

---

10 de novembro de 2016

# Apresentação de Resultados

## 3T16



- ▶ Atratividade do setor de óleo e gás do Brasil em alta
- ▶ Iniciativas do governo flexibilizando a regulamentação em relação à:
  - ▶ conteúdo local
  - ▶ abertura do pré-sal a outras operadoras
- ▶ Cenário propício para os negócios da QGEP no médio e longo prazos

## DESTAQUES OPERACIONAIS

- ▶ **Produção de gás no Campo de Manati:** média diária de **4,4 MMm<sup>3</sup>** de gás no 3T16. Capacidade de produção permanece em **6,0MMm<sup>3</sup>/dia**.
- ▶ **QGEP assume participação da Pacific Brasil em três blocos exploratórios** nas bacias de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão.
- ▶ **Campo de Atlanta:** atividades de adaptação do FPSO continuam em curso. Chegada postergada para o 3T17, com primeiro óleo previsto para 4T17.

## DESTAQUES FINANCEIROS

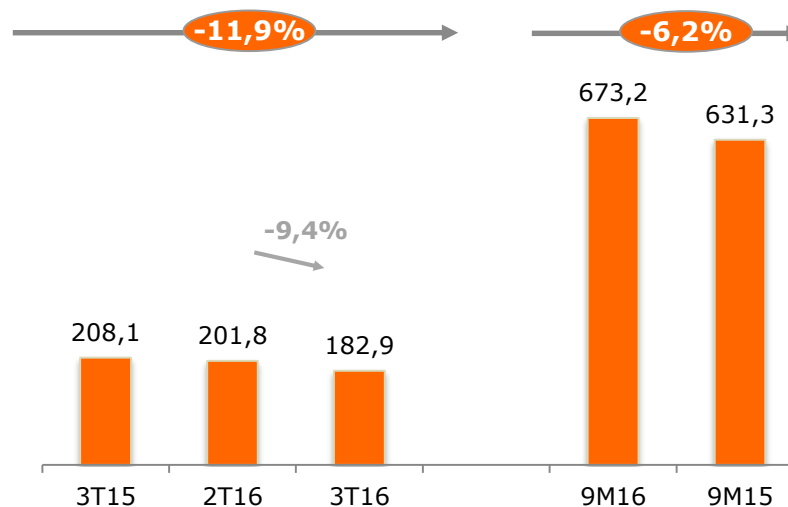
- ▶ **Receita líquida:** R\$108,4 milhões no 3T16, -3% vs R\$112,1 milhões no 3T15.
- ▶ **EBITDAX:** R\$46,1 milhões no 3T16, vs R\$61,9 milhões no 3T15.
- ▶ **Lucro Líquido:** R\$63,0 milhões no 3T16, em relação à R\$118,8 milhões no ano anterior.
- ▶ **Sólido saldo de caixa de R\$1,2 bilhão** ao final do 3T16, **equivalente a R\$4,78/ação**; recursos garantidos para investimentos dos próximos dois anos.

