

TERCEIRO TRIMESTRE DE 2015

# Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



## Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

12 de novembro de 2015

12h00 (Horário de Brasília)

09h00 (Horário de Nova Iorque)

*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



**queiroz galvão**

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

# QGEP divulga seus resultados do 3T15

**Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2015** – 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 terceiro trimestre e do período de nove meses encerrado em 30 de setembro de 2015. 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) e práticas contábeis adotadas no Brasil, conforme descrito na seção financeira desse relatório.

- ▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 5,0 milhões de m<sup>3</sup>, mesmo com a interrupção de 13 dias para interligar a estação de compressão**

---

- ▶ **Com o início da operação da compressão, a capacidade de produção em Manati retornou a 6,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia**

---

- ▶ **Aquisição de dois blocos exploratórios de alto potencial na Bacia de Sergipe-Alagoas, na 13<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP**

---

- ▶ **No Bloco BM-S-8, a perfuração dos poços de extensão confirma a continuidade da acumulação de Carcará para norte e noroeste do descobridor**

---

- ▶ **Contrato de venda de óleo assinado com a Shell por um período de três anos para a produção do SPA de Atlanta**

---

- ▶ **EBITDAX de R\$61,9 milhões no 3T15, comparado aos R\$65,3 milhões no 3T14**

---

- ▶ **Lucro líquido de R\$19,9 milhões no trimestre comparado aos R\$42,5 milhões no 3T14, em função do impacto não caixa da variação cambial sobre provisão de abandono, parcialmente compensada pela maior receita financeira**

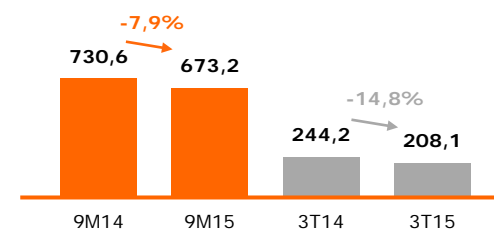
---

- ▶ **Fluxo de caixa operacional de R\$202,3 milhões no 3T15 comparado a R\$140,6 milhões no 3T14**

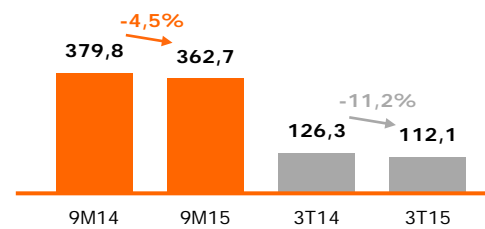
---

- ▶ **Saldo de caixa\* de R\$1,4 bilhão**

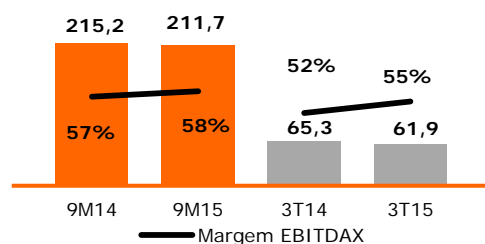
## Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)



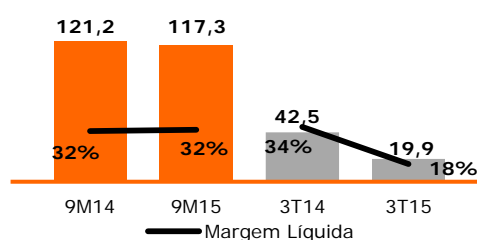
## Receita Líquida (R\$ milhões)



## EBITDAX (R\$ milhões)



## Lucro Líquido (R\$ milhões)



\*Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras.

