

---

12 de novembro de 2015

# Apresentação de Resultados 3T15 e 9M15



# Agenda



## Visão Geral

---

Destaques Financeiros

---

Atualização de Ativos

---

## DESTAQUES DO PERÍODO



- ▶ Produção média diária de gás do Campo de Manati de 5,0 milhões de m<sup>3</sup>, mesmo com a interrupção de 13 dias para interligar a estação de compressão
- ▶ Contrato de venda de óleo assinado com a Shell por um período de três anos para a produção do SPA do Campo de Atlanta
- ▶ Conclusão das perfurações dos poços de extensão da descoberta de Carcará, confirmando a continuidade da acumulação para norte e noroeste do poço descobridor
- ▶ Aquisição de dois blocos exploratórios de alto potencial na Bacia de Sergipe-Alagoas, na 13<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP
- ▶ EBITDAX de R\$61,9 milhões no 3T15, comparado aos R\$65,3 milhões no 3T14
- ▶ Sólida posição de caixa de R\$1,4 bilhão, suprimindo as necessidades de CAPEX para, pelo menos, 2015 e 2016

# Agenda



Visão Geral

---

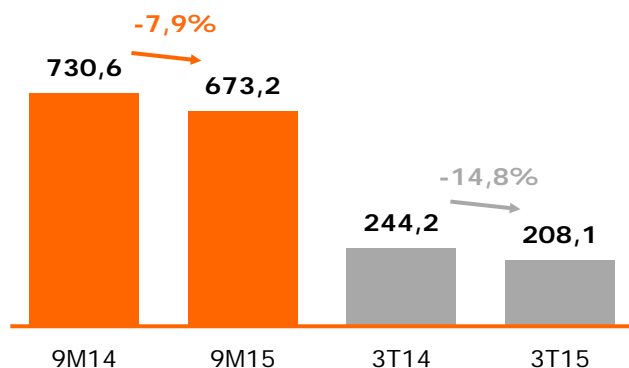
**Destaques Financeiros**

---

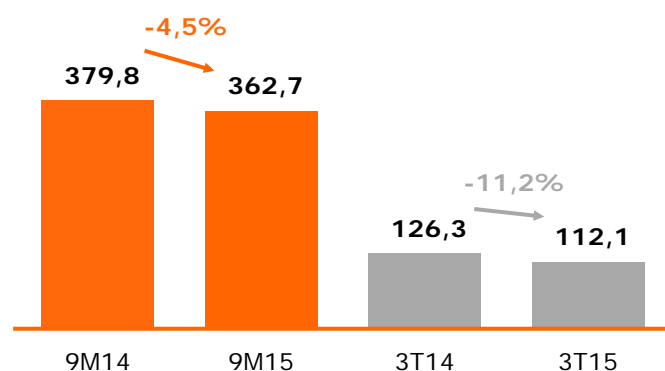
Atualização de Ativos

---

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



## Receita Líquida (R\$ milhões)



- ▶ A produção média de gás do Campo de Manati foi de 5,0 MMm<sup>3</sup>/d no 3T15
- ▶ Em 2015, a produção de gás deve ser ligeiramente superior a 5,5MMm<sup>3</sup>/por dia
- ▶ Queda na receita do 3T15 reflete a parada de 13 dias na produção de gás para interligar a estação de compressão ao sistema de Manati
- ▶ Em função do cenário macroeconômico atual, nossas expectativas iniciais para 2016 são de uma produção média de 5,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia, abaixo da capacidade de produção do Campo de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia.

