

TERCEIRO TRIMESTRE DE 2016

# Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



## Teleconferência

Teleconferência  
Português (com tradução simultânea em inglês)  
10 de novembro de 2016  
09h00 (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 Resultados do 3T16

**Rio de Janeiro, 9 de novembro de 2016** – A QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), uma das principais empresas do setor de Exploração & Produção, com um portfólio único de ativos de produção, desenvolvimento e exploração de óleo e gás, anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre encerrado em 30 de setembro de 2016. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas no IFRS (*Internacional Financial Reporting Standards*, ou Normas Internacionais de Relatório Financeiro), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

- ▶ **A produção no Campo de Manati registrou média diária de 4,4 MMm<sup>3</sup> de gás no 3T16, refletindo o declínio no consumo de gás em todo o país. A capacidade de produção permanece em 6,0MMm<sup>3</sup>/dia, com reserva líquida de gás 2P para a QGEP de 4,9 bilhões de m<sup>3</sup> em 31/12/2015.**

---

- ▶ **A chegada do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta foi postergada para o 3T17 com primeiro óleo previsto para o final de 2017.**

---

- ▶ **QGEP assumiu participação da Pacific Brasil em três blocos exploratórios nas bacias de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão. A QGEP agora detém participação de 100% nos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 e de 65% no Bloco FZA-M-90.**

---

- ▶ **Receita líquida totalizou R\$108,4 milhões no 3T16, em linha com R\$112,1 milhões observada no 3T15.**

---

- ▶ **EBITDAX foi de R\$46,1 milhões no 3T16, em comparação com R\$61,9 milhões no 3T15, como resultado da menor produção em Manati e custos de manutenção não recorrentes no período.**

---

- ▶ **Lucro Líquido foi de R\$63,0 milhões no trimestre, em relação à R\$118,8 milhões no ano anterior. Essa redução reflete, principalmente, um menor resultado financeiro líquido devido ao impacto da apreciação do Real no caixa da Companhia.**

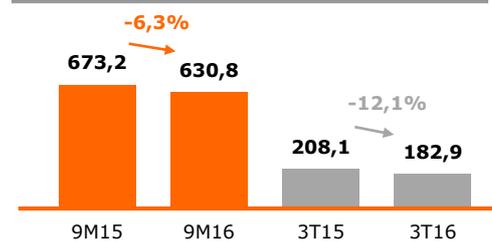
---

- ▶ **Saldo de caixa<sup>(1)</sup> de R\$1,2 bilhão ao final do trimestre; recursos garantidos para manter o programa de investimentos previsto para os próximos dois anos.**

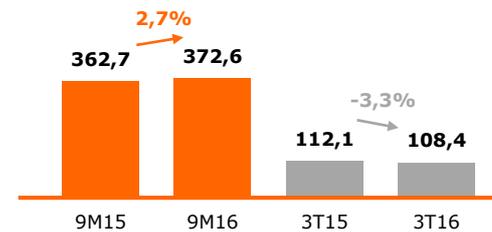
---

- ▶ **Fluxo de Caixa Operacional de R\$36,3 milhões no 3T16, comparado com R\$202,3 milhões no 3T15.**

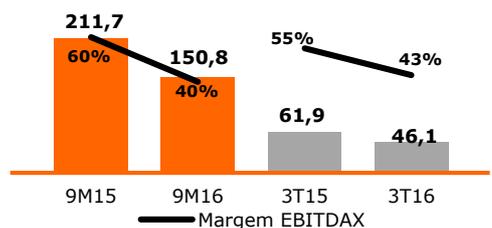
## Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)



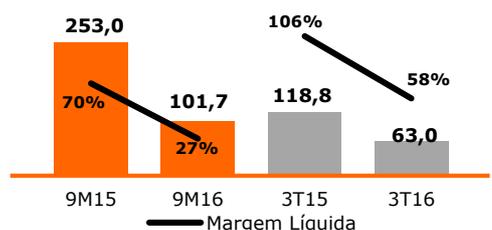
## Receita Líquida (R\$ milhões)



## EBITDAX (R\$ milhões)



## Lucro Líquido (R\$ milhões)



(1) Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

# Mensagem da Administração

Ao longo de 2016, a QGEP atuou de forma a enfrentar os obstáculos em um mercado altamente desafiador, devido ao cenário macroeconômico e do setor de óleo e gás. Controlamos os custos, mantivemos a solidez e liquidez do nosso balanço, e nos beneficiamos de oportunidades com o intuito de fortalecer nossa posição entre as empresas independentes operadoras do mercado brasileiro de óleo e gás. No momento, já há sinais de que as condições do setor estão começando a melhorar no Brasil, e que mudanças regulatórias estão atraindo investimentos de importantes empresas globais de petróleo. A QGEP está competitivamente bem posicionada para participar desse movimento e está atenta a oportunidades de melhoria em seu portfólio que poderão surgir no curto prazo.