**Guidance de produção  
média diária de Manati:**

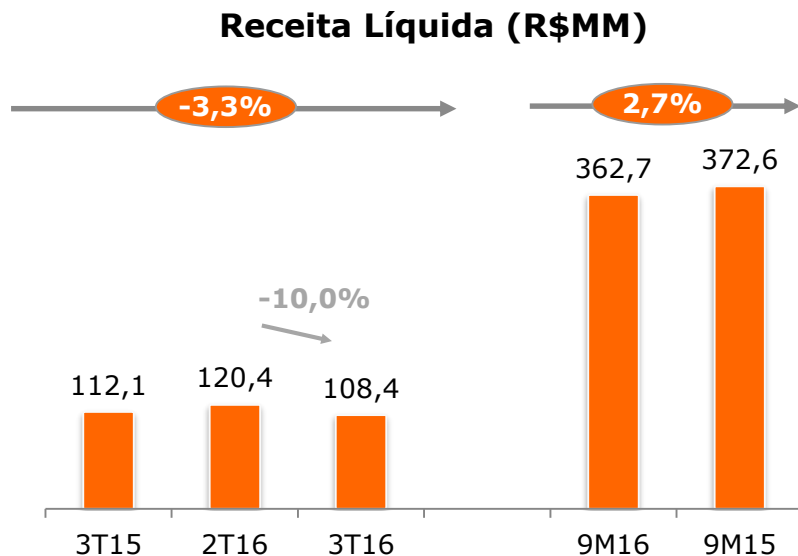
**2016: 5,1MMm<sup>3</sup>**

**2017: 4,9MMm<sup>3</sup>**

## Produção de Gás (MMm<sup>3</sup>)



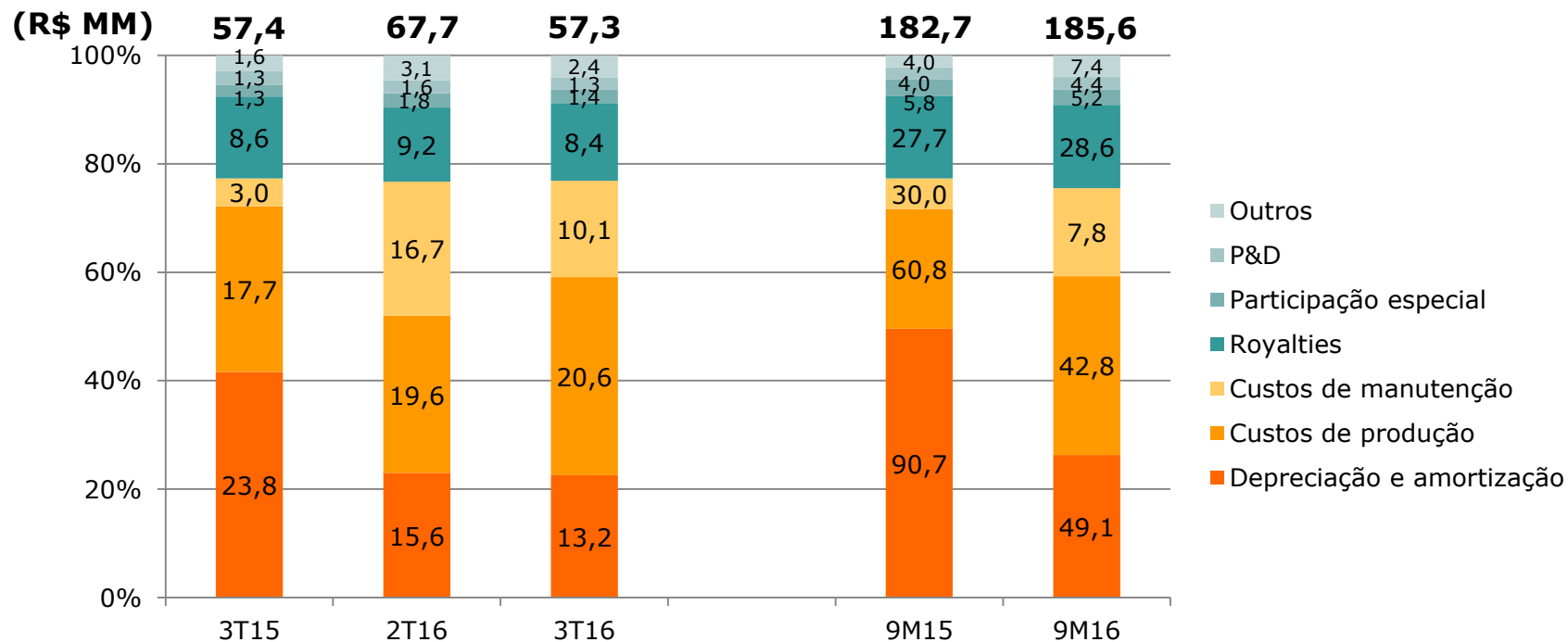
- ▶ Produção média diária de Manati de **4,4 MMm<sup>3</sup>** no 3T16, refletindo o declínio no consumo de gás em todo o país.
- ▶ Manutenção e Pintura da plataforma de Manati:
  - ▶ Custo total líquido para a QGEP previsto em R\$50 milhões, dos quais **R\$24,4 milhões** já foram incorridos até os 9M16, sendo **R\$8,2 milhões** no 3T16.
- ▶ Capacidade de produção permanece em **6,0 MMm<sup>3</sup>/dia**, com reserva líquida de gás 2P para a QGEP de **4,9 bilhões de m<sup>3</sup>**.