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

	3T15	3T14	Δ 3T15/ 3T14 (%)	2T15	Δ 3T15 / 2T15 (%)	9M15	9M14	Δ 9M15/ 9M14 (%)
<b>Receita líquida</b>	<b>112,1</b>	<b>126,3</b>	<b>-11,2%</b>	<b>124,6</b>	<b>-10,0%</b>	<b>362,7</b>	<b>379,8</b>	<b>-4,5%</b>
Custos	(50,8)	(57,6)	11,8%	(56,8)	10,6%	(164,3)	(174,5)	5,8%
<b>Lucro bruto</b>	<b>61,3</b>	<b>68,7</b>	<b>-10,8%</b>	<b>67,7</b>	<b>-9,5%</b>	<b>198,3</b>	<b>205,2</b>	<b>-3,4%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>								
Despesas gerais e administrativas	(9,7)	(12,6)	22,9%	(12,0)	19,0%	(36,4)	(38,4)	5,3%
Equivalência patrimonial	(0,4)	0,6	-170,9%	(0,5)	23,3%	(0,8)	(0,0)	N/A
Gastos exploratórios de óleo e gás	(7,9)	(21,6)	63,2%	(16,0)	50,4%	(34,1)	(71,6)	52,3%
Outras despesas Operacionais	0,3	0,0	N/A	0,0	N/A	0,3	0,0	N/A
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>43,5</b>	<b>35,1</b>	<b>24,0%</b>	<b>39,3</b>	<b>10,8%</b>	<b>127,3</b>	<b>95,2</b>	<b>33,8%</b>
Receita (Despesa) financeira líquida	42,2	20,1	109,6%	36,4	15,9%	108,4	60,8	78,2%
<b>Lucro antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>85,7</b>	<b>55,2</b>	<b>55,2%</b>	<b>75,7</b>	<b>13,2%</b>	<b>235,7</b>	<b>156,0</b>	<b>51,1%</b>
Imposto de renda e contribuição social diferidos e correntes	(65,9)	(12,7)	-418,4%	(7,1)	N/A	(118,4)	(34,8)	-239,9%
<b>Lucro líquido</b>	<b>19,9</b>	<b>42,5</b>	<b>-53,3%</b>	<b>68,6</b>	<b>-71,1%</b>	<b>117,3</b>	<b>121,2</b>	<b>-3,2%</b>
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>202,3</b>	<b>140,6</b>	<b>43,9%</b>	<b>82,7</b>	<b>144,6%</b>	<b>442,0</b>	<b>271,3</b>	<b>62,9%</b>
<b>EBITDAX<sup>(*)</sup></b>	<b>61,9</b>	<b>65,3</b>	<b>-5,1%</b>	<b>77,1</b>	<b>-19,7%</b>	<b>211,7</b>	<b>215,2</b>	<b>-1,6%</b>

(\*): Anexo I

# CUSTOS OPERACIONAIS, DESPESAS EXPLORATÓRIAS E G&A



## Custos operacionais (R\$ milhões)

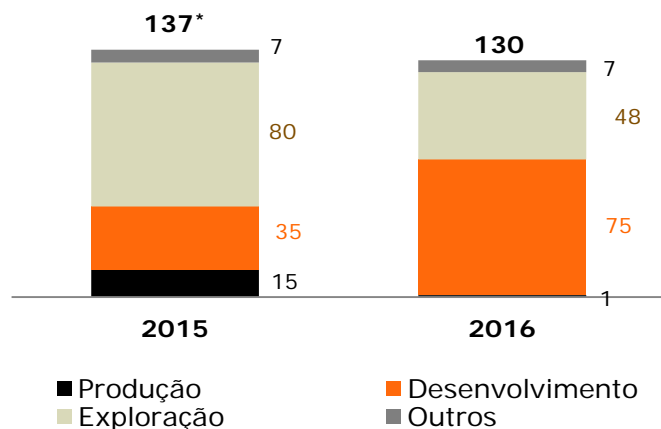
	3T15	3T14	Δ%	9M15	9M14	Δ%
Custos de produção	17,7	13,2	33,8%	42,8	39,8	7,5%
Custos de manutenção	3,0	2,2	36,5%	7,8	8,5	-7,6%
Amortização	17,4	28,2	-38,3%	72,3	84,3	-14,3%
Royalties	8,6	9,8	-11,9%	27,7	29,2	-5,4%
Participação especial	1,3	2,8	-55,4%	5,8	8,6	-32,8%
P&D	1,3	1,4	-8,7%	4,0	4,1	-1,3%
Outros	1,6	-	N/A	4,0	-	N/A
<b>TOTAL</b>	<b>50,8</b>	<b>57,6</b>	<b>-11,8%</b>	<b>164,3</b>	<b>174,5</b>	<b>-5,8%</b>

- ▶ Os custos operacionais apresentaram uma redução de 11,8% no trimestre em relação ao mesmo período do ano anterior. As contas de amortização, royalties, participação especial e P&D apresentaram custos menores que no 3T14, enquanto os custos de produção e manutenção foram maiores.
- ▶ Despesas gerais e administrativas reduziram para R\$9,7 milhões no 3T15, ante R\$12,6 milhões no 3T14 e R\$12,0 milhões no 2T15, devido a uma combinação (i) do aumento na alocação de custos para os projetos operados pela QGEP e (ii) redução de provisão para participação nos lucros anuais.
- ▶ Gastos exploratórios totalizaram R\$7,9 milhões, comparado a R\$21,6 milhões no 3T14 e R\$16,0 milhões no 2T15. Essa queda é resultado da redução de despesas relativas à aquisição e processamento de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

