

PRIMEIRO TRIMESTRE 2016

# Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



## Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

12 de maio de 2016

11h00 (Horário de Nova York)

12h00 (Horário de Brasília)

Dial in Brasil: +55 11 3193-1001 ou +55 11 2820-4001

Dial in EUA: +1 786 924-6977

Código: QGEP

## QGEP

Av Almirante Barroso, nº 52, Sala 1301 - Centro

Rio de Janeiro - RJ

Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800



# QGEP divulga seus resultados do 1T16

**Rio de Janeiro, 11 de maio de 2016** – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia brasileira independente a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do primeiro trimestre encerrado em 31 de março de 2016. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas nas IFRS (*Internacional Financial Reporting Standards*, ou Normas Internacionais de Relatório Financeiro), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> no primeiro trimestre, a maior desde o 1T14**

---

- ▶ **O relatório de certificação de reservas de Manati apresenta reservas 2P de 11,0 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural em 31 de dezembro de 2015, sendo 4,9 bilhões de m<sup>3</sup> líquidos para a QGEP**

---

- ▶ **Devido aos excelentes resultados e relevantes informações obtidas nos testes efetuados no poço Carcará Norte, o Consórcio decidiu não realizar o Teste de Longa Duração em Carcará no âmbito do Plano de Avaliação de Descoberta**

---

- ▶ **Receita de R\$143,8 milhões no 1T16, aumento de 14,1% em relação ao 1T15, em função do crescimento da produção em Manati e dos reajustes contratuais da tarifa**

---

- ▶ **EBITDAX de R\$85,1 milhões, aumento de 17,0% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior**

---

- ▶ **Lucro líquido de R\$46,5 milhões no 1T16, comparado a R\$95,2 milhões no 1T15, refletindo principalmente o impacto da variação cambial**

---

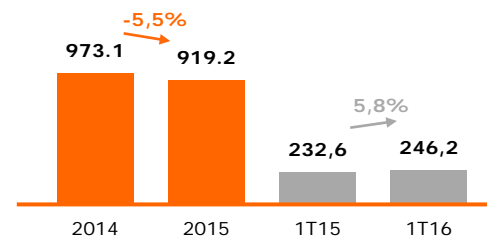
- ▶ **Saldo de caixa<sup>(1)</sup> de R\$1,3 bilhão ao final do trimestre; equivalente a R\$4,86 por ação**

---

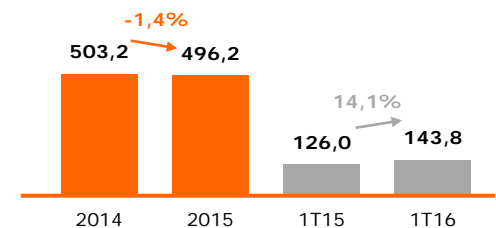
- ▶ **Pagamento de dividendos de R\$0,15/ação realizado em 28 de abril de 2016**

<sup>(1)</sup> Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

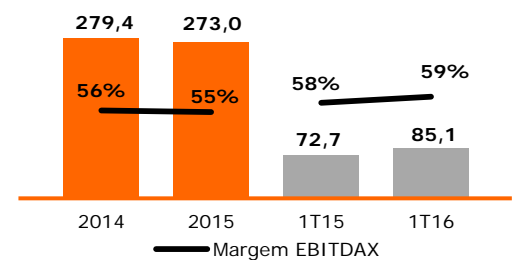
## Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)



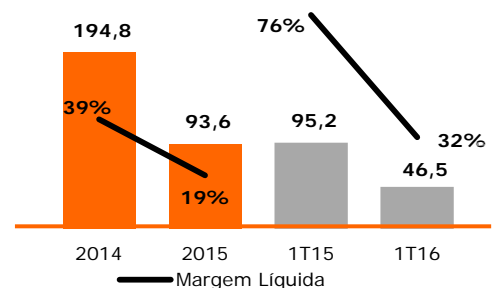
## Receita Líquida (R\$ milhões)



## EBITDAX (R\$ million)



## Lucro Líquido (R\$ milhões)



# Mensagem da Administração

Os resultados do primeiro trimestre marcaram um início de ano positivo para a QGEP, reforçando nossa posição como uma empresa de óleo e gás independente e capitalizada, com um alto grau de previsibilidade, uma carteira de ativos diversificada, e flexibilidade e disciplina financeira que nos possibilitam atravessar um ambiente difícil como o que vivemos hoje.

No primeiro trimestre, a produção de gás no Campo de Manati - um dos maiores campo de gás não associados do Brasil, no qual detemos 45% de participação - foi de 6,0MMm<sup>3</sup> por dia, a maior dos últimos dois anos de operação. Estamos mantendo a nossa projeção de produção média de gás para o ano de cerca de 5,7MMm<sup>3</sup> por dia, no entanto, permanecemos atentos às potenciais consequências da crise econômica vivenciada pelo Brasil e, sobretudo, no Nordeste. Estamos também anunciando hoje a mais recente certificação de reservas de Manati realizada pela consultoria independente Gaffney Cline & Associates (GCA), que apresentou reservas 2P de 11,0 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural para a totalidade do Campo em 31 de dezembro de 2015, os quais suportam a previsibilidade da capacidade de produção deste importante ativo.