## Mensagem da Administração

O terceiro trimestre de 2015 foi um período de realizações positivas para a QGEP. A capacidade de produção no Campo de Manati retornou ao patamar diário de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> com a finalização da construção e interligação da estação de compressão. Somado a isto, ainda no trimestre, também ocorreu a conclusão da perfuração dos poços de extensão da descoberta de Carcará e, em outubro, a participação bem-sucedida na 13<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP com a aquisição de dois blocos de alto potencial na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Neste terceiro trimestre, a produção média no Campo de Manati totalizou 5,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia, já considerando a interrupção de 13 dias para interligação e comissionamento da estação de compressão de gás. Esse nível de produção foi superior aos 4,5 milhões de m<sup>3</sup> por dia inicialmente previstos, refletindo tanto a maior produtividade do Campo como a demanda atual pelo gás de Manati. Em função das incertezas que envolvem as projeções econômicas para o Brasil, nossas expectativas iniciais para 2016 são de uma produção média de 5,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia, abaixo da capacidade de produção do Campo de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Manati é um campo importante para o mercado de gás do Nordeste, já que se localiza próximo a grandes indústrias e oferece acesso a uma fonte estável de energia a custos competitivos. Na nossa visão, a produção mantendo-se nessa faixa ainda nos retorna margens EBITDA robustas, já incluindo os custos adicionais associados à estação de compressão.

As atividades de desenvolvimento seguem conforme planejadas. O FPSO contratado para a produção em Atlanta está em Rotterdam sendo customizado para se adequar às condições técnicas específicas do Campo. Além disso, nosso processo de licenciamento ambiental encontra-se em andamento junto ao IBAMA. Em outubro, assinamos um contrato com a Shell para a comercialização da nossa parte da produção do óleo do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo. Esse acordo, com uma das maiores tradings globais de petróleo, conclui todo o processo necessário para a produção e monetização do óleo do SPA de Atlanta.

No Bloco BM-S-8, o Consórcio concluiu a perfuração de dois poços de extensão da descoberta de Carcará. Os dados de pressão de ambos os poços, Carcará Norte e Carcará Noroeste, indicou que se trata da mesma acumulação identificada pelo poço descobridor, localizado a 5 km de cada um dos poços de extensão. Carcará é uma acumulação de óleo leve, livre de contaminantes, em reservatórios do pré-sal, com uma coluna de óleo de pelo menos 530 metros. O contato óleo/água da acumulação ainda não foi identificado. Um teste de formação a poço revestido (TFR) foi iniciado em Carcará Norte para avaliar o reservatório e sua capacidade de produção, um importante passo na direção do desenvolvimento do Campo.

Reafirmamos o posicionamento único da QGEP no setor de Exploração e Produção no Brasil, com base em nossa expertise técnica, contínua otimização do nosso portfólio de ativos e disciplina financeira. Assim, estávamos preparados para, no início de outubro, adquirir direitos de participação em dois blocos na 13<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP. Estes blocos estão localizados em águas ultra profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, na qual outras seis descobertas de óleo de excelente qualidade estão em fase de delimitação. Sergipe-Alagoas é considerada uma bacia de baixo risco exploratório, onde já se tem produção estabelecida em águas rasas e profundas. Baseado nestes fatores, acreditamos que nosso investimento se deu em uma condição bastante favorável.

O terceiro trimestre foi mais um período de resultados financeiros positivos para a QGEP, com destaque para o EBITDAX que totalizou R\$61,9 milhões no período, mesmo com a menor produção em Manati. A Companhia continua a se distinguir pela qualidade de seus ativos e pelo rigor de suas práticas empresariais e financeiras. Essas características são essenciais em tempos desafiadores no ambiente de negócios. Continuamos cuidadosos e diligentes na abordagem de decisões de investimento, e atentos às oportunidades que podem gerar valor aos nossos acionistas.

Encerramos os primeiros nove meses de 2015 com uma base de ativos bem diversificada, que agora abrange nove importantes bacias brasileiras. Continuamos focados na entrega de resultados, neste e nos

próximos anos, já que teremos um ativo adicional já produzindo em 2016, bem como os dados requeridos para avaliar a capacidade de produção da nossa descoberta de Carcará.

## Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reservas	Gás
Camamu	BCAM-40	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto de Canavieiras	100%	Prospectivo/ Contingente	Óleo-Gás
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto Externo	100%	Prospectivo	Óleo-Gás
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/ Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reservas	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 5,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia no 3T15, inferior aos 5,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia registrados no 2T15 e aos 5,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia produzidos no 3T14. Tal redução é resultado da interrupção de 13 dias na produção entre os meses de julho e agosto para interligar a estação de compressão de gás às facilidades do Campo. A estação de compressão está agora em plena operação e a capacidade de produção já retornou ao patamar de 6,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Com base na produção anual acumulada e a capacidade de produção atual, a QGEP estima que a produção média para o ano de 2015 seja ligeiramente superior à expectativa anterior, que era de 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Nossas expectativas iniciais para 2016 são de uma produção média de 5,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia, mesmo considerando o retorno da capacidade de produção do Campo para 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia, em função do possível impacto na demanda de gás decorrente da retração da atividade econômica do nordeste.

Os custos operacionais anuais relativos à estação de compressão, líquidos para a QGEP, serão de aproximadamente US\$12 milhões por ano, com a maior parte destes custos denominados em dólar. Este valor é adicionado aos custos operacionais atuais do Campo. Mesmo com o acréscimo nos custos de produção, a margem EBITDA média para os próximos anos do Campo ficará em cerca de 60% da receita líquida, refletindo a rentabilidade da operação de Manati.

Em julho de 2015, a QGEP assinou o aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati. O consórcio mantinha um contrato para a venda de gás do Campo com a Petrobras, o qual previa a compra de um volume de 23 bilhões de m<sup>3</sup> de gás, com cláusula de *take or pay*. O aditivo eleva o volume contratado para toda a reserva do Campo, mantendo os demais termos e condições similares ao contrato original. O preço do gás é denominado em Real e reajustado em bases anuais de acordo com índice contratual de inflação brasileiro.

Em 12 de agosto de 2015, a QGEP divulgou a curva de capacidade de produção projetada (2P) para o Campo de Manati, com base na certificação da Gaffney, Cline & Associates (GCA). A capacidade de produção 2P projetada foi de 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2015 e 2016, apresentando redução a partir de 2017. A Certificação indica que em 31 de dezembro de 2014 as reservas 2P totalizavam 13,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural (cerca de 85,2 milhões de boe de gás).

## ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora

O Consórcio segue com a implementação do SPA de Atlanta no Bloco BS-4, com o primeiro óleo previsto para início do segundo semestre de 2016 e potencial de produção de 25 mil bbl/dia através de dois poços horizontais por um período de três anos. Ambos os poços de produção já foram perfurados e equipados com bombas centrífugas submersas submarinas e árvores de natal molhadas. O Consórcio poderá adicionar um terceiro poço ao sistema, o que aumentaria a capacidade de produção média para 30 mil bbl/dia. O consórcio está avaliando a melhor oportunidade para a perfuração deste poço.

O Consórcio contratou o FPSO Petrojarl I para o SPA de Atlanta. O FPSO, que está atualmente sendo adaptado em Rotterdam, tem capacidade de produção de 30 mil bbl/dia, armazena até 180 mil barris de óleo, e deverá chegar ao Campo no primeiro semestre de 2016. O afretamento, bem como o contrato de operação e manutenção do FPSO, têm duração de cinco anos, com cláusula de rescisão válida após o terceiro ano. O processo de obtenção das licenças necessárias para instalação e operação de Atlanta

estão em andamento no IBAMA. Também encontra-se em andamento o processo de aprovação da documentação de segurança operacional junto a ANP.

Em outubro, a Companhia assinou o contrato (COSA - Crude Oil Sales Agreement) para a comercialização da sua parte na produção do SPA de Atlanta com a Shell Western Supply and Trading Ltd (Shell). O COSA tem prazo de três anos, com a possibilidade de extensão por mais um ano, e as vendas de óleo serão Free on Board (FOB) para a Shell no FPSO, com um mecanismo de preço *netback*. Os demais consorciados do Campo de Atlanta celebraram o mesmo tipo de acordo comercial com a Shell.