No terceiro trimestre de 2016, nosso lucro líquido foi de R\$63 milhões, significativamente superior ao resultado do segundo trimestre de 2016. Ainda no mesmo período, tivemos a aquisição pela Statoil da participação no Bloco BM-S-8 e aumentamos nossa participação em blocos da Bacia de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, proporcionando a oportunidade para potenciais farm-outs no médio prazo.

Conforme havíamos antecipado, a produção do Campo de Manati registrou queda no terceiro trimestre, refletindo o declínio no consumo de gás em todo o país. A produção média de gás foi de 4,4MMm<sup>3</sup> por dia no período, em linha com a expectativa da Companhia de que a produção de gás no Campo de Manati registrará uma média de 5,1MMm<sup>3</sup> por dia no ano de 2016. Nossas operações no Campo são eficientes e rentáveis, e mesmo com uma taxa média de produção mais baixa, geraram EBITDA superior a R\$45 milhões nesse trimestre. Considerando o atual excesso de oferta no Brasil, estamos mantendo nossa expectativa de produção média de gás para o exercício de 2016, e estimamos que a produção de gás em 2017 registre uma média de 4,9MMm<sup>3</sup> por dia, com potencial crescimento ao longo do ano. Esta estimativa está em linha com as perspectivas do mercado, dada a projeção da atividade econômica e consequente demanda por gás na região nordeste.

Na última divulgação, já havíamos informado que a Statoil firmou um acordo para adquirir a participação de 66% da Petrobras no BM-S-8, bloco, que inclui uma parte significativa de nossa descoberta de Carcará. Esta aquisição trará maior visibilidade para o consórcio em relação ao cronograma do desenvolvimento para o ativo. A 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 meados de 2017.

Mais para frente neste relatório, forneceremos uma atualização detalhada a respeito do restante de nosso portfólio de ativos. No entanto é importante mencionar que a chegada programada do FPSO Petrojarl I no Campo de Atlanta foi postergada até o terceiro trimestre de 2017, devido a desafios relacionados com a adaptação da embarcação, e o primeiro óleo agora está previsto para o final de 2017. Estamos em discussão com a empresa contratada buscando mitigar os efeitos desse atraso.

Em termos de nossa posição financeira, fechamos o trimestre com um saldo de caixa de R\$1,2 bilhão, ou R\$4,78 por ação. Atualizamos nosso plano de investimento para 2016 e 2017, e essa posição de caixa, combinada com o fluxo de caixa operacional projetado, equacionam as nossas necessidades no período.

A atratividade do setor de óleo e gás do Brasil está em alta, e a QGEP estará atenta às oportunidades decorrentes dessa retomada. As iniciativas do governo alterando a regulamentação em relação ao conteúdo local e a abertura do pré-sal a outras operadoras estão criando um cenário propício para os nossos negócios. Estamos confiantes de que a experiência da QGEP como operador em águas profundas, os relacionamentos desenvolvidos por meio de parcerias com grandes corporações, além da diversidade e qualidade do nosso portfólio de ativos, nos colocam em uma excelente posição, de modo a nos beneficiarmos do crescimento do setor previsto para 2017 e para os próximos anos.

## Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reserva	Gás
Camamu	BCAM-40	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	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		65%*	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		100%*	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-337		100%*	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

\* Em 14 de outubro de 2016, a Companhia anunciou que firmou um acordo para assumir as participações acionárias detidas pela Pacific Brasil Exploração e Produção de Óleo e Gás Ltda. nos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337. A transação está sujeita à aprovação da ANP e demais órgãos reguladores.