No Bloco BS-4, continuam em andamento as atividades de adaptação do FPSO para o Campo de Atlanta e sua chegada está prevista para o quarto trimestre deste ano, para dar início à produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA). As expectativas atuais são para dois poços produtores, com capacidade de produção de 20.000 barris por dia, e primeiro óleo no final de 2016. O SPA será um grande avanço no projeto, à medida que fornecerá informações para o desenvolvimento do Sistema Definitivo de Atlanta, previsto para 2019/2020, nosso primeiro Campo como operador.

Com relação aos ativos exploratórios, o Consórcio do Bloco BM-S-8 definiu os próximos passos na descoberta de Carcará. No âmbito do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD), em 2017 será realizado um teste de formação no poço Carcará Noroeste, e também a perfuração do prospecto Guanxuma. A ANP autorizou recentemente o Consórcio a prosseguir com o PAD sem a necessidade da realização do Teste de Longa Duração (TLD) previsto anteriormente. Nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP em 2013, estamos agora na fase final de aquisição de dados sísmicos nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão.

No primeiro trimestre, mantivemos nosso sólido desempenho financeiro. A forte produção de Manati e o reajuste anual dos preços contratuais impactou positivamente a receita, o EBITDAX e o fluxo de caixa operacional. No entanto, o lucro líquido do trimestre foi menor, em função da redução do resultado financeiro, devido à valorização do real frente ao dólar, com impactos no valor de nossas aplicações em fundos cambiais. Nossa posição de caixa permaneceu consistente ao final do trimestre, com saldo de caixa totalizando R\$1,3 bilhão, equivalentes a R\$4,86 por ação, considerando nossas dívidas com a FINEP e com o Banco do Nordeste do Brasil.

O ambiente de negócios continua desafiador, embora já haja perspectivas positivas para o setor de óleo e gás. O *Brent* mostrou uma recuperação de mais de 60% desde que atingiu suas mínimas em janeiro de 2016. Ao mesmo tempo que os novos valores ainda são inferiores às médias dos últimos anos, esse aumento sugere que o mercado já está se movendo em direção a um melhor equilíbrio entre oferta e demanda. No Brasil, vemos algumas indicações de um maior grau de flexibilização na regulação do setor de óleo e gás, o que pode ser benéfico à medida que seguimos com a exploração e desenvolvimento dos nossos ativos, incluindo a descoberta de Carcará. Independente do cenário político atual do país, a alta qualidade e os fundamentos dos nossos ativos são indiscutíveis.

Mesmo com os sinais positivos identificados anteriormente, a Companhia manterá o foco nos principais fatores de diferenciação, que são a disciplina de capital e a gestão de portfólio. A produção robusta e a rentabilidade no Campo de Manati continuarão suportando nossos resultados financeiros ao longo do ano. Estamos avançando no conhecimento de todo o nosso portfólio para permitir um melhor planejamento de nossas atividades futuras. Nos últimos anos, construímos um portfólio diferenciado com diversos níveis

de prazos e de risco/retorno. Isso nos permite seguir por diversas vias de expansão, mesmo em um ambiente desafiador. Ao longo de 2016, vamos continuar a avaliar as opções para a otimização do nosso portfólio, incluindo potenciais *farm-outs* e aquisições, mantendo nossos rigorosos padrões de avaliação de tais operações. Estamos confiantes de que a qualidade da nossa carteira de ativos, nossa experiência e nosso compromisso em manter os fluxos de caixa saudáveis conduzirão a um futuro de sucesso, gerando ainda mais valor.

## Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu-Almada	BCAM-40	Manati	45%	Reserva	Gás
Camamu-Almada	BCAM-40	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu-Almada	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/ Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reserva	Óleo
Santos	BS-4	Oliva	30%	Contingente	Óleo
Santos	BS-4	Piapara	30%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-598		20%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-673		20%	Prospectivo	Óleo
Foz do Amazonas	FZA-M-90		35%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		30%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-337		50%	Prospectivo	Óleo
Ceará	CE-M-661		25%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-894		30%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco- Paraíba	PEPB-M-896		30%	Prospectivo	Óleo
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-351		100%	Prospectivo	Óleo
Sergipe-Alagoas	SEAL-M-428		100%	Prospectivo	Óleo

# Produção e Desenvolvimento

## MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

A produção média diária do Campo de Manati foi de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> no 1T16, a mais alta dos últimos oito trimestres. Esse aumento reflete a entrada em operação da estação de compressão de gás no segundo semestre de 2015, retornando a capacidade de produção ao patamar de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia. As expectativas da Companhia para o ano são de uma produção média de gás em Manati de 5,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, inferior à capacidade, em função do atual ambiente econômico desafiador vivenciado no Brasil.

Manati continua sendo um campo muito rentável para a QGEP, com uma margem EBITDA média de cerca de 60% da receita líquida, já incluindo as despesas operacionais adicionais referentes à estação de compressão de gás. Atualmente, aproximadamente 50% dos custos de Manati são atrelados ao dólar.

A pintura da plataforma de Manati, incluindo alguns serviços de manutenção, foi iniciada em março de 2016, e deverá durar de 4 a 6 meses. Esta campanha não afetará a média de produção prevista para o ano. O custo total líquido para a QGEP está previsto em US\$13 milhões.