Em maio de 2014, a QGEP divulgou os resultados do relatório independente de certificação de reservas do Campo de Atlanta, elaborado pela Gaffney, Cline & Associates (GCA) e datado de 31 de março de 2014. Os destaques do relatório são reservas 1P de 147 milhões de bbl, 2P de 191 milhões de bbl e 3P de 269 milhões de bbl de óleo.

## Exploração

### BM-S-8

Participação: 10%

A perfuração dos dois poços de extensão de Carcará, concluídos este ano, indicou a continuidade da acumulação para norte e noroeste do poço descobridor, como indicado pela análise das pressões. Dados disponíveis até o momento indicam que a coluna de óleo na acumulação é de pelo menos 530 metros. Os poços de extensão confirmaram o modelo geológico utilizado para a área, demonstrando o grande potencial da descoberta. Tanto Carcará Norte como Carcará Noroeste, situados a cerca de 5 km do descobridor, não identificaram o contato óleo-água da acumulação.

Carcará é uma descoberta de óleo leve de 31° API, livre de contaminantes (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S), em reservatórios carbonáticos de excelente qualidade no pré-sal da Bacia de Santos. Está localizado a aproximadamente 226 quilômetros da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de cerca de 2.200 metros.

Atualmente, está em andamento um teste de formação a poço revestido (TFR) em Carcará Norte para avaliar a produtividade e características dos reservatórios, bem como as propriedades do fluido. As informações deste teste serão utilizadas para planejar a infraestrutura de produção e a sua conclusão está prevista até o final do ano.

Já no prospecto de Guanxuma, o início da perfuração está previsto para o final de 2016/2017. Guanxuma está localizado na seção do pré-sal da Bacia de Santos, 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará.

### BM-J-2

Participação: 100%

A QGEP realizou o reprocessamento sísmico 3D e está na fase final da reinterpretação geológica e geofísica dos dados do Bloco BM-J-2, no qual a Companhia é operadora e detém 100% de participação. De acordo com o previsto no Plano de Avaliação da Descoberta (PAD) aprovado pela ANP, a QGEP tem até o final de 2015 para decidir sobre os próximos passos do Bloco. O montante total deste ativo contabilizado até 30 de setembro de 2015 é de R\$333,7 milhões.

O PAD para o Bloco BM-J-2 está relacionado à Notificação de Descoberta protocolada junto à ANP em agosto de 2013, baseada na identificação de potenciais zonas de interesse na seção pré-sal do poço 1-QG-5A-BAS, também conhecido como Alto de Canavieiras.



## CAL-M-372

Participação: 20%

As atividades no CAL-M-372 continuam aguardando a licença de perfuração do IBAMA, cuja expectativa atual é que seja concedida em 2016. Assim que a licença for obtida, o Consórcio perfurará um poço pioneiro no prospecto CAM#01. O CAPEX para essa perfuração, líquido para a QGEP, será de cerca de US\$40 milhões.

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

A QGEP segue com o processo de contratação e obtenção de dados sísmicos dos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP em 2013.

Os dados dos blocos das bacias do Espírito Santo e Foz do Amazonas já foram adquiridos e estão em fase de processamento pelos consórcios. Já na Bacia de Ceará, em setembro, foi iniciada a aquisição de dados sísmicos pela PGS, que deve ser concluída ainda este ano. Nos blocos da Bacia do Pará-Maranhão, está sendo aguardada a emissão da licença ambiental para se iniciar os trabalhos de aquisição sísmica.

O custo total líquido para a QGEP relativo à aquisição de dados sísmicos e outros gastos associados aos blocos da 11ª Rodada de Licitações deverá ser de aproximadamente US\$50 milhões em 2015-2016. Em linha com os compromissos assumidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, a QGEP também se compromete a investir cerca de US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios a partir de 2017. Os custos reais de perfuração podem vir a ser menores, refletindo a redução dos valores para perfuração observados no setor.

