

---

14 de maio de 2015

# Apresentação de Resultados 1T15



# Agenda



## Visão Geral

---

Destaques Financeiros

---

Atualização de Ativos

---

## **Destaques Estratégicos**

- ▶ Continuamos focados em maximizar o valor de nosso portfólio
- ▶ Não seremos afetados pela variação do preço do óleo até 2016
- ▶ Prosseguimos com gestão contínua de nossa carteira de ativos exploratórios
- ▶ Nossa situação financeira confortável e flexível é de destaque no setor

## **Destaques Operacionais e Financeiros**

- ▶ Geração de caixa operacional estável
- ▶ A nova certificação de Manati, de 31/12/2014, confirmou as expectativas de reservas 1P, 2P e 3P
- ▶ Avanço no desenvolvimento do Campo de Atlanta
- ▶ Campanha exploratória em Carcará progride dentro do planejado
- ▶ O saldo de caixa foi de R\$1,3 bilhão

# Agenda



Visão Geral

---

**Destaques Financeiros**

---

Atualização de Ativos

---



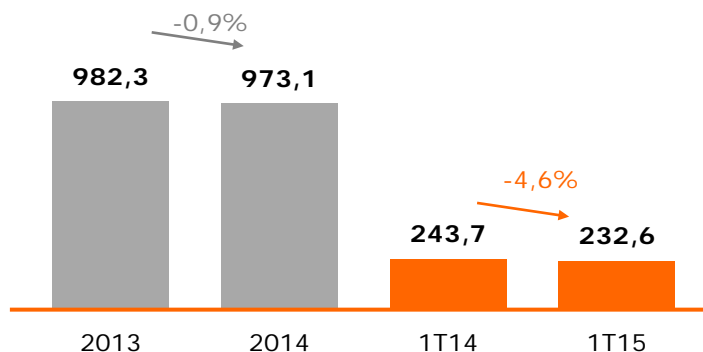
## Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	1T15	1T14	Δ%	4T14	Δ%
Lucro líquido	28,9	25,1	15,1%	44,9	-35,6%
Amortização e depreciação	28,4	29,0	-1,9%	28,8	-1,5%
(Receita financeira líquida)/ despesas	(29,8)	(20,1)	-48,1%	(24,9)	-19,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	45,4	16,8	169,9%	(16,3)	379,3%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>72,9</b>	<b>50,8</b>	<b>43,6%</b>	<b>32,5</b>	<b>124,5%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(2)</sup>	0,2	31,8	-99,3%	38,6	-99,4%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>73,2</b>	<b>82,5</b>	<b>-11,4%</b>	<b>71,1</b>	<b>2,9%</b>
<b>Margem EBITDA<sup>(4)</sup></b>	<b>57,9%</b>	<b>39,9%</b>	<b>45,1%</b>	<b>26,3%</b>	<b>120,0%</b>
<b>Margem EBITDAX<sup>(5)</sup></b>	<b>58,1%</b>	<b>64,8%</b>	<b>-10,5%</b>	<b>57,6%</b>	<b>0,8%</b>
<b>Caixa líquido<sup>(6)</sup></b>	<b>851,9</b>	<b>827,6</b>	<b>2,9%</b>	<b>877,7</b>	<b>-2,9%</b>
<b>(Dívida líquida)/EBITDAX</b>	<b>-2,99</b>	<b>-4,05</b>	<b>2,0%</b>	<b>3,1</b>	<b>-7,3%</b>

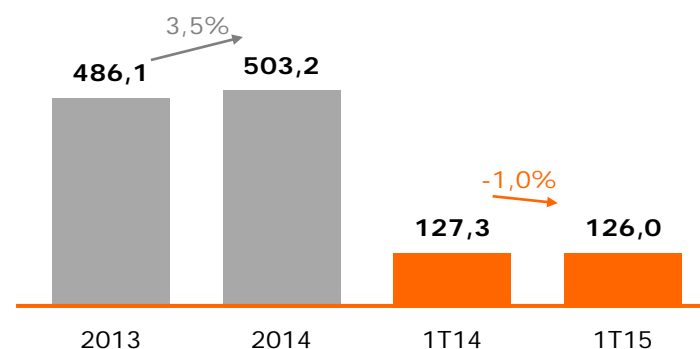
(1), (2), (3), (4), (5), (6): Anexo I

# PRODUÇÃO DE MANATI

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



## Receita Líquida (R\$ milhões)



- ▶ A produção de Manati foi de 5,7 MM m<sup>3</sup> por dia no 1T15, maior do que a expectativa divulgada ao final de 2014; a construção da estação de compressão está dentro do prazo
- ▶ A redução da receita no 1T15 em relação ao 1T14 reflete o declínio na produção de gás de Manati, que foi parcialmente compensada pelo reajuste contratual no preço do gás