A QGEP divulgou hoje a nova certificação de reservas da Gaffney, Cline & Associates (GCA) para o Campo de Manati. A certificação indica que em 31 de dezembro de 2015 as reservas 2P para 100% do Campo totalizavam 11,0 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural e 0,7 milhões de barris de condensado, que corresponde a cerca de 69,6 milhões de barris de óleo equivalente (boe). Houve uma ligeira redução na reserva em relação a 31 de dezembro de 2014, resultado da nova modelagem de Manati, onde foi constatado um menor rendimento de condensado, bem como um ajuste na modelagem do comportamento de pressões do reservatório, que reduziu o volume estimado da reserva de gás. Esta diminuição de reserva está em linha com a precisão das técnicas empregadas nos estudos de modelagem do comportamento do reservatório.

## ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

No Bloco BS-4, o Consórcio segue adiante com a implementação do Sistema de Produção Antecipada (SPA) no Campo de Atlanta, o qual prevê produção inicial de 20 mil bbl/dia por meio de dois poços horizontais que já foram perfurados e completados. O Consórcio também poderá adicionar um terceiro poço ao sistema, o que aumentaria a capacidade de produção média do SPA para 30 mil bbl/dia. O Consórcio tomará essa decisão baseando-se tanto no cenário do mercado global de óleo como nos investimentos adicionais necessários. O Capex total estimado para o SPA de Atlanta é de US\$700 milhões, sendo US\$223 milhões da QGEP.

O FPSO Petrojarl I, que será utilizado no SPA de Atlanta, possui capacidade de armazenamento de 180 mil barris de óleo e capacidade de produção de 30 mil bbl/dia. O contrato de operação e manutenção do FPSO tem duração de cinco anos, com cláusula de rescisão válida após o terceiro ano. A licença para instalação do FPSO em Atlanta já foi emitida e estamos no processo de obtenção das licenças de operação junto à ANP e ao IBAMA.

A embarcação está em fase final de adaptação em Roterdã, na Holanda, e deverá chegar ao Campo no quarto trimestre de 2016, com primeiro óleo previsto para o final do ano.

Em outubro de 2015, a Companhia assinou o contrato (COSA - Crude Oil Sales Agreement) com a Shell Western Supply and Trading Ltd (Shell) para a comercialização da produção do SPA de Atlanta. As

vendas de óleo serão *Free on Board* (FOB) no FPSO, com um mecanismo de preço *netback*. O COSA tem prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano. Os demais consorciados do Campo de Atlanta celebraram o mesmo tipo de acordo comercial com a Shell.

## Exploração

### BM-S-8

Participação: 10%

---

Ao final de 2015, o Consórcio concluiu os testes no poço Carcará Norte, que incluíram dois Testes de Formação a Poço Revestido (TFRs), sendo um na base e o outro no topo da seção de reservatórios carbonáticos microbiais do pré-sal. Os dados dos testes confirmaram a expectativa de elevada produtividade dos reservatórios dessa área, indicando vazões iniciais de produção estimadas por poço são equivalentes aos melhores poços em produção no pré-sal da Bacia de Santos.

Os testes confirmaram que se trata da mesma acumulação identificada pelo poço descobridor, e também a excelência da qualidade do óleo, com API de 31°, e ausência de contaminantes. A coluna de óleo estimada é de pelo menos 530 metros, e até o momento, o contato óleo-água não foi identificado. Os dados dos poços de extensão forneceram ao Consórcio informações fundamentais para o planejamento das operações no Bloco BM-S-8 e para a definição da infraestrutura de produção dessa descoberta.

O Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) previa um Teste de Longa Duração (TLD) em 2017 em Carcará. No entanto, com as informações já obtidas com os testes de formação concluídos em Carcará Norte, o Consórcio avaliou que o TLD não seria mais necessário e acordou com a ANP alterações no PAD. Em abril de 2016, a ANP aprovou a não realização do TLD, considerando que o mesmo foi substituído pelos testes do poço Carcará Norte. No PAD, ficaram estabelecidos os compromissos da realização de um teste de formação no poço Carcará Noroeste e a perfuração do prospecto de Guanxuma, ambos previstos para 2017. Guanxuma está localizado na seção pré-sal, 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará.

### CAL-M-372

Participação: 20%

---

As atividades no CAL-M-372 continuam aguardando a licença ambiental do IBAMA, esperada para 2017. Assim que a licença for obtida, o Consórcio perfurará um poço pioneiro no prospecto CAM#01. Estão em andamento negociações com a ANP para postergar os prazos da Concessão em função das condições de mercado e de incertezas do processo de licenciamento ambiental.

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

---

A QGEP e seus parceiros seguem no primeiro período da fase exploratória, com a aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

Os dados sísmicos dos blocos da Bacia do Espírito Santo estão em fase final de processamento, visando a identificação dos melhores prospectos para perfuração.

Os dados sísmicos do Bloco FZA-M-90, na Bacia de Foz do Amazonas, já foram adquiridos e processados. O Consórcio está realizando nesse momento a interpretação dos dados e a avaliação do potencial do Bloco.



Na Bacia do Ceará, os dados sísmicos também já foram adquiridos e estão sendo processados.