Nossas operações no Campo de Manati são **eficientes e rentáveis**, e mesmo com uma taxa média de produção mais baixa, geraram EBITDA superior a **R\$45 milhões** nesse trimestre, com **margem EBITDA de 59,2%**

- ▶ Receita líquida de R\$108,4 milhões no 3T16, vs R\$112,1 milhões no 3T15, sendo 10% inferior ao 2T16.
- ▶ Declínio decorrente da queda na produção de gás em Manati, parcialmente compensado pelo reajuste anual de preços em janeiro de 2016.

# CUSTOS OPERACIONAIS



- ▶ Os custos ficaram praticamente estáveis na comparação entre os trimestres e período de nove meses.
- ▶ Aumento dos custos de produção e de manutenção no trimestre e nos nove meses foram compensados pela redução nos custos de amortização

**+R\$2,9 MM**



**Custos de produção +16,4% T/T**

Um trimestre completo de operação da estação de compressão no 3T16, comparado a meio trimestre no 3T15

**-R\$10,6 MM**



**Amortização -44,5% T/T**

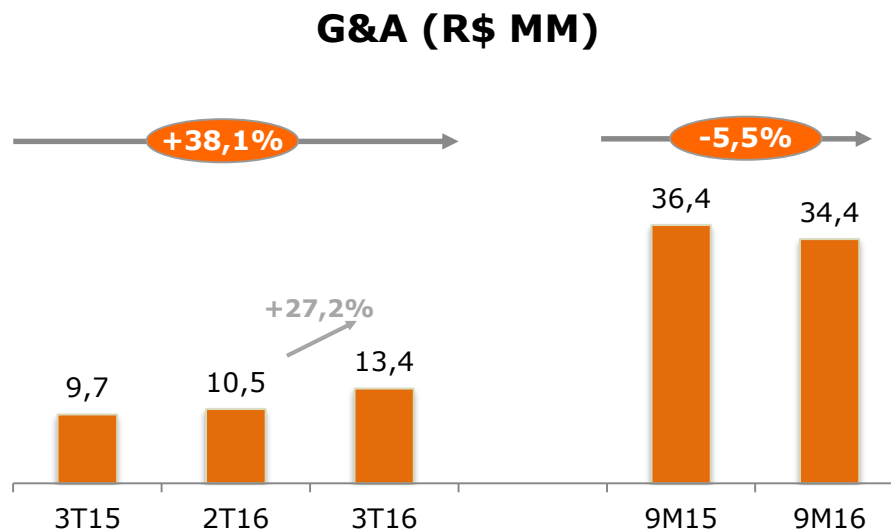
Reflete o impacto da variação cambial sobre a provisão de abandono na comparação trimestral e a revisão do valor da provisão por parte do operador ocorrida no 4T15

**+R\$7,1 MM**



**Custos de manutenção +236,7% T/T**

Manutenção e pintura da plataforma de Manati em andamento



- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$13,4 milhões, aumento de 38,1% quando comparadas ao 3T15, decorrente principalmente de menores atividades nos blocos operados, reduzindo o repasse dos custos aos parceiros.