## Desenvolvimentos Recentes

- ▶ Em 8 de outubro de 2015, a QGEP anunciou que adquiriu participação em dois blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas na 13ª Rodada de Licitações da ANP. Os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428 estão localizados entre 80 e 100 km de distância da costa, em águas ultra profundas, com área total de 1.512 km<sup>2</sup>. A QGEP adquiriu 100% de participação em ambos os blocos. A QGEP desembolsará R\$100,0 milhões em bônus de assinatura pelas duas participações, sendo R\$63,9 milhões para o Bloco SEAL-M-351 e R\$36,1 milhões para o Bloco SEAL-M-428. Ambos os blocos foram adquiridos pelas ofertas mínimas, bônus, PEM e conteúdo local, requeridas pela ANP na licitação. A fase exploratória compreende um período de cinco anos para o cumprimento do PEM, e outro de dois anos para a eventual perfuração de poços. O investimento em aquisição de dados sísmicos está estimado entre US\$15-20 milhões.

# Desempenho Financeiro

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

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

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.

(\*) 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.

Prudência no gerenciamento de riscos e diligência financeira sempre foram o foco da estratégia da QGEP. Sua receita e lucro operacional derivam de seu principal ativo em produção, o Campo de Manati, um dos maiores campos de gás não associado do Brasil. A Companhia distingue-se pela sua abordagem disciplinada voltada ao crescimento e, desde a sua abertura de capital, adquiriu seletivamente participação em ativos em desenvolvimento e de exploração com vistas a expandir e consolidar seu portfólio.

A estratégia financeira disciplinada da QGEP apoia e suporta seu crescimento. O saldo de caixa da Companhia, bem como sua geração de caixa operacional são utilizados para financiar as atividades de desenvolvimento e exploração. A Companhia também obteve os financiamentos a custos mais competitivos de instituições públicas como a FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e o Banco do Nordeste do Brasil, os quais já foram parcialmente desembolsados.



O desempenho financeiro da QGEP no terceiro trimestre foi positivo, com EBITDAX resiliente, mesmo levando-se em conta a redução na produção de gás de Manati. O lucro líquido, no entanto, foi impactado pela depreciação do real frente ao dólar nos últimos 12 meses, já que este efeito influencia (i) as receitas financeiras devido à parcela do caixa aplicada em fundo cambial e (ii) o saldo da provisão de abandono, constituído em dólar.

Abaixo estão os destaques financeiros do terceiro trimestre de 2015:

- ▶ A receita líquida teve redução de 11,2% totalizando R\$112,1 milhões, devido à queda da produção de gás para 5,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia, comparada a 5,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia no mesmo período do ano anterior. A queda na receita foi atenuada pelo aumento contratual no preço do gás ocorrido em janeiro de 2015.
- ▶ Os custos operacionais apresentaram uma redução de 11,8% no trimestre em relação ao mesmo período do ano anterior. As contas de amortização, royalties, participação especial e P&D apresentaram custos menores que no 3T14, enquanto os custos de produção e manutenção foram maiores.
  - Os custos de amortização tiveram uma queda de 38,3% 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.
  - Os custos de produção aumentaram 33,8% com a entrada em operação da estação de compressão. Os custos relativos a esta estação totalizaram R\$4,2 milhões no 3T15, referente a aproximadamente um mês e meio de operação.
  - Royalties, Participação Especial e P&D apresentaram uma redução em função da menor produção registrada no trimestre comparada a igual período do ano anterior.