Já nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão, o Consórcio está adquirindo os dados, em um processo que deve durar até o final do segundo trimestre, quando será iniciado o processamento, que será concluído até o final de 2016.

O custo total líquido para a QGEP relativo à aquisição de dados sísmicos nesses blocos, incluído outras despesas, está estimado em cerca de US\$22 milhões em 2016. Em linha com os compromissos assumidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, a QGEP poderá investir cerca de US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios a partir de 2017/2018. Os custos reais de perfuração podem vir a ser menores, refletindo a redução dos valores para perfuração observados no setor.

## Desenvolvimentos Recentes

- ▶ Em 02 de fevereiro de 2016, a QGEP anunciou que seu Conselho de Administração aprovou a KPMG Auditores Independentes ("KPMG") para o fornecimento de serviços de auditoria independente das demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício de 2016. A KPMG iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais do primeiro trimestre de 2016. A KPMG substituiu a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, em conformidade com a Instrução CVM nº 308/99, que determina a rotatividade dos auditores independentes a cada cinco anos.
- ▶ Em 25 de fevereiro de 2016, a QGEP anunciou que retificaria o procedimento contábil adotado para o registro da variação cambial da moeda norte americana em relação às suas provisões de abandono no quarto trimestre de 2015. Como parte da provisão é denominada em dólares, variações cambiais entre o dólar e o real levavam a ganhos e perdas não-caixa que criavam grandes oscilações no lucro líquido reportado. Desde o quarto trimestre, o efeito da variação cambial sobre a provisão de abandono passou a ser registrado no respectivo ativo imobilizado, ao invés de na demonstração de resultado. Para maiores detalhes, veja o Relatório de Resultados do 4T15, divulgado ao mercado no dia 9 de março de 2016.
- ▶ Em 12 de abril de 2016, a Assembleia Geral Ordinária aprovou a Proposta da Administração da QGEP e deliberou o pagamento de dividendos correspondentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015. Os dividendos correspondentes ao ano de 2015 totalizaram R\$38.677.840,95, ou R\$0,15 por ação, seguindo a Política de Distribuição de Dividendos da Companhia. O pagamento dos dividendos ocorreu em 28 de abril de 2016 para os acionistas registrados nos livros da Companhia na data de 12 de abril de 2016.
- ▶ Em razão do encerramento das atividades do Jornal do Commercio, a partir de 09 de maio de 2016 a QGEP passará a adotar, além do Diário Oficial do Rio de Janeiro, o Valor Econômico como jornais que divulgam suas informações. Além dos jornais, a Companhia manterá a divulgação em seu site de RI e no site da CVM.

# Desempenho Financeiro

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

	1T16	4T15 <sup>(1)</sup>	$\Delta\% \frac{1T16}{4T15^{(1)}}$	1T15 <sup>(1)</sup>	$\Delta\% \frac{1T16}{1T15^{(1)}}$
<b>Receita líquida</b>	<b>143,8</b>	<b>133,5</b>	<b>7,7%</b>	<b>126,0</b>	<b>14,1%</b>
Custos	(60,5)	(70,1)	-13,8%	(62,0)	-2,6%
<b>Lucro bruto</b>	<b>83,3</b>	<b>63,4</b>	<b>31,4%</b>	<b>63,9</b>	<b>30,3%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>					
Despesas gerais e administrativas	(10,6)	(16,5)	-35,8%	(14,7)	-28,1%
Equivalência patrimonial	0,4	(0,4)	-203,7%	0,1	197,7%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(8,9)	(352,0)	-97,5%	(10,2)	-13,2%
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>64,3</b>	<b>(305,4)</b>	<b>-121,0%</b>	<b>39,1</b>	<b>64,2%</b>
Resultado financeiro líquido	(12,6)	29,7	-142,5%	92,7	-113,6%
<b>Lucro antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>51,6</b>	<b>(275,7)</b>	<b>-118,7%</b>	<b>131,8</b>	<b>-60,8%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(5,2)	116,3	-104,4%	(36,6)	-85,9%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido</b>	<b>46,5</b>	<b>(159,4)</b>	<b>-129,2%</b>	<b>95,2</b>	<b>-51,2%</b>

<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>(10,7)</b>	<b>(10,6)</b>	<b>1,3%</b>	<b>157,0</b>	<b>-106,8%</b>
<b>EBITDAX<sup>(2)</sup></b>	<b>85,1</b>	<b>61,3</b>	<b>38,8%</b>	<b>72,7</b>	<b>17,1%</b>

Alguns percentuais e outros números incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação, podendo, assim, apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas constantes nas informações trimestrais. Ademais, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

<sup>(1)</sup> Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

<sup>(2)</sup> 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.

A estratégia financeira da QGEP é suportada por uma geração de caixa positiva proveniente do Campo de Manati, bem como pelo controle de custos por meio de uma abordagem disciplinada para as atividades de desenvolvimento e exploração. Os resultados do primeiro trimestre de 2016 se encaixam nessa estratégia: receitas e EBITDAX cresceram, em função do robusto desempenho do Campo de Manati. O lucro líquido não acompanhou o crescimento do EBITDAX, devido às despesas financeiras, que foram impactadas pela valorização do real em relação ao dólar americano no período, o que reduziu a rentabilidade das aplicações financeiras da QGEP em seus fundos cambiais.

