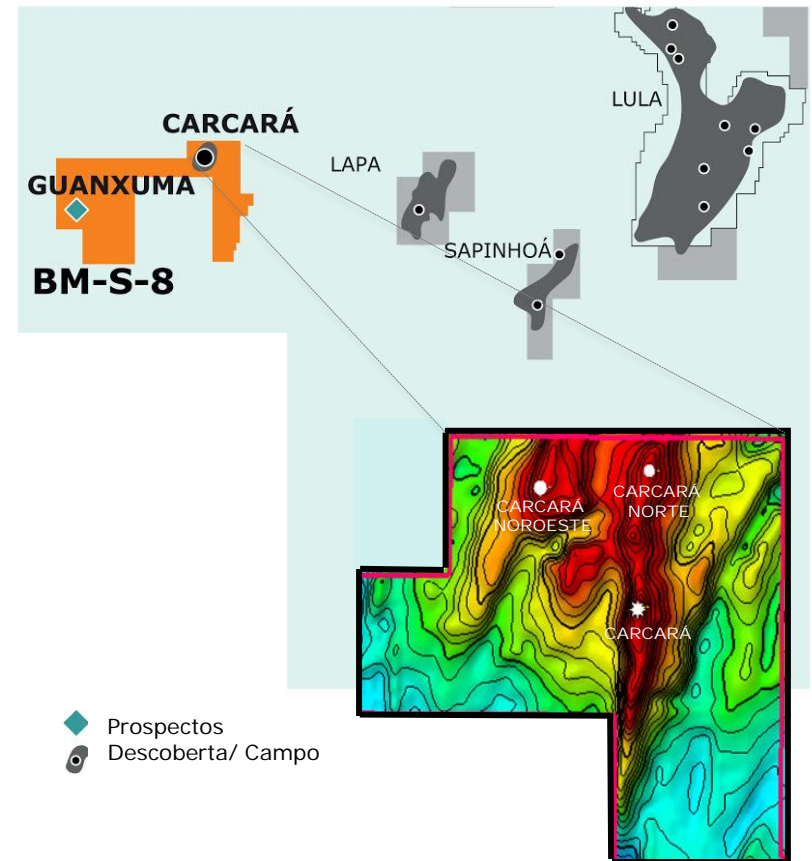
FPSO Petrojarl I



Adaptação do FPSO em Rotterdam

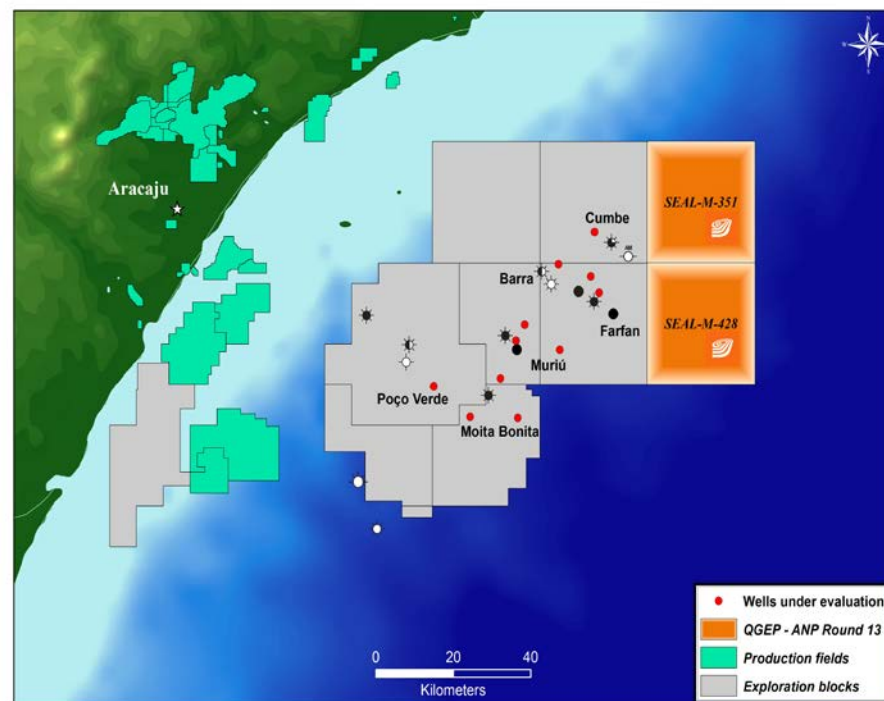
VISÃO GERAL BM-S-8

- ▶ A perfuração dos dois poços de extensão de Carcará confirmou a continuidade da acumulação para norte e noroeste do poço descobridor
- ▶ Coluna de óleo na acumulação de pelo menos 530 metros
- ▶ Sem identificação do contato óleo-água, atestando o grande potencial da descoberta
- ▶ Os testes de formação a poço revestido (TFR) confirmaram a elevada produtividade e excelentes características do reservatório
- ▶ Vazões iniciais de produção por poço identificados são ao menos equivalentes aos melhores poços produtores na Bacia de Santos,
- ▶ Perfuração do prospecto de Guanxuma, 30 km a sudoeste de Carcará, está agora prevista para 2017



- ▶ Em 8 de outubro de 2015, a QGEP adquiriu 100% de participação nos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428
- ▶ Em dezembro, a QGEP pagou bônus de R\$100 milhões pelos blocos:
 - ▶ R\$63,9 milhões para o Bloco SEAL-M-351
 - ▶ R\$36,1 milhões para o Bloco SEAL-M-428
- ▶ Progressos nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP
- ▶ Em dezembro de 2015, a QGEP devolveu o Bloco BM-J-2
- ▶ Estão em andamento negociações com a ANP para postergar os prazos do Bloco CAL-M-372 em função das condições de mercado e de incertezas do processo de licenciamento ambiental

Blocos adquiridos na 13ª Rodada da ANP



2016: EXECUÇÃO SUSTENTÁVEL E OPORTUNIDADES DE CRESCIMENTO



- ▶ Produção de gás para 2016 de 5,7MMm³/dia gerando resultados financeiros robustos
- ▶ Primeiro óleo de Atlanta, importante marco na história de desenvolvimento de longo prazo da Companhia
- ▶ Exposição limitada a preços globais do petróleo, pelo menos até 2019
- ▶ Otimização da alocação de capital para gerar valor no longo prazo
- ▶ Flexibilidade financeira para aproveitar oportunidades de crescimento

Relações com Investidores QGEP Participações S.A.

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

CEP: 20031-918

Telefone RI: 21 3509-5959

Fax: 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.

⁽²⁾ 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.

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.