# CAPEX 2016 - 2017

## ▶ CAPEX 2016 orçado em US\$60 MM

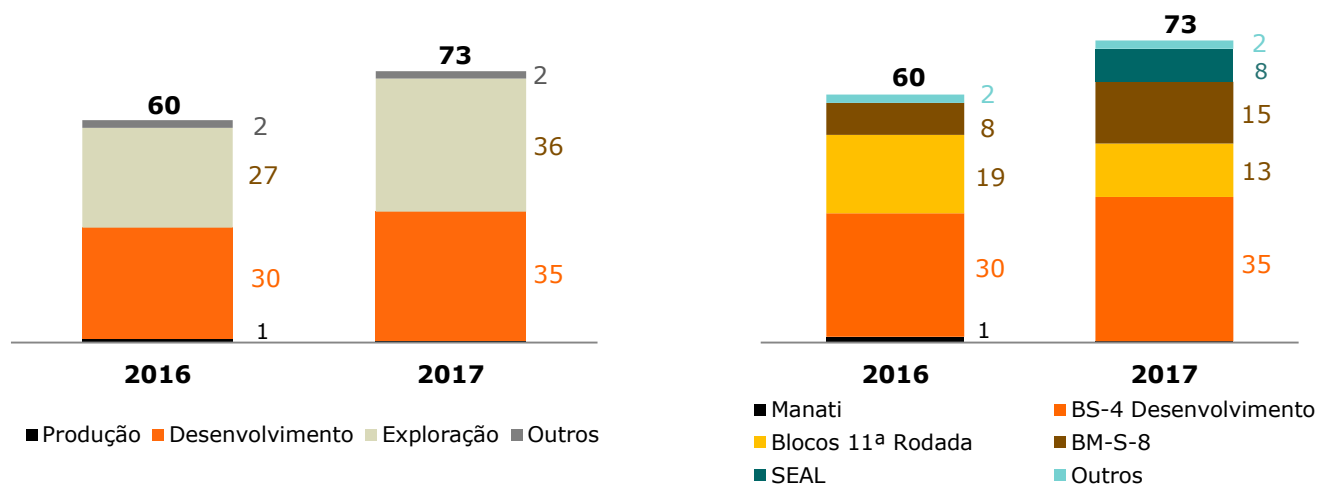
- ▶ US\$30 MM para o desenvolvimento do Campo de Atlanta
- ▶ US\$19 MM para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP

## ▶ CAPEX 2017 orçado em US\$73 MM

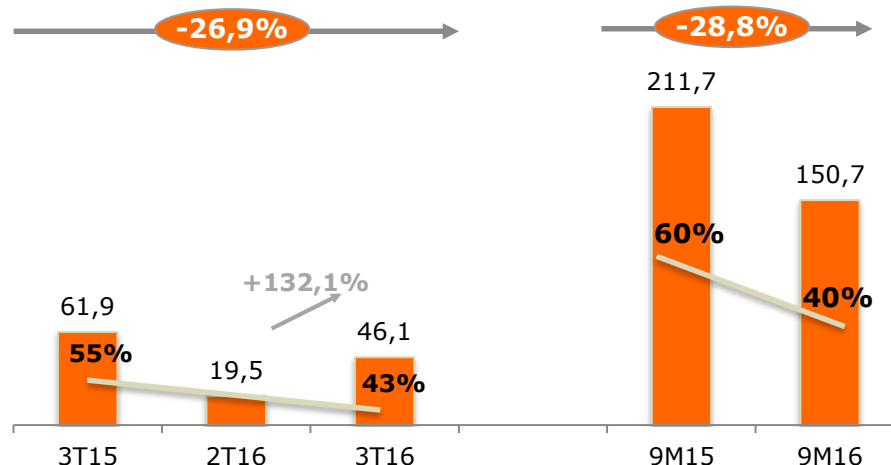
- ▶ US\$35 MM para o desenvolvimento do Campo de Atlanta
- ▶ US\$36 MM concentrados no portfólio exploratório:
  - ▶ US\$15 MM no BM-S-8
  - ▶ US\$13 MM nos Blocos da 11ª Rodada da ANP