### Destaques Financeiros do 1T16:

- ▶ A receita líquida foi de R\$143,8 milhões, um aumento de 7,7% em relação aos R\$133,5 milhões do 4T15, e de 14,1% quando comparado aos R\$126,0 milhões registrados no 1T15. O resultado reflete o aumento na produção de gás de Manati e o reajuste contratual do preço do gás.
- ▶ Os custos operacionais totalizaram R\$60,5 milhões no trimestre, redução de 13,8% na comparação com os R\$70,1 milhões registrados no 4T15, e de 2,6% na comparação com os R\$62,0 milhões do 1T15, como resultado, principalmente, de dois fatores: da redução da



depreciação e amortização em função da 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; e da desvalorização cambial incidente sobre a provisão de abandono, que passou a ser capitalizada no ativo imobilizado. Os custos de produção totalizaram R\$20,6 milhões no trimestre, acima dos R\$11,5 milhões no 1T15 devido aos custos relacionados à estação de compressão de Manati. Os custos relativos à estação de compressão foram de R\$9,6 milhões no 1T16.

### Custos operacionais (R\$ milhões)

	1T16	1T15 <sup>(1)</sup>	Δ%	4T15	Δ%
Depreciação e amortização	20,3	32,9	-38,2%	27,3	-25,5%
Custos de produção	20,6	11,5	78,4%	21,3	-3,3%
Custos de manutenção	3,2	5,0	-35,9%	2,4	30,4%
<i>Royalties</i>	11,0	9,4	16,5%	10,0	9,6%
Participação especial	2,0	2,0	0,7%	3,4	-41,8%
P&D	1,5	1,3	15,4%	1,5	-3,4%
Outros	2,0	0,0	N/A	4,2	-53,5%
<b>TOTAL</b>	<b>60,5</b>	<b>62,0</b>	<b>-2,6%</b>	<b>70,1</b>	<b>-13,8%</b>

<sup>(1)</sup> Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$10,6 milhões no 1T16, uma queda comparado a R\$14,7 milhões registrados no 1T15. Esta diminuição anual deveu-se, principalmente, a um crescimento das despesas alocadas aos sócios em blocos onde a QGEP é operadora.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi negativo em R\$12,6 milhões, comparado a um resultado financeiro líquido positivo de R\$92,7 milhões no 1T15. A mudança de um resultado positivo para um resultado negativo no período é explicada pela valorização do real de 8,9% no trimestre, o que reduziu significativamente a rentabilidade das aplicações financeiras da QGEP vinculadas ao dólar, hoje correspondentes a 33% do caixa total da Companhia. Este impacto está refletido na linha de receita financeira.
- ▶ Imposto de renda e contribuição social representaram uma despesa de R\$5,2 milhões, comparada a R\$36,6 milhões no 1T15. A redução no saldo foi impactada pelo resultado financeiro líquido da companhia, já que as despesas financeiras decorrentes da rentabilidade negativa dos fundos cambiais são dedutíveis para a base de cálculo do Imposto de Renda.
- ▶ Fluxo de caixa operacional foi de R\$14,7 milhões no 1T16, comparado com R\$157,0 milhões registrados no 1T15. A redução anual reflete a queda de 51,2% no lucro líquido, bem como aumento do saldo de contas a receber em função do aumento da produção e o reajuste do preço de venda de gás, aumento do saldo da conta de crédito com parceiros e maiores pagamentos de despesas com sísmica no período.

## CAPEX E OUTROS GASTOS EXPLORATÓRIOS

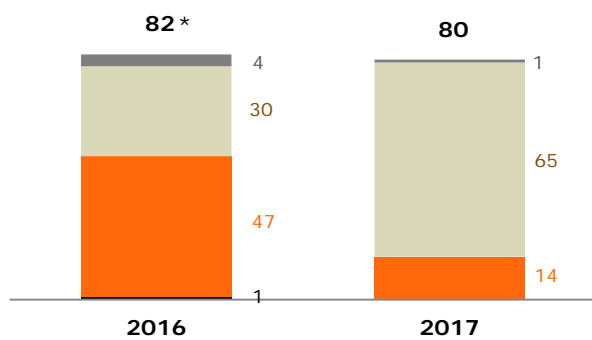
A abordagem financeira disciplinada da QGEP faz parte do planejamento de seus investimentos. A Companhia realiza gastos de maneira prudente, sempre de forma a conservar uma posição de caixa confortável que suporte suas necessidades futuras. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos do portfólio da QGEP, e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente a sua participação no respectivo ativo.

Para 2016, a expectativa é de que o CAPEX seja de US\$82 milhões. Deste montante, US\$47 milhões serão despendidos no Campo de Atlanta, com início de produção de óleo prevista para o final do ano. O

CAPEX de 2016 também inclui US\$22 milhões que serão aplicados na aquisição e processamento de dados sísmicos e em estudos geológicos e geofísicos nos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP. Até o final do 1T16, a QGEP desembolsou US\$18 milhões do montante previsto, do qual mais de 50% foi direcionado ao desenvolvimento de Atlanta, no Bloco BS-4, e quase 30% foi investido nas atividades do Bloco BM-S-8.