## Custos operacionais (R\$ milhões)

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

- ▶ Gastos exploratórios totalizaram R\$7,9 milhões, comparado a R\$21,6 milhões no 3T14 e R\$16,0 milhões no 2T15. Essa queda é resultado da redução de despesas relativas à aquisição e processamento de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP.
- ▶ Despesas gerais e administrativas reduziram para R\$9,7 milhões no 3T15, ante R\$12,6 milhões no 3T14 e R\$12,0 milhões no 2T15, devido a uma combinação (i) do aumento na alocação de custos para os projetos operados pela QGEP e (ii) redução de provisão para participação nos lucros anuais.
- ▶ O resultado financeiro foi de R\$42,2 milhões no 3T15, superior aos R\$20,1 milhões no 3T14 e aos R\$36,4 milhões no 2T15. Este resultado é impactado pela variação cambial e aumento nas taxas de juros do Brasil. Em relação ao câmbio, nota-se o efeito combinado (i) do ganho na rentabilidade do fundo cambial exclusivo no qual a Companhia aloca 39,2% de seus recursos como parte da sua política de gestão de riscos de mercado, bem como (ii) da variação cambial

negativa sobre a provisão de abandono, cujo saldo é predominantemente denominado em dólares.

- ▶ Imposto de renda e contribuição social totalizaram R\$65,9 milhões no 3T15, comparado a R\$12,7 milhões no 3T14 e R\$7,1 milhões no 2T15. O aumento reflete a valorização do dólar, que impacta a rentabilidade dos fundos cambiais e o saldo da provisão para abandono, item não dedutível da base de cálculo do imposto de renda. É importante ressaltar que o valor de imposto a ser efetivamente desembolsado é determinado ao final do ano fiscal.

Destques Financeiros do Acumulado 9M15:

- ▶ Receita líquida teve queda de 4,5% para R\$362,7 milhões, um reflexo da redução da produção de gás de Manati, de uma média de 5,9MM de m<sup>3</sup>/dia no 9M14 para 5,5MM de m<sup>3</sup>/dia. A receita teve uma queda menos expressiva do que a produção em função do aumento contratual do preço, efeito similar ao do terceiro trimestre.
- ▶ Gastos exploratórios tiveram uma redução de 52,3%, totalizando R\$34,1 milhões. A queda é explicada pela maior base de comparação nos 9M14, quando a Companhia contabilizou a baixa referente à devolução do bloco Biguá para a ANP, aliada a despesas relativas à aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.
- ▶ O resultado financeiro foi de R\$108,4 milhões, 78,2% superior ao 9M14, decorrente da valorização do dólar e do aumento das taxas de juros no Brasil, efeito similar ao do terceiro trimestre de 2015.
- ▶ EBITDAX reduziu 1,1% para R\$211,7 milhões, em função da redução na receita compensada, em parte, principalmente pelos menores gastos exploratórios, isto é, com aquisição e processamento de dados sísmicos no período, bem como pela redução nas despesas administrativas.

## CAPEX E OUTROS GASTOS EXPLORATÓRIOS

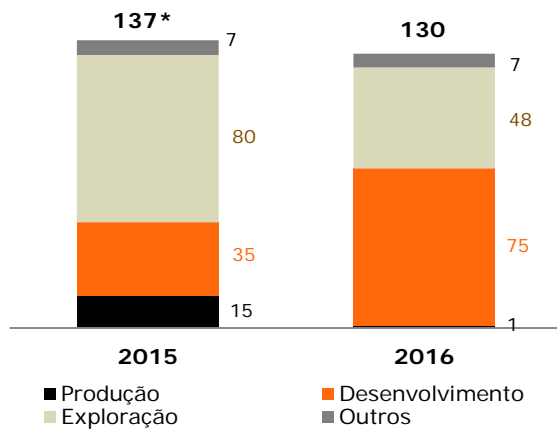
A abordagem financeira disciplinada da QGEP é presente no seu planejamento de investimentos, realizando gastos de maneira prudente de forma a conservar uma posição de caixa confortável que suporte as suas necessidades futuras. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos consórcios nos diferentes ativos do portfólio da QGEP, e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

Em 2015, o programa de investimentos de US\$137 milhões se concentrou até o momento no portfólio de exploração, especificamente no BM-S-8, com US\$42 milhões previstos para 2015. Ainda na exploração, foi incluído no CAPEX deste ano US\$25 milhões referentes à aquisição dos blocos da 13ª Rodada de Licitações da ANP. Adicionalmente, a Companhia prevê um CAPEX de US\$35 milhões para o desenvolvimento de Atlanta, no Bloco BS-4.