**US\$42 MM**  
foram  
despendidos no  
9M16

**70%**  
do orçado

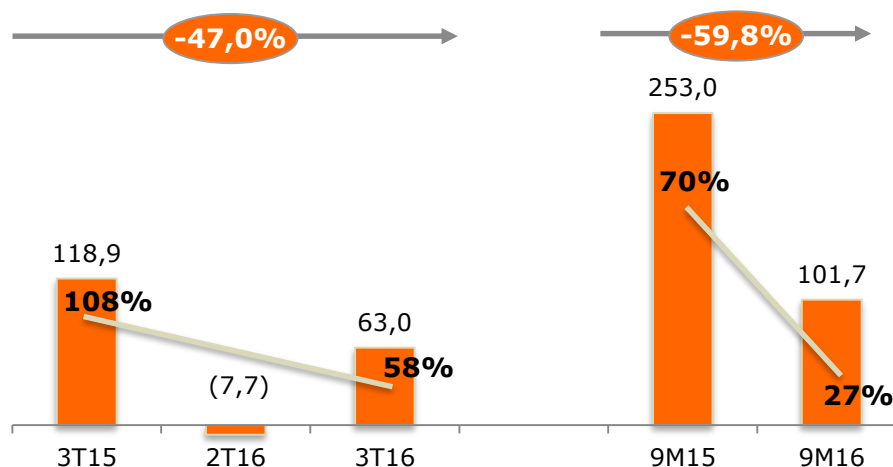


## EBITDAX (R\$ MM) e Margem (%)



- ▶ **3T16 X 3T15:** EBITDAX de R\$46,1 milhões vs. R\$61,9 milhões no 3T15, como resultado da menor produção em Manati e custos de manutenção não recorrentes no período.
- ▶ **9M16 X 9M15:** EBITDAX de R\$150,7 milhões, vs. R\$211,7 milhões no 9M15, devido aos maiores custos operacionais relacionados a um período completo da operação da estação de compressão de Manati e de maiores gastos exploratórios com a aquisição de sísmica para os blocos da 11ª rodada no 9M16.

## Lucro Líquido (R\$ MM) e Margem (%)

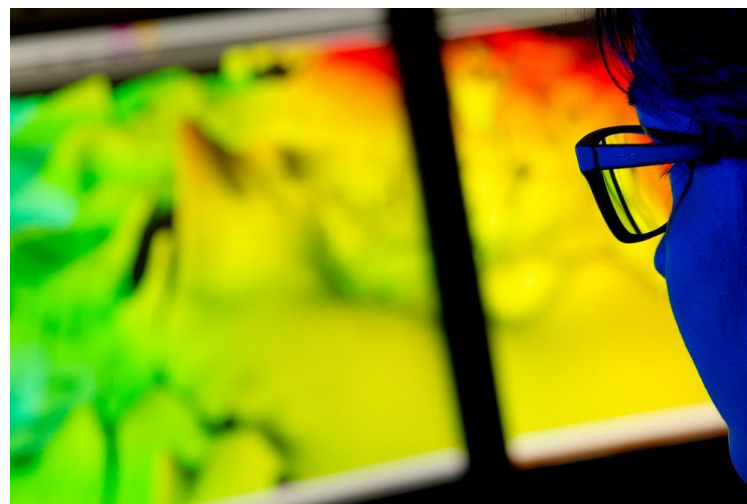


- ▶ **3T16 X 3T15:** Houve declínio no resultado financeiro do 3T16 quando comparado com o mesmo período do ano anterior, em função da apreciação do real no trimestre, movimento contrário ao ocorrido no 3T15.
- ▶ Dessa forma, ao mesmo tempo em que o lucro líquido cresceu substancialmente frente ao 2T16, registramos queda de 47% quando comparado ao 3T15.

- ▶ 29 de julho de 2016: anúncio de venda da participação da Petrobras no Bloco BM-S-8 para a **Statoil, que passa a ser o novo operador**. Operação já foi aprovada pelo CADE e está aguardando aprovação final pela ANP.
- ▶ Aquisição reforça a **relevância do ativo** tanto para o setor como para a QGEP, em função do **valor atribuído ao bloco e das implicações diretas no avanço dos investimentos na área**.
- ▶ Descoberta de Carcará abrange tanto o Bloco BM-S-8 como a **área adjacente ao norte**, que deverá fazer parte da **próxima rodada de licitações da ANP programada para 2017**.

**Valor do BM-S-8 evidenciado pelo novo membro do consórcio**

**66%** do bloco  
adquirido por  
**US\$2,5 bilhões**



# PAMA-M-265, PAMA-M-337 E FZA-M-90 OPERAÇÃO COM PACIFIC

- ▶ Aquisição de participação em três blocos exploratórios, sendo um na Bacia de Foz do Amazonas e dois na Bacia do Pará-Maranhão (PAMA).
- ▶ Pacific quita a inadimplência de R\$51,2 milhões referente à aquisição de sísmica para os blocos de PAMA e antecipa à QGEP o valor de US\$10 milhões, como parte das obrigações mínimas assumidas nos blocos.
- ▶ Com esse acordo, a QGEP se torna o único concessionário nos blocos de PAMA, possibilitando futuras operações de *farm-out* nessas áreas.
- ▶ Nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão, o processamento dos dados sísmicos preliminares está em andamento e deverá ocorrer até o final de 2016.