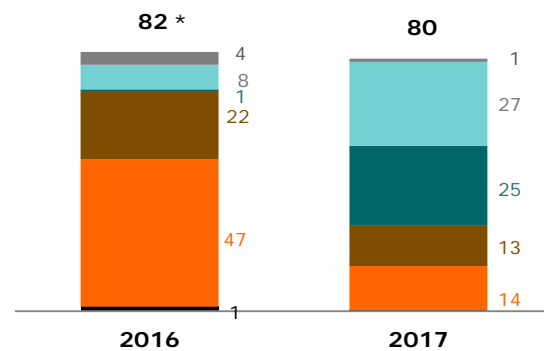
A QGEP estima investir US\$80 milhões em 2017, majoritariamente composto por investimentos em exploração: US\$13 milhões são estimados para os blocos da 11ª Rodada; US\$25 milhões relativos à perfuração de um poço no Bloco CAL-M-372 e US\$27 milhões destinados às atividades no BM-S-8, incluindo um poço pioneiro em Guanxuma e um teste no poço Carcará Noroeste.

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



■ Produção ■ Desenvolvimento ■ Exploração ■ Outros

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



■ Manati ■ BS-4 Desenvolvimento  
 ■ BM-J-2 ■ Blocos 11ª Rodada  
 ■ CAL-M-372 ■ BM-S-8  
 ■ Blocos 13ª Rodada ■ Outros

\*Até 31 de março de 2016, foram gastos US\$18 milhões.

## Posição de Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras) e Endividamento

Ao final do 1T16, a Companhia possuía um saldo de caixa de R\$1,3 bilhão. Desse montante, a QGEP detinha cerca de 33% do caixa investido em fundos cambiais, com vistas a proteger suas obrigações de médio prazo denominadas em dólar. O saldo remanescente é investido em instrumentos denominados em Real. No final do 1T16, o retorno médio anual dos equivalentes de caixa e aplicações financeiras foi equivalente a 101,7% do CDI e 85% dos fundos tinha liquidez diária.

O endividamento total fechou o trimestre em R\$370,2 milhões. Esses empréstimos consistem em R\$253,7 milhões oriundos do pacote de financiamento da Companhia junto à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e R\$117,9 milhões de uma linha de crédito do Banco do Nordeste do Brasil (BNB).

Os recursos tomados com a FINEP fazem parte de um pacote de financiamento que visa dar suporte ao desenvolvimento do SPA do Campo de Atlanta, e consiste de duas linhas de crédito, uma à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante ligada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos. A QGEP conta com uma linha de crédito total com a FINEP de R\$266,1 milhões.

O financiamento do BNB é direcionado para a operação dos ativos da Companhia na região nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano, com bônus de adimplência de 15%, tem carência de cinco anos e período de repagamento de sete anos.

A posição de caixa líquido da Companhia em 31 de março de 2016 era de R\$882,6 milhões.

## Créditos com Parceiros

Ao final do 1T16, os créditos da QGEP com parceiros totalizaram R\$47,0 milhões. Isto reflete gastos incorridos nas atividades de E&P faturadas (“cash calls”) ou a serem faturadas aos parceiros não operadores nos respectivos Consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores da Companhia nos blocos não operados pela QGEP.

Do montante de R\$47,0 milhões e R\$23,9 milhões registrados no 1T16 e 4T15, R\$25,0 milhões e R\$12,2 milhões, respectivamente, referem-se à parcela da consorciada OGX, e o restante de outros consorciados. Até o presente momento não há valores vencidos em aberto.

Considerando a atual situação da parceira OGX, a qual se encontra em recuperação judicial, a QGEP está monitorando este processo visando à mitigação de riscos eventualmente associados ao cumprimento das obrigações de pagamento e investimentos dessa consorciada.

# Relações com Investidores

## QGEP Participações S.A.

Paula Costa Côrte-Real  
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante  
Gerente de Relações com Investidores

Flávia Gorin  
Coordenadora de Relações com Investidores

Gabriela Lima  
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ  
CEP: 20031-918  
Telefone: 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)

## Sobre a QGEP

A QGEP Participações S.A. é a única empresa privada brasileira a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos. A QGEP é qualificada pela ANP para atuar como Operadora A desde águas rasas até águas ultraprofundas. A Companhia possui diversificado portfólio de ativos de alta qualidade e potencial de exploração e produção. Adicionalmente, possui 45% de participação na concessão do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é um dos maiores campos de gás natural não associado em produção no Brasil. O Campo de Manati está em operação desde 2007 e possui capacidade média de produção de cerca de 6 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Para mais informações, acesse [www.qgep.com.br/ri](http://www.qgep.com.br/ri).

*Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros e de crescimento da Companhia. Estas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o plano de negócios da Companhia. Tais projeções estão fortemente sujeitas a alterações nas condições de mercado, nas regulamentações governamentais, em pressões da concorrência, no desempenho do setor e da economia brasileira, entre outros fatores. Tais aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Deve ser compreendido que tais fatores estão sujeitos a alteração sem aviso prévio.*

As informações financeiras consolidadas da Companhia relativas aos trimestres findos em 31 de março de 2016, 31 de março de 2015, ano fiscal de 2015 e de 2014 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

## Anexo I – INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS (R\$ MILHÕES)

### Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	1T16	1T15 <sup>(1)</sup>	Δ%	2015	2014 <sup>(1)</sup>	Δ%
Lucro Líquido	46,5	95,2	-51,2%	93,6	194,8	-51,9%
Depreciação e amortização	21,3	33,8	-37,0%	121,7	122,8	-0,9%
(Receita financeira líquida)/ despesa	12,6	(92,7)	-113,6%	(272,2)	(119,2)	128,4%
Imposto de renda e contribuição social	5,2	36,6	-85,9%	(17,9)	16,3	-209,6%
<b>EBITDA<sup>(2)</sup></b>	<b>85,5</b>	<b>72,9</b>	<b>17,3%</b>	<b>(74,9)</b>	<b>214,7</b>	<b>-134,9%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(3)</sup>	(0,4)	(0,2)	79,1%	347,9	71,6	385,9%
<b>EBITDAX<sup>(4)</sup></b>	<b>85,1</b>	<b>72,7</b>	<b>17,1%</b>	<b>273,0</b>	<b>286,3</b>	<b>-4,6%</b>
Margem EBITDA <sup>(5)</sup>	59,5%	57,9%	2,8%	-15,1%	42,7%	-135,4%
Margem EBITDAX <sup>(6)</sup>	59,2%	57,7%	2,6%	55,0%	56,9%	-3,3%
Caixa Líquido <sup>(7)</sup>	883,8	972,2	-190,9%	910,3	877,7	-203,7%
Dívida Líquida/EBITDAX	(3,1)	(3,5)	-12,0%	(3,3)	(3,1)	8,8%

<sup>(1)</sup> Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

<sup>(2)</sup> 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.

<sup>(3)</sup> Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais.

<sup>(4)</sup> 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.

<sup>(5)</sup> EBITDA dividido pela receita líquida.

<sup>(6)</sup> EBITDAX dividido pela receita líquida.

<sup>(7)</sup> O caixa líquido corresponde às disponibilidades e aplicações financeiras excluindo o endividamento total, que inclui empréstimos e financiamentos de curto e de longo prazo, bem como instrumentos financeiros derivativos. O caixa líquido não é medida reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as U.S. GAAP, as IFRS, bem como qualquer outro sistema de princípios contábeis geralmente aceitos. É possível que outras empresas calculem o endividamento líquido de maneira diferente da empregada pela QGEP.

## Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

	1T16	4T15	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.327,5</b>	<b>1.337,3</b>	<b>-0,7%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	139,5	180,7	-22,8%
Aplicações financeiras	951,5	941,5	1,1%
Contas a receber	113,6	102,6	10,8%
Créditos com parceiros	47,0	23,9	96,5%
Estoques	2,9	3,1	-5,9%
Impostos e contribuição a recuperar	64,0	74,3	-13,9%
Outros	8,9	11,2	-20,3%
<b>Não Circulante</b>	<b>2.090,7</b>	<b>2.092,9</b>	<b>-0,1%</b>
Caixa restrito	100,6	86,8	15,9%
Aplicações financeiras	163,0	157,8	3,3%
Estoques não circulante	57,4	57,1	0,6%
Partes Relacionadas	7,1	0,2	N/A
Impostos a recuperar	4,9	4,9	0,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45,0	45,5	-1,1%
Investimentos	127,4	125,1	1,9%
Imobilizado	855,5	885,5	-3,4%
Intangível	728,1	728,4	0,0%
Outros ativos não circulantes	1,6	1,6	-0,1%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>3.418,2</b>	<b>3.430,3</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>145,4</b>	<b>158,0</b>	<b>-8,0%</b>
Fornecedores	60,2	71,7	-16,0%
Impostos e contribuição a recolher	30,7	27,6	11,4%
Remuneração e obrigações sociais	7,3	18,6	-60,9%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,7	0,4	75,2%
Empréstimos e financiamentos	21,5	12,5	72,0%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	15,3	15,7	-2,7%
Seguros a pagar	6,6	8,5	-21,6%
Outros	3,1	3,1	-0,7%
<b>Não Circulante</b>	<b>550,7</b>	<b>583,1</b>	<b>-5,6%</b>
Empréstimos e financiamentos	348,7	357,2	-2,4%
Provisão para abandono	202,0	226,0	-10,6%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.722,1</b>	<b>2.689,2</b>	<b>1,2%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	28,8	43,4	-33,6%
Reserva de Lucros	610,8	610,8	0,0%
Reserva de Capital	39,0	37,9	2,9%
Ações em Tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Lucro líquido do período	46,5	0,0	N/A
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.418,2</b>	<b>3.430,3</b>	<b>-0,4%</b>