# Produção e Desenvolvimento

## MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%

A produção média de gás no Campo de Manati foi de 4,4MMm<sup>3</sup> por dia no terceiro trimestre de 2016, em comparação com 5,0MMm<sup>3</sup> por dia registrados no 2T16 e 3T15. A produção média diária de janeiro até setembro deste ano foi de 5,1MMm<sup>3</sup>, em comparação com 5,5MMm<sup>3</sup> no mesmo período do ano passado. Os menores níveis de produção em 2016 continuam refletindo o excesso de oferta de gás no Brasil, associada ao declínio da atividade econômica. Assim como nos anos anteriores, o Campo de Manati permanece responsável pela produção de aproximadamente 30% do gás do nordeste do Brasil nos primeiros nove meses do ano.

Mesmo considerando uma menor produção no 3T16 e um aumento dos custos de extração de 49,8% na comparação anual, a margem EBITDA do campo no 3T16 foi de 59,2%. O aumento dos custos de extração foi decorrente do início da operação da estação de compressão em meados do 3T15, e dos custos de manutenção e pintura da plataforma.

O custo operacional relacionado à manutenção e pintura da plataforma foi de R\$8,2 milhões no 3T16, totalizando assim R\$24,4 milhões já incorridos nesta atividade. O valor total está estimado em R\$50 milhões e espera-se que o saldo remanescente seja incorrido até o final deste ano.

Com base nas informações atuais, nossa projeção para a produção média diária do campo em 2017 é de 4,9MMm<sup>3</sup>, ligeiramente abaixo de nossas expectativas para a produção média de 5,1MMm<sup>3</sup> em 2016. A base industrial brasileira tem potencial de se recuperar rapidamente e com a capacidade de produção média diária do campo em 6,0MMm<sup>3</sup>, estaremos bem posicionados para acomodar um aumento da demanda com o reaquecimento da economia.

## ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

Os desafios das atividades de adaptação do FPSO Petrojarl I, que está sendo customizado para Atlanta, resultaram em adiamentos na sua chegada ao Campo, agora programada para o terceiro trimestre de 2017. O FPSO Petrojarl I terá capacidade de produção de 30 kbbl por dia.

Com a nova data de chegada do FPSO no Campo, o Consórcio agora estima o início da produção de óleo do Sistema de Produção Antecipada (SPA) para o final de 2017. A produção inicial está prevista em 20 kbbl por dia a partir de dois poços de produção, ambos já perfurados e completados. O Consórcio poderá optar por perfurar um poço adicional, o que aumentará a produção para 30 kbbl por dia. Essa decisão se baseará em vários fatores, inclusive os preços vigentes do petróleo.

Em outubro de 2015, a Companhia assinou um contrato de venda do óleo do SPA de Atlanta com a Shell. As vendas de óleo serão *Free on Board* (FOB) no FPSO, com um Mecanismo de Preço *Netback*. O contrato tem prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano. Os demais sócios do Consórcio do Campo de Atlanta celebraram o mesmo tipo de acordo comercial com a Shell.

# Exploração

## BM-S-8

Participação: 10%

---

A perfuração de três poços e os testes de formação efetuados na descoberta de Carcará no Bloco BM-S-8 confirmaram que o petróleo é de alta qualidade, com uma grande coluna de óleo e alta produtividade, tornando o ativo um dos mais atrativos do pré-sal do Brasil.

Os testes realizados em 2015 no poço de Carcará Norte confirmaram que o óleo é da mesma acumulação identificada pelo poço descobridor e pelo Carcará Noroeste. O óleo apresenta API de 31° e ausência de contaminantes. O Consórcio estima que a coluna de óleo tenha pelo menos 530 metros. Até o momento, mesmo após a perfuração de três poços em Carcará, o contato óleo-água não foi identificado.

Em julho de 2016, a Statoil adquiriu a participação da Petrobras de 66% no BM-S-8. De acordo com declarações emitidas pela Statoil com relação ao potencial deste Bloco, essa aquisição reforça a relevância do ativo tanto para o setor como para a Companhia. A operação, que já foi aprovada pelo CADE, está aguardando aprovação final pela ANP. A 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.

Segundo o Plano de Avaliação em andamento, a próxima fase envolverá a perfuração do prospecto do pré-sal Guanxuma, situado 30km à sudoeste de Carcará e testes no poço Carcará Noroeste, ambos programados para ter início no final de 2017.