# CUSTOS OPERACIONAIS, GASTOS EXPLORATÓRIOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS



## Custos Operacionais (R\$ Milhões)

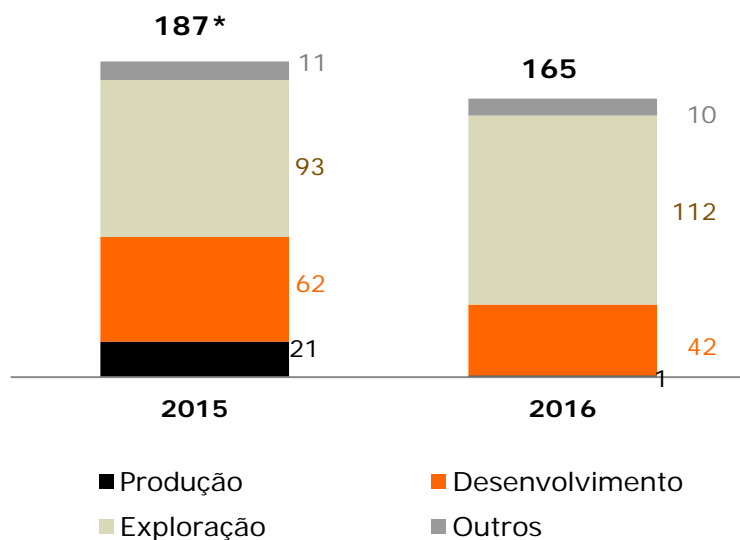
	1T15	1T14	Δ%	4T14	Δ%
Depreciação	27,5	28,1	-2,1%	29,3	-6,1%
Custos de produção	15,1	13,1	15,6%	14,5	4,1%
<i>Royalties</i>	9,4	9,7	-2,3%	9,7	-2,4%
Custos de manutenção	1,4	2,7	-47,6%	3,5	-58,9%
Participação Especial	2,0	2,9	-32,6%	2,6	-24,2%
R&D	1,3	1,4	-8,2%	1,4	-7,5%
<b>TOTAL</b>	<b>56,7</b>	<b>57,8</b>	<b>-2,0%</b>	<b>60,9</b>	<b>-6,9%</b>

- ▶ Os custos operacionais no 1T15 caíram 2,0% em relação ao 1T14, devido a menores royalties e participação especial, em função da menor produção de Manati, assim como menores custos de manutenção
- ▶ As despesas gerais e administrativas foram de R\$14,3 milhões no 1T15, comparadas a R\$12,2 milhões no 1T14, e R\$20,0 milhões no 4T14
- ▶ Os gastos exploratórios caíram para R\$10,2 milhões no 1T15. Estes são constituídos, em grande parte, por estudos sísmicos, geológicos e geofísicos contratados para os blocos adquiridos na 11ª Rodada

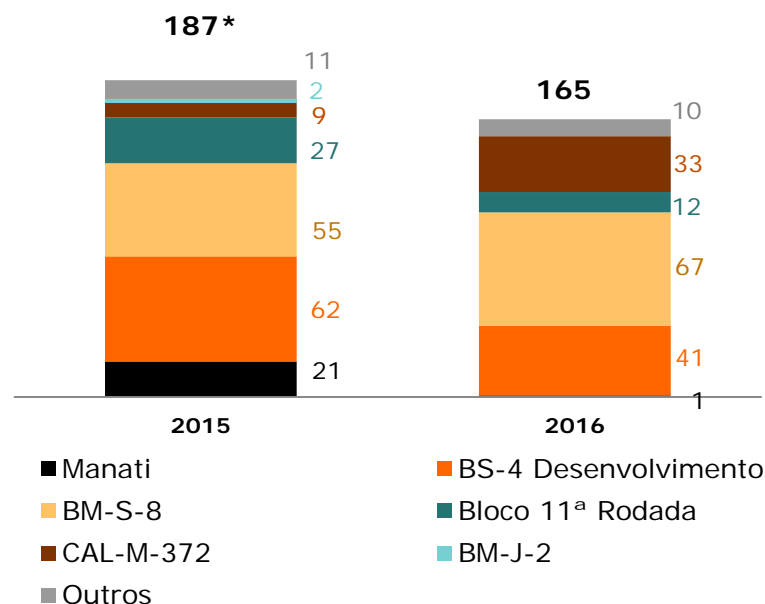
# CAPEX 2015-2016

- ▶ A necessidade de Capex para os anos de 2015 e 2016 é de US\$352 milhões e está plenamente coberta
- ▶ O desenvolvimento do BS-4 e a exploração do BM-S-8 irão consumir 30% e 35% dos investimentos, respectivamente

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



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



\*Até 31 de março de 2015 foram gastos US\$16 milhões.