# Anexo III – FLUXO DE CAIXA

## DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA (R\$ milhões)

	1T16	1T15 <sup>(1)</sup>	Δ%	2015	2014 <sup>(1)</sup>	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>46,5</b>	<b>95,2</b>	<b>-51,2%</b>	<b>93,6</b>	<b>194,8</b>	<b>-51,9%</b>
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	(0,4)	(0,1)	197,7%	1,2	0,2	N/A
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	21,3	33,8	-37,0%	121,7	122,8	-0,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,5	14,9	-96,5%	(26,1)	3,1	N/A
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	4,4	2,7	66,7%	14,6	5,9	146,4%
Baixa de imobilizado	35,6	0,1	N/A	332,4	70,6	370,5%
Provisão para plano de opção de ações	1,1	1,8	-40,7%	6,3	9,0	-30,4%
Provisão para imposto renda e contribuição social	4,6	21,7	-78,7%	8,2	15,5	-46,8%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,4)	0,8	-151,7%	2,9	4,2	-29,6%
Variação cambial/Outros	0,0	(4,5)	-100,0%	0,0	18,8	-100,0%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>(28,6)</b>	<b>11,2</b>	<b>-355,3%</b>	<b>(54,7)</b>	<b>59,0</b>	<b>-</b> <b>192,6%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>(69,9)</b>	<b>(20,6)</b>	<b>239,7%</b>	<b>(68,6)</b>	<b>(155,5)</b>	<b>-55,9%</b>
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	<b>14,7</b>	<b>157,0</b>	<b>-90,7%</b>	<b>431,5</b>	<b>348,5</b>	<b>23,8%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	<b>(41,3)</b>	<b>(267,8)</b>	<b>-84,6%</b>	<b>(485,1)</b>	<b>(617,3)</b>	<b>-21,4%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	<b>0,0</b>	<b>117,8</b>	<b>-100,0%</b>	<b>79,2</b>	<b>25,0</b>	<b>216,6%</b>
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	(14,6)	6,9	-311,6%	38,0	3,2	N/A
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	<b>(41,2)</b>	<b>13,9</b>	<b>-396,4%</b>	<b>63,5</b>	<b>(240,6)</b>	<b>126,4%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>180,7</b>	<b>117,2</b>	<b>54,2%</b>	<b>117,2</b>	<b>357,8</b>	<b>-67,2%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>139,5</b>	<b>131,1</b>	<b>6,4%</b>	<b>180,7</b>	<b>117,2</b>	<b>54,2%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(41,2)</b>	<b>13,9</b>	<b>-396,4%</b>	<b>63,5</b>	<b>(240,6)</b>	<b>126,4%</b>

<sup>(1)</sup> Os valores destes períodos referem-se aos números reapresentados em 09 de março de 2016.

## Anexo IV – GLOSSÁRIO

<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>Águas Profundas</b>	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
<b>Águas Rasas</b>	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
<b>Águas Ultraprofundas</b>	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
<b>Bacia</b>	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
<b>Bloco(s)</b>	Parte(s) de uma bacia sedimentar, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices e profundidade indeterminada, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.
<b>Boe ou Barril de óleo equivalente</b>	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m <sup>3</sup> de gás equivale a 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado, e 1 m <sup>3</sup> de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
<b>Concessão</b>	Outorga estatal de direito de acesso a uma determinada área e por determinado período de tempo, por meio da qual são transferidos, do país em questão à empresa concessionária, determinados direitos sobre os hidrocarbonetos eventualmente descobertos.
<b>Descoberta</b>	De acordo com a Lei do Petróleo, é qualquer ocorrência de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos minerais e, em termos gerais, reservas minerais localizadas na concessão, independentemente da quantidade, qualidade ou viabilidade comercial, confirmadas por, pelo menos, dois métodos de detecção ou avaliação (definidos de acordo com o contrato de concessão da ANP). Para ser considerada comercial, uma descoberta deverá apresentar retornos positivos sobre um investimento em condições de mercado para seu desenvolvimento e produção.
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>Farm-in e Farm-out</b>	Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Em uma mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-in</i> e a empresa que está vendendo os direitos de concessão está em processo de <i>farm-out</i> .
<b>Campo</b>	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
<b>FPSO</b>	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência. É um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
<b>GCOS</b>	Probabilidade de sucesso geológico ( <i>Geological Chance of Success</i> ).

<b>GCA</b>	Gaffney, Cline & Associates
<b>Kbpd</b>	Mil barris por dia ( <i>One thousand barrels per day</i> ).
<b>Operador(a)</b>	Empresa legalmente designada para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre a ANP e o concessionário.
<b>Operador Tipo A</b>	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	Acumulação potencial mapeada por geólogos e geofísicos onde há a probabilidade de que exista uma acumulação comercialmente viável de óleo e/ou gás natural e que esteja pronta para ser perfurada. Os cinco elementos necessários - geração, migração, reservatório, selo e trapeamento - para que exista a acumulação devem estar presentes, caso contrário não existirá acumulação ou a acumulação não será comercialmente viável.
<b>Recursos Contingentes</b>	Representam as quantidades de óleo, condensado, e gás natural que são potencialmente recuperáveis a partir de acumulações conhecidas pelo desenvolvimento de projetos, mas que no presente não são consideradas comercialmente recuperáveis por força de uma ou mais contingências.
<b>Recursos Contingentes 3C</b>	Alta estimativa de recursos contingentes para refletir uma faixa de incerteza, tipicamente se assume uma chance de 10% de sucesso de atingir ou exceder estimativa.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	Quantidade de petróleo que se antecipa ser comercialmente recuperável a partir da instauração de projetos de desenvolvimento em acumulações conhecidas, a partir de uma data, em condições definidas.
<b>Reservas 1P</b>	Soma de reservas provadas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas 3P</b>	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	São as quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, podem ser estimadas com certeza plausível, de serem comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.