**R\$51,2 milhões**

**já foram pagos em outubro pela Pacific**

**O saldo remanescente será compensado após aprovação pela ANP da transferência das participações dos blocos para a QGEP, previsto ainda para 2016.**



## 3T17

**Expectativa de chegada do FPSO ao Campo de Atlanta**

**Dezembro/2017**

**Expectativa de produção do primeiro óleo**



Adaptação do FPSO em Roterdã

- ▶ O Consórcio segue trabalhando para o início da produção de óleo por meio do Sistema de Produção Antecipada (SPA):
  - ▶ Dois poços já perfurados e completados
  - ▶ Produção inicial de 20 mil barris por dia
  - ▶ FPSO com capacidade de 30 mil barris por dia
- ▶ Possibilidade de perfurar um terceiro poço aumentando a capacidade para 30 mil barris por dia.
- ▶ Alteração do cronograma se deu em função de desafios no processo de customização.

## BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

- ▶ Continuidade da primeira fase exploratória dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP:
  - ▶ Dados sísmicos dos blocos em Foz do Amazonas, Ceará e Espírito Santo já adquiridos e processados; dados estão sendo interpretados para avaliação de seu potencial.
  - ▶ Os custos totais para a aquisição e processamento de dados sísmicos nesses blocos, assim como despesas relacionadas, deverão somar aproximadamente US\$19 milhões em 2016, refletindo a maior participação da QGEP adquirida da Pacific.

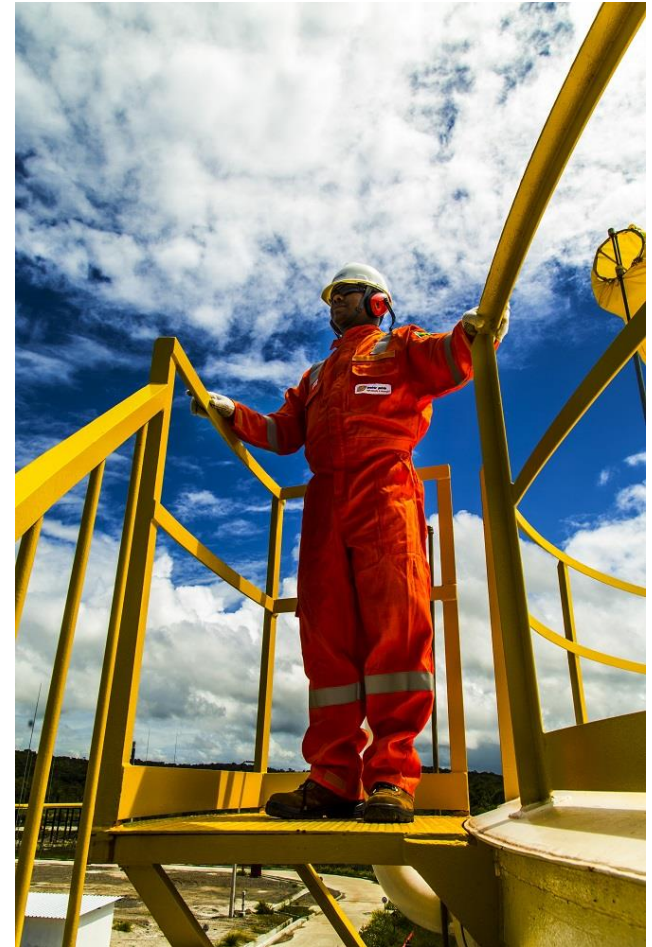
## CAL-M-372

- ▶ As negociações com a ANP estão em andamento para a postergação dos prazos do Bloco CAL-M-372, devido às condições de mercado e processo mais lento de obtenção de licenças ambientais.

## SEAL-M-351 E SEAL-M-428

- ▶ No final de agosto de 2016, a Companhia recebeu os Termos de Referência do IBAMA referentes à licença ambiental para prosseguir com a aquisição de dados sísmicos. Atualmente, a Companhia está avaliando o momento exato para o início desse processo, previsto para 2017.

**A QGEP está atenta às oportunidades decorrentes da retomada da economia e do interesse de potenciais parceiros e investidores pelo setor de óleo e gás**





## 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)

## NOTA LEGAL

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.