## CAL-M-372

Participação: 20%

---

As atividades no CAL-M-372 continuam aguardando a licença ambiental do IBAMA, atualmente prevista para ser obtida em 2018. Assim que a licença for emitida, o Consórcio perfurará um poço pioneiro no prospecto CAM#01.

O Consórcio solicitou à ANP a postergação dos prazos da Concessão por conta das condições atuais de mercado e das incertezas em relação ao processo de licenciamento ambiental.

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

---

Os dados sísmicos dos blocos das Bacias de Foz do Amazonas, Ceará e Espírito Santo foram adquiridos e processados. Os Consórcios estão interpretando os dados visando melhor avaliar o potencial desses blocos. Para os blocos da Bacia de Pará-Maranhão, estamos aguardando o processamento dos dados sísmicos preliminares, que deverá ocorrer até o final de 2016.

No início de outubro de 2016, a Companhia anunciou a celebração de um acordo com a Pacific Brasil para assumir sua participação em três blocos exploratórios, sendo um na Bacia de Foz do Amazonas e dois na Bacia do Pará-Maranhão (PAMA). Como parte do acordo, a Pacific quitou a inadimplência de R\$51,2 milhões referente à aquisição de sísmica para os blocos de PAMA e também antecipou à QGEP o valor de US\$10 milhões, como parte das obrigações mínimas assumidas nos blocos. Com esse acordo, a QGEP irá deter uma participação de 100% nos Blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 e de 65% no Bloco FZA-M-90,

permitindo assim a realização de operações farm-outs no médio prazo. A transação está sujeita à aprovação da ANP e demais órgãos reguladores.

A Companhia tem o compromisso de perfurar quatro poços exploratórios até 2018. 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, conforme mencionado acima.

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

Participação: 100%; Operadora

Ambos os blocos estão localizados em águas ultra-profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 quilômetros da costa, e abrangem uma área total de 1.512 km<sup>2</sup>.

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.

## Desempenho Financeiro

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

	3T16	3T15 <sup>(1)</sup>	Δ%	9M16	9M15 <sup>(1)</sup>	Δ%
<b>Receita líquida</b>	<b>108,4</b>	<b>112,1</b>	<b>-3,3%</b>	<b>372,6</b>	<b>362,7</b>	<b>2,7%</b>
Custos	(57,4)	(57,3)	0,2%	(185,6)	(182,7)	1,6%
<b>Lucro bruto</b>	<b>51,0</b>	<b>54,8</b>	<b>-6,9%</b>	<b>187,0</b>	<b>179,9</b>	<b>3,9%</b>
<b>Receitas (Despesas) operacionais</b>						
Despesas gerais e administrativas	(13,4)	(9,7)	38,1%	(34,4)	(36,4)	-5,5%
Equivalência patrimonial	0,1	(0,4)	-125,0%	0,3	(0,8)	-137,5%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(6,0)	(7,9)	-24,1%	(51,3)	(34,1)	50,4%
Outras despesas operacionais líquidas	0,0	0,3	-100,0%	(2,6)	0,3	N/A
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>31,7</b>	<b>37,0</b>	<b>-14,3%</b>	<b>98,9</b>	<b>108,9</b>	<b>-9,2%</b>
Resultado financeiro líquido	37,1	133,4	-72,2%	13,1	242,5	-94,6%
<b>Lucro antes dos impostos e contribuição social</b>	<b>68,9</b>	<b>170,5</b>	<b>-59,6%</b>	<b>112,0</b>	<b>351,4</b>	<b>-68,1%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(5,9)	(51,6)	-88,6%	(10,3)	(98,4)	-89,5%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido</b>	<b>63,0</b>	<b>118,9</b>	<b>-47,0%</b>	<b>101,7</b>	<b>253,0</b>	<b>-59,8%</b>
<b>Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>52,3</b>	<b>202,3</b>	<b>-74,1%</b>	<b>141,1</b>	<b>442,0</b>	<b>-68,1%</b>
<b>EBITDAX<sup>(2)</sup></b>	<b>46,1</b>	<b>61,9</b>	<b>-25,5%</b>	<b>150,7</b>	<b>211,7</b>	<b>-28,8%</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 deste período 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.