# Agenda



Visão Geral

---

Destaques Financeiros

---

**Atualização de Ativos**

---

- ▶ A construção da planta de compressão de gás está no prazo e seu investimento dentro do orçamento. 70% da construção já foi realizada.
- ▶ A estação entrará em operação em meados do ano, quando será necessário realizar uma parada da produção de 20 dias para conectá-la ao sistema de produção do Campo.
- ▶ A produção no 2T15 deve ser de 4,5MMm<sup>3</sup>/por dia, e de 5,5MMm<sup>3</sup>/por dia para o ano de 2015.



Vista da Planta de Compressão de Manati



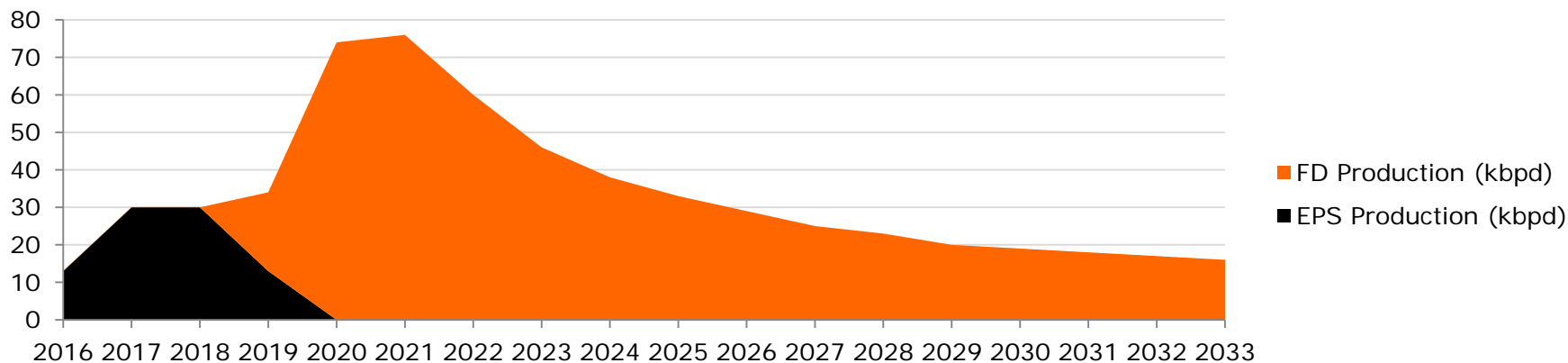
Detalhe de um dos Compressores

# OPERAÇÃO BS-4: ATUALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES



- ▶ Contratação da GE Oil and Gas e da McDermott International para suprir os equipamentos submarinos e realizar a engenharia e sua instalação no Campo de Atlanta
- ▶ Avanço na obra de adaptação do FPSO Petrojarl I com a Teekay em Roterdã
- ▶ Primeiro óleo previsto para meados de 2016
- ▶ Dois poços produtores perfurados e equipados para iniciar a produção em 25 mil bpd; Terceiro poço poderá elevar a capacidade de produção média para 30 mil bpd
- ▶ O Capex do Consórcio para os 3 poços de produção do SPA é de US\$728 milhões e o OPEX está estimado em US\$480mil por dia
- ▶ Atlanta tem reservas certificadas<sup>(7)</sup> de 147 milhões (1P), 191 milhões (2P) e 269 milhões de barris de óleo (3P)

**Curva de Produção Estimado para o Campo de Atlanta (kbpd)**



(7) Gaffney, Cline & Associates (GCA) and dated March 31, 2014

- ▶ Conclusão da fase inicial do primeiro poço de extensão de Carcará; segunda fase será perfurada até 6.600m no 4T15
- ▶ Perfuração do segundo poço de extensão em curso; profundidade final de 6.400m a ser alcançada em meados de 2015 e seguida por um Teste de Formação
- ▶ A perfuração proverá dados referentes ao tamanho da acumulação e à produtividade dos reservatórios de Carcará que serão úteis para a definição do sistema de produção
- ▶ Teste de Longa Duração previsto em 2017
- ▶ Perfuração do prospecto de Guanxuma planejada para o final de 2015