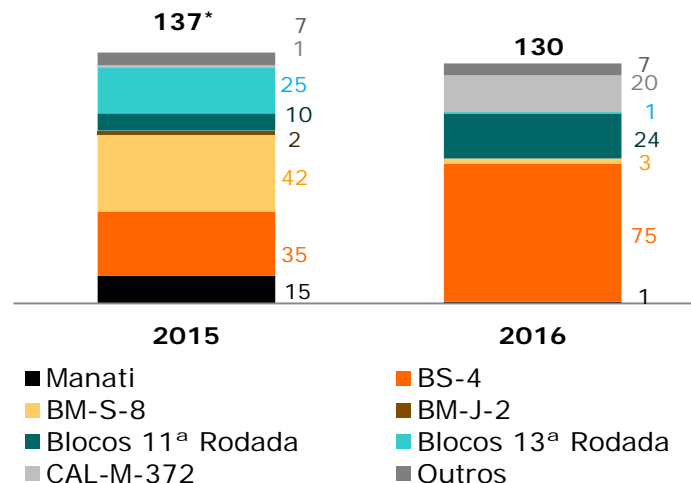
# CAPEX 2015-2016

- ▶ A necessidade de CAPEX para os anos de 2015 e 2016 é de US\$263 milhões e está plenamente coberta
- ▶ O desenvolvimento do BS-4, em conjunto com a exploração do BM-S-8, irão consumir conjuntamente 56% e 60% dos investimentos em 2015 e 2016, respectivamente.
- ▶ Já haviam sido desembolsados US\$66 milhões do valor previsto para 2015 até 30 de setembro de 2015. No montante previsto para o 4T15 estão US\$25 milhões referentes à aquisição dos blocos da 13ª Rodada de Licitações.

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



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



\*Até 30 de setembro de 2015 foram gastos US\$66 milhões.



# Agenda



Visão Geral

---

Destaques Financeiros

---

**Atualização de Ativos**

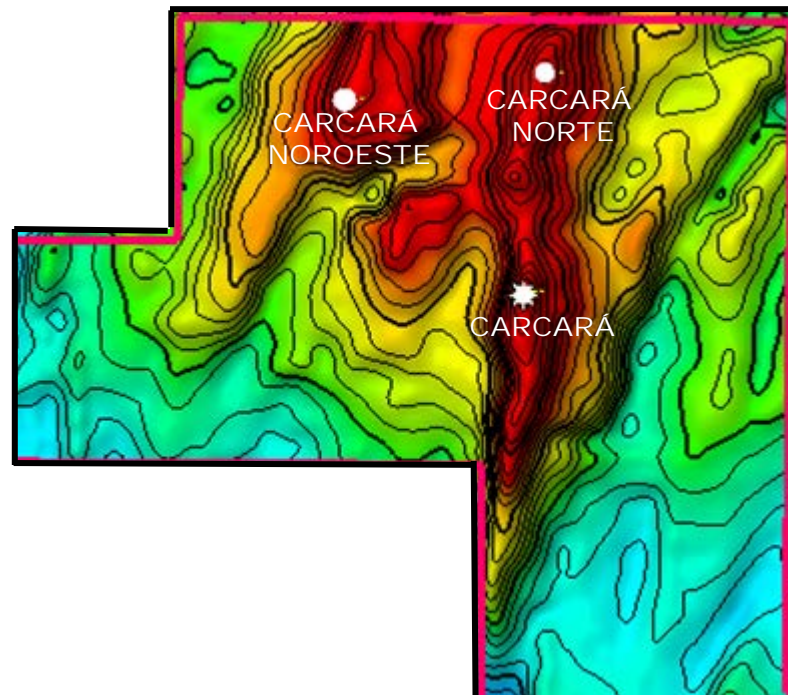
---

# OPERAÇÃO BS-4: ATUALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES

- ▶ Em outubro, a Companhia assinou o COSA (Crude Oil Sales Agreement) para a comercialização da produção do SPA de Atlanta com a Shell:
  - ▶ O COSA tem prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano
  - ▶ As vendas de óleo serão *Free on Board* (FOB) para a Shell no FPSO, com um mecanismo de preço *netback*.
- ▶ Primeiro óleo previsto para início do 2S16
- ▶ Dois poços produtores perfurados e equipados para iniciar a produção em 25 mil bpd pelos primeiros três anos; o Consórcio poderá adicionar um terceiro poço que elevaria a capacidade de produção média para 30 mil bpd
- ▶ Capex do Consórcio para os 3 poços de produção do SPA é de US\$733 milhões e o OPEX está estimado em US\$480 mil por dia