O fluxo de caixa consistente gerado pelo Campo de Manati proveu à companhia recursos suficientes para cobrir os custos operacionais e continuar financiando seus projetos de exploração. No terceiro trimestre, os resultados financeiros consolidados foram impactados pela baixa produção de gás, refletindo a difícil condição econômica no Brasil, o que criou uma redução na demanda industrial por gás. Além disso, houve declínio no resultado financeiro do período 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 47,0% quando comparado ao 3T15. A redução do EBITDAX foi menor, e a margem EBITDAX atingiu 41,7%. A companhia encerrou o trimestre com caixa positivo e balanço de equivalentes de caixa de R\$1,2 bilhão, provendo amplos recursos para os investimentos futuros.

### Destaques Financeiros do 3T16:

- ▶ A receita líquida foi de R\$108,4 milhões, uma redução de 3,3% quando comparada aos R\$112,1 milhões do 3T15. Esse declínio foi decorrente da queda na produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 4,4MMm<sup>3</sup> no 3T16, comparado a 5,0MMm<sup>3</sup> por dia no 3T15. A queda da produção foi parcialmente compensada pelo reajuste anual dos preços do gás de Manati em janeiro de 2016.
- ▶ Os custos operacionais totalizaram R\$57,4 milhões no trimestre, em linha com os R\$57,3 milhões registrados no 3T15.
  - Despesas com amortização foram de R\$13,2 milhões, queda de 44,5% em comparação a R\$23,8 milhões no 3T15. A queda na amortização reflete o impacto da variação cambial sobre a provisão de abandono na comparação trimestral e a revisão de seu valor por parte do operador ocorrida no 4T15.
  - Custos de produção foram de R\$20,6 milhões, comparados a R\$17,7 milhões no 3T15. Os valores mais elevados refletem um trimestre completo de operação da estação de compressão no 3T16, comparado a apenas meio trimestre no 3T15. O custo de manutenção totalizou R\$10,1 milhões, R\$7,1 milhões superior ao 3T15 em função da manutenção e pintura da plataforma em andamento no Campo.
  - Royalties e Participação Especial ficaram estáveis em relação ao 3T15. Mesmo com o menor volume de gás produzido no 3T16 em comparação ao 3T15, esta queda foi parcialmente compensada pelo reajuste anual do preço de gás de Manati em janeiro de 2016.

### Custos operacionais (R\$ milhões)

	3T16	3T15 <sup>(1)</sup>	Δ%	9M16	9M15 <sup>(1)</sup>	Δ%
Depreciação e amortização	13,2	23,8	-44,5%	49,1	90,7	-45,9%
Custos de produção	20,6	17,7	16,4%	60,8	42,8	42,1%
Custos de manutenção	10,1	3,0	236,7%	30,0	7,8	284,6%
Royalties	8,4	8,6	-2,8%	28,6	27,7	3,4%
Participação especial	1,4	1,3	14,3%	5,2	5,8	-10,2%
P&D	1,3	1,3	0,0%	4,4	4,0	10,6%
Outros	2,4	1,6	50,0%	7,4	4,0	86,6%
<b>TOTAL</b>	<b>57,4</b>	<b>57,3</b>	<b>0,2%</b>	<b>185,6</b>	<b>182,7</b>	<b>1,5%</b>

(1) Os valores deste período referem-se aos números rerepresentados em 09 de março de 2016.

- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$13,4 milhões, aumento de 38,1% quando comparadas ao 3T15. O aumento ano a ano foi decorrente principalmente de menores atividades nos blocos operados, diminuindo assim o repasse dos custos aos parceiros.
- ▶ Os gastos exploratórios somaram R\$6,0 milhões, comparado a R\$7,9 milhões em relação ao 3T15, devido a menores gastos com sísmica no 3T16.
- ▶ EBITDAX foi de R\$46,1 milhões no 3T16, em comparação com R\$61,9 milhões no 3T15, como resultado da menor produção em Manati e custos de manutenção não recorrentes no período.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$37,1 milhões, comparado a R\$133,4 milhões registrados no 3T15. A redução em relação ao ano anterior reflete a apreciação do real no 3T16, diferentemente da desvalorização expressiva ocorrida no 3T15, que teve impacto positivo nas aplicações financeiras da QGEP denominadas em dólar.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$36,3 milhões, comparado a R\$202,3 milhões no 3T15.