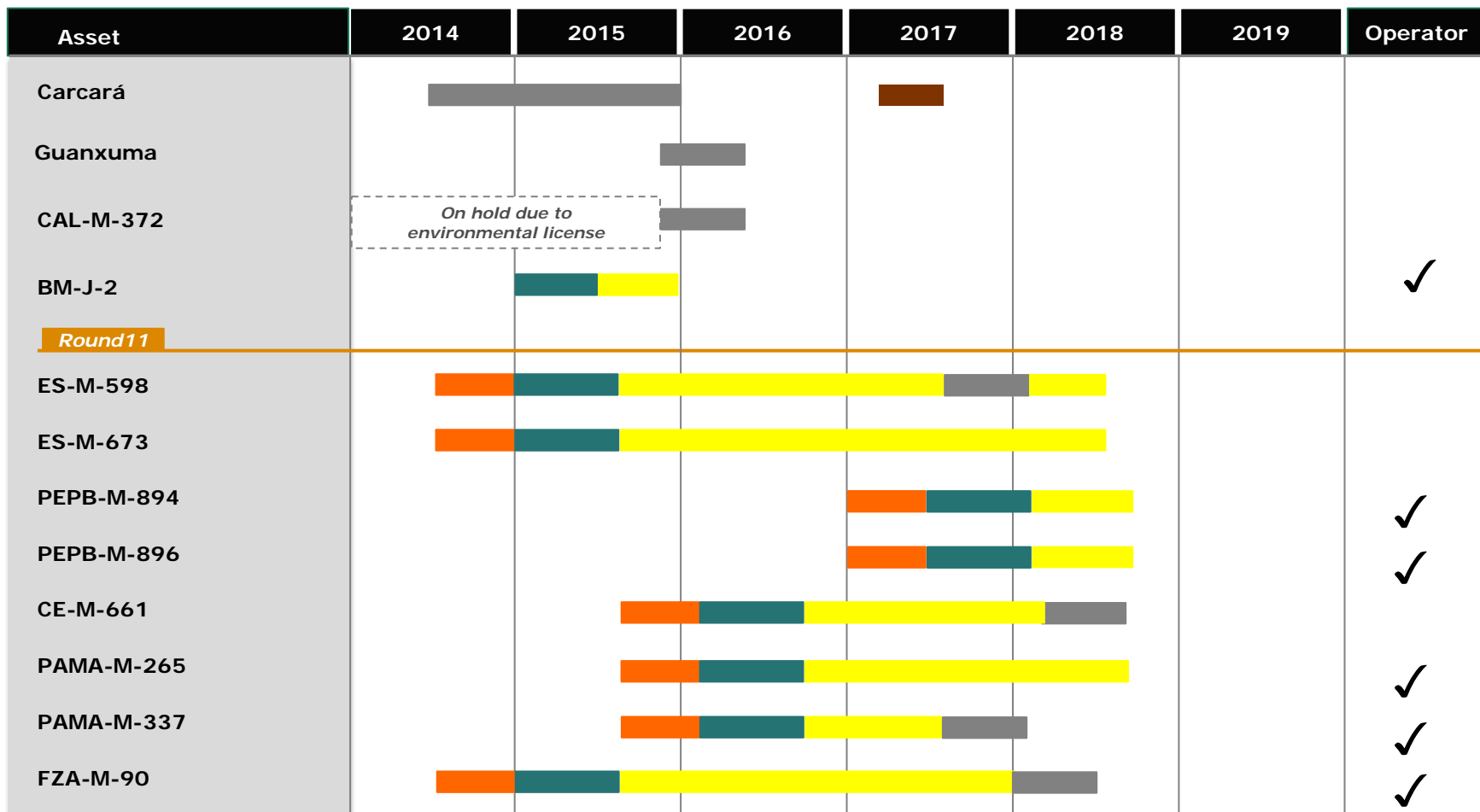


# BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP



- ▶ Levantamentos sísmicos nos blocos das bacias da Foz do Amazonas e do Espírito Santo foram concluídos e os dados estão sendo processados
- ▶ Aquisição de sísmica nos blocos das bacias do Pará-Maranhão e Ceará foi contratada e os levantamentos estão programados para o 2S15
- ▶ Iniciados os estudos para o licenciamento ambiental para perfuração dos poços na Foz do Amazonas e no Pará-Maranhão
- ▶ CAPEX para sísmica e G&G, líquido para a QGEP, de US\$39 milhões para os próximos dois anos
- ▶ CAPEX estimado de US\$200 milhões líquido para a QGEP para a perfuração de quatro poços exploratórios a partir de 2017, como parte dos compromissos assumidos na 11ª Rodada
- ▶ Processo de licenciamento ambiental e de contratação de sondas está sendo realizado em conjunto com outros operadores da margem equatorial, visando otimizar custos

# CRONOGRAMA: ATIVOS EXPLORATÓRIOS



■ Seismic Acquisition  
 ■ Seismic Processing  
 ■ G&G Interpretation  
 ■ Exploratory Drilling (Firm well)  
 ■ Extended Well Test (EWT)

## **Investor Relations** **QGEP Participações S.A.**

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

CEP: 20031-918

Phone - IR: 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)

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 aceitação 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.



(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) 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.

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida.

(6) 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.