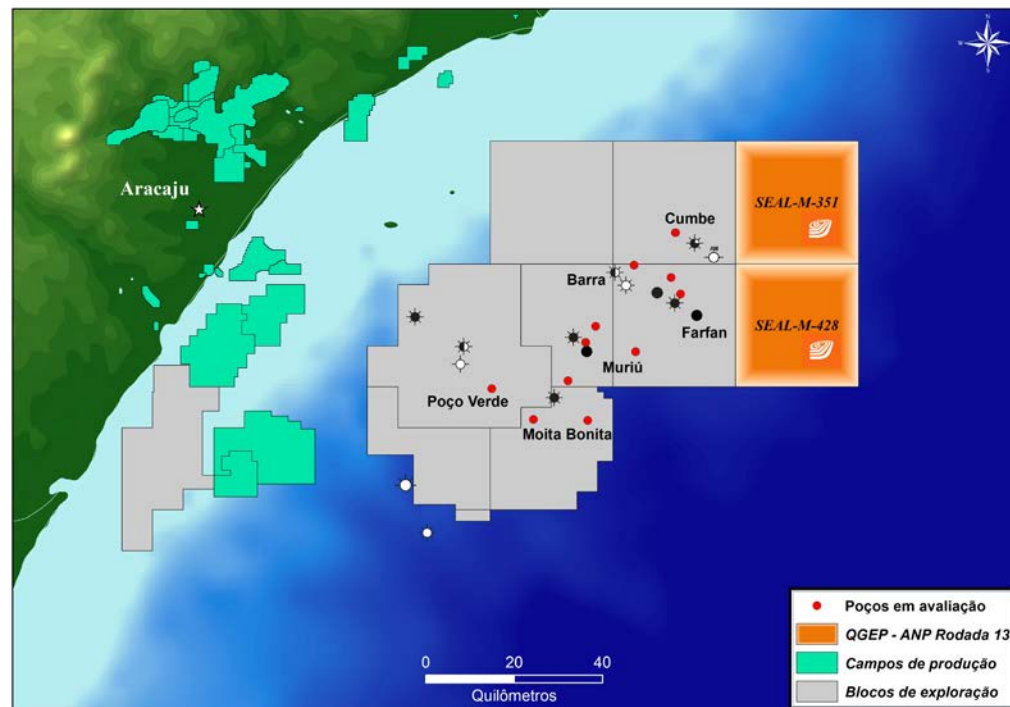


- ▶ A perfuração dos dois poços de extensão de Carcará indicou a continuidade da acumulação para norte e noroeste do poço descobridor
- ▶ Coluna de óleo na acumulação de pelo menos 530 metros sem identificação de contato óleo-água; demonstrando o grande potencial da descoberta
- ▶ Está em andamento um teste de formação a poço revestido (TFR) em Carcará Norte para avaliar a produtividade e características dos reservatórios, bem como as propriedades do fluido
- ▶ Perfuração do prospecto de Guanxuma, 30 km a sudoeste de Carcará, previsto para 2017



# BLOCOS ADQUIRIDOS NA 13ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

- ▶ Em 8 de outubro de 2015, a QGEP adquiriu dois blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas na 13ª Rodada de Licitações da ANP
- ▶ Os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 estão localizados entre 80 e 100 km de distância da costa, em águas ultra profundas, com área total de 1.512 km<sup>2</sup>
- ▶ Desembolso de R\$100,0 milhões em bônus de assinatura pelas duas participações previsto em dez/15, sendo:
  - R\$63,9 milhões para o Bloco SEAL-M-351
  - R\$36,1 milhões para o Bloco SEAL-M-428
- ▶ Ambos os blocos foram adquiridos pelas ofertas mínimas, bônus, PEM e conteúdo local, requeridas pela ANP na licitação
- ▶ O investimento em aquisição de dados sísmicos é estimado entre US\$15-20 milhões



---

# ESTRATÉGIA CONCEBIDA COM FOCO NO CRESCIMENTO SUSTENTÁVEL NO CURTO E LONGO PRAZOS

---



- ▶ Corpo técnico altamente qualificado, comprometido com resultados e com foco na excelência operacional
- ▶ Modelo de negócios sólido com crescimento de longo prazo suportado por:
  - ▶ Geração de caixa sustentável
  - ▶ Aumento e diversificação da produção no curto prazo
  - ▶ Ativos de exploração com alto potencial
  - ▶ Gestão financeira diligente como suporte ao crescimento contínuo
- ▶ Posição robusta para suplantar os desafios do ambiente de negócios e capacidade para aproveitar as oportunidades e construir parcerias

## 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](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 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.

(\*) 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.