### **Destaques Financeiros do 9M16:**

- ▶ Receita líquida atingiu R\$372,6 milhões, aumento de 2,7% quando comparada aos R\$362,7 milhões no 9M15. Este aumento reflete o preço ajustado do gás de Manati em janeiro de 2016.
- ▶ Os custos operacionais totalizaram R\$185,6 milhões, aumento de 1,5% sobre os R\$182,7 milhões registrados no 9M15, em função de maiores custos de produção e manutenção no 3T16, parcialmente compensados por menores custos de depreciação e amortização.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$13,1 milhões, contra R\$242,5 milhões registrados nos 9M15. Assim como no terceiro trimestre, a variação reflete uma maior estabilidade do real perante o dólar no período.
- ▶ O EBITDAX foi de R\$150,7 milhões, queda de 28,8% em relação ao 9M15, devido aos maiores custos operacionais relacionados ao início da operação da estação de compressão de Manati e de maiores gastos exploratórios com a aquisição de sísmica para os blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP no 9M16.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$125,1 milhões, comparado a R\$442,0 milhões no 9M15.

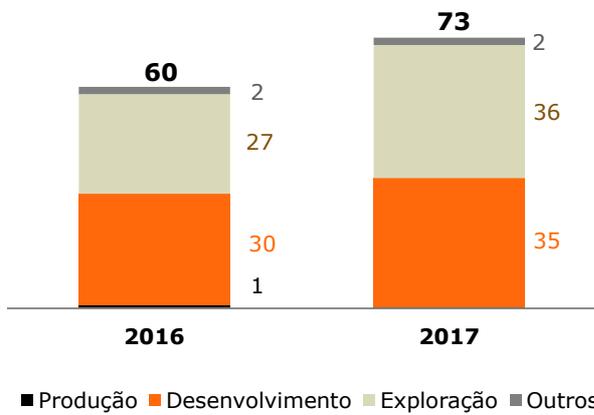
## **CAPEX E OUTROS GASTOS EXPLORATÓRIOS**

Com uma abordagem disciplinada em relação à investimentos, aliada à rígidos controles sobre as despesas, a QGEP mantém 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 à sua participação no respectivo ativo.

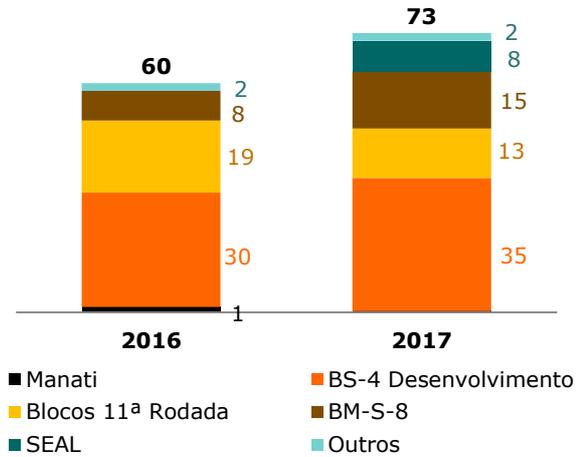
O CAPEX para 2016 está orçado em US\$60 milhões, dos quais US\$30 milhões são previstos para o Campo de Atlanta e US\$19 milhões na aquisição e análise de dados sísmicos dos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP. Até setembro, a QGEP já havia despendido US\$42 milhões.

A Companhia estima investir o montante de US\$73 milhões em 2017. Esse valor inclui US\$35 milhões para o Campo de Atlanta e US\$36 milhões em atividades de exploração, sendo US\$15 milhões destinados às atividades no Bloco BM-S-8 e US\$13 milhões relativos à aquisição de sísmica para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

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



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



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

Ao final do 3T16, a Companhia possuía saldo e equivalentes de caixa de R\$1,2 bilhão. Em 30 de setembro, a QGEP detinha aproximadamente 28% do seu caixa investido em fundos cambiais, com o objetivo de proteger sua capacidade de investimento no longo prazo.

O saldo remanescente é investido em instrumentos denominados em reais. Em 30 de setembro de 2016, o retorno médio anual desses investimentos foi de 102,39% do CDI e 82,31% dos fundos tinha liquidez diária.

O endividamento total em 30 de setembro de 2016 era de R\$370,0 milhões. Esses empréstimos consistem em R\$252,1 milhões oriundos de linhas de crédito 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, à taxa fixa de 3,5% ao ano, e outra à taxa flutuante ligada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos, com início do pagamento em setembro de 2016, 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 30 de setembro de 2016 era de R\$865,6 milhões.

## Créditos com Parceiros

Refletem 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.

Em 30 de setembro de 2016, o saldo total de crédito com parceiros era de R\$101,5 milhões, sendo R\$57,4 milhões referentes à Pacific Brasil Exploração e Produção de Oleo e Gás Ltda ("Pacific"), R\$32,2 milhões referentes à parcela da consorciada OGX Petróleo e Gás S.A. - Recuperação Judicial (denominada "OGX") e R\$11,9 milhões de outros consorciados.

Em relação a Pacific, o valor de R\$51,2 milhões foi quitado em outubro e o saldo remanescente será compensado quando da aprovação pela ANP da transferência das participações dos blocos FZA-M-90, PAMA-M-265 e PAMA-M-337 para a QGEP.

Do valor total referente a OGX, R\$23,8 milhões encontram-se vencidos em 30 de setembro de 2016. Ainda em setembro, foi emitido um "cash call" para esta companhia no valor de R\$6,0 milhões, com vencimento em outubro. Até a data da aprovação destas demonstrações financeiras, não foi identificado o recebimento do valor total de R\$29,8 milhões.

Além disso, foram emitidas solicitações de aporte para a OGX Netherlands B.V, no montante total de US\$ 6,1 milhões, as quais não foram quitadas até a data de aprovação destas demonstrações financeiras. Este valor foi carregado pela FR Barra 1 S.à r.l. e QGEP Netherlands B.V no montante de US\$3,1 milhões cada.

Considerando a atual situação da parceira OGX, a qual se encontra em recuperação judicial, a QGEP está monitorando este processo visando à mitigação de potenciais 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

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ  
CEP: 20031-918  
Telefone: 55 21 3509-5959  
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 e semestres findos em 30 de setembro de 2015 e 30 de setembro de 2016 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

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

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

	3T16	3T15 <sup>(1)</sup>	Δ%	9M16	9M15 <sup>(1)</sup>	Δ%
Lucro Líquido	63,0	118,9	-47,0%	101,7	253,0	-59,8%
Depreciação e amortização	14,2	24,8	-42,8%	52,0	93,4	-44,3%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(37,1)	(133,4)	-72,2%	(13,1)	(242,5)	-94,6%
Imposto de renda e contribuição social	5,9	51,6	-88,6%	10,3	98,4	-89,6%
<b>EBITDA<sup>(2)</sup></b>	<b>45,9</b>	<b>61,8</b>	<b>-25,8%</b>	<b>150,9</b>	<b>202,3</b>	<b>-25,4%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(3)</sup>	0,2	0,1	237,6%	(0,2)	9,4	-101,6%
<b>EBITDAX<sup>(4)</sup></b>	<b>46,1</b>	<b>61,9</b>	<b>-25,5%</b>	<b>150,8</b>	<b>211,7</b>	<b>-28,8%</b>
Margem EBITDA <sup>(5)</sup>	42,3%	55,2%	-23,2%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX <sup>(6)</sup>	42,6%	55,2%	-22,9%	39,6%	59,8%	-33,7%
Caixa Líquido <sup>(7)</sup>	865,6	1.037,6	-16,6%	865,6	1.037,6	-16,6%
Dívida Líquida/EBITDAX	(4,1)	(3,7)	11,2%	(4,1)	(3,7)	11,2%

<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

	3T16	2T16	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.308,2</b>	<b>1.357,3</b>	<b>-3,6%</b>
Caixa e equivalente de caixa	104,0	153,0	-32,0%
Aplicações financeiras	955,2	961,3	-0,6%
Contas a receber	87,0	85,3	1,9%
Créditos com parceiros	101,5	89,1	13,9%
Estoques	3,0	2,9	0,5%
Impostos e contribuição a recuperar	38,4	53,6	-28,4%
Outros	19,3	12,0	60,1%
<b>Não Circulante</b>	<b>2.097,3</b>	<b>2.061,2</b>	<b>1,8%</b>
Caixa restrito	115,4	108,4	6,5%
Aplicações financeiras	174,5	168,6	3,5%
Estoques não circulante	54,5	55,0	-0,9%
Partes Relacionadas	0,0	0,0	N/A
Impostos a recuperar	4,4	3,6	20,5%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	44,7	44,4	0,6%
Investimentos	131,0	122,5	6,9%
Imobilizado	843,8	829,2	1,8%
Intangível	727,4	727,8	-0,1%
Outros ativos não circulantes	1,6	1,6	-2,5%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>3.405,5</b>	<b>3.418,5</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>163,4</b>	<b>237,5</b>	<b>-31,2%</b>
Fornecedores	66,1	155,0	-57,4%
Impostos e contribuição a recolher	22,0	19,9	10,6%
Remuneração e obrigações sociais	9,0	7,4	21,0%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	1,1	1,1	1,0%
Empréstimos e financiamentos	36,5	30,4	19,8%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	14,0	14,6	-3,8%
Seguros a pagar	0,0	6,0	-100,0%
Outros	14,8	3,1	380,1%
<b>Não Circulante</b>	<b>515,1</b>	<b>519,6</b>	<b>-0,9%</b>
Empréstimos e financiamentos	331,7	340,2	-2,5%
Provisão para abandono	181,0	179,4	0,9%
Outras contas a pagar	2,5	0,0	N/A
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.727,0</b>	<b>2.661,4</b>	<b>2,5%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	15,1	13,5	12,4%
Reserva de Lucros	572,1	572,1	0,0%
Reserva de Capital	40,9	40,0	2,4%
Ações em Tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Lucro líquido do período	101,7	38,8	162,5%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.405,5</b>	<b>3.418,5</b>	<b>-0,4%</b>

# Anexo III – FLUXO DE CAIXA

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

	3T16	3T15 <sup>(1)</sup>	Δ%	9M16	9M15 <sup>(1)</sup>	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>63,0</b>	<b>118,9</b>	<b>-47,0%</b>	<b>101,7</b>	<b>253,0</b>	<b>-59,8%</b>
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	(0,1)	0,4	-119,1%	(0,3)	0,8	-132,2%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	14,2	24,8	-42,8%	52,0	93,4	-44,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(0,3)	1,6	-116,8%	0,9	15,5	-94,4%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	4,5	4,1	9,9%	13,4	10,5	28,0%
Baixa de imobilizado	(0,0)	(18,9)	-100,0%	71,7	0,2	N/A
Provisão para plano de opção de ações	(0,2)	1,5	-113,7%	3,0	4,8	-37,3%
Provisão para imposto renda e contribuição social	10,5	121,5	-91,4%	9,4	82,9	-88,7%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(1,7)	1,3	-226,2%	(1,7)	3,6	-146,6%
Variação cambial/Outros	0,0	13,4	-100,0%	0,0	(7,6)	-100,0%
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>(6,2)</b>	<b>68,4</b>	<b>-109,1%</b>	<b>(30,5)</b>	<b>13,2</b>	<b>-330,3%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>(31,4)</b>	<b>(134,7)</b>	<b>-76,7%</b>	<b>(80,7)</b>	<b>(28,3)</b>	<b>184,7%</b>
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	52,3	202,3	-74,1%	141,1	442,0	-68,1%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(97,9)	(254,2)	-61,5%	(145,8)	(507,9)	-71,3%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(3,0)	0,0	N/A	(41,7)	79,2	-152,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	1,7	35,9	-95,3%	(28,2)	40,9	-169,1%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(47,0)	(16,0)	193,7%	(74,6)	54,2	-237,7%
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>153,0</b>	<b>187,3</b>	<b>-18,3%</b>	<b>180,7</b>	<b>117,2</b>	<b>54,2%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>104,0</b>	<b>171,3</b>	<b>-39,3%</b>	<b>104,0</b>	<b>171,3</b>	<b>-39,3%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(49,0)</b>	<b>(16,0)</b>	<b>206,6%</b>	<b>(76,6)</b>	<b>54,2</b>	<b>-241,5%</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>Free on Board (FOB)</b>	Modalidade de repartição de responsabilidades, direitos e custos entre comprador e vendedor no comércio de mercadorias. Na modalidade FOB, o exportador é responsável pelos custos de transporte e seguro da carga somente até que esta seja embarcada no navio. A partir desse ponto, o importador torna-se responsável pelo pagamento do transporte e do seguro.
<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>Mecanismo de Preço Netback</b>	Esse mecanismo consiste em considerar a receita de óleo, deduzindo todos os custos associados ao transporte do óleo do seu local de produção até o seu destino final.
<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.