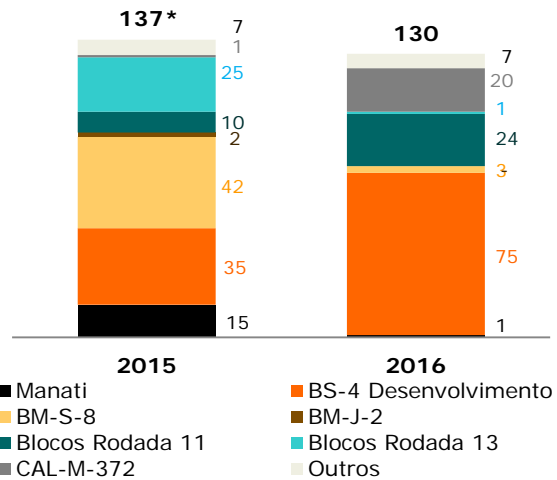
Em 30 de setembro, a QGEP já tinha desembolsado US\$66 milhões de seu orçamento de capital para o ano. Os US\$71 milhões restantes serão desembolsados no quarto trimestre, incluindo o montante de US\$25 milhões referentes à aquisição dos blocos da 13ª Rodada de Licitações.

Em 2016, o investimento total previsto é de US\$130 milhões. Os investimentos no BS-4 irão dobrar, totalizando US\$75 milhões, com a finalização dos preparativos para o início da produção do SPA de Atlanta, e pelo montante referente à perfuração do terceiro poço, cujo cronograma está em avaliação. Já os gastos relacionados à exploração vão reduzir para US\$48 milhões.

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



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



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

## POSIÇÃO DE CAIXA (CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS) E ENDIVIDAMENTO

Ao final do 3T15, a Companhia possuía um saldo de caixa total de R\$1,4 bilhão.

Em 30 de setembro de 2015, R\$551,5 milhões do caixa da QGEP estava investido em fundos cambiais e em investimentos no exterior, com vistas a proteger suas obrigações de médio prazo denominadas em dólar.

O saldo remanescente é investido em instrumentos denominados em Real. Em setembro de 2015, o retorno médio anual desses investimentos era de 102,2% do CDI e 87,4% dos fundos tinha liquidez diária. Do total de investimentos, 99,9% estão aplicados em bancos com rating triplo A.

O endividamento total em 30 de setembro de 2015 foi de R\$369,3 milhões. Esses empréstimos consistiam de R\$253,4 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 a 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 destinado à exploração dos ativos da Companhia no Nordeste. O empréstimo, cujo custo é de 4,71% ao ano e bônus de adimplência de 15%, possui um período de carência de cinco anos e período de amortização de sete anos.

A posição de caixa líquida da Companhia em 30 de setembro de 2015 era de R\$1,0 bilhão.

# 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 30 de setembro de 2015 e 30 de setembro 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)

	3T15	3T14	Δ%	9M15	9M14	Δ%
Lucro Líquido	19,9	42,5	-53,3%	117,3	121,2	-3,2%
Depreciação e amortização	18,3	29,0	-36,8%	75,0	87,1	-13,8%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(42,2)	(20,1)	-109,6%	(108,4)	(60,8)	-78,2%
Imposto de renda e contribuição social	65,9	12,7	418,4%	118,4	34,8	239,9%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>61,8</b>	<b>64,1</b>	<b>-3,5%</b>	<b>202,3</b>	<b>182,2</b>	<b>11,0%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(2)</sup>	0,1	1,2	-94,1%	9,4	33,0	-71,6%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>61,9</b>	<b>65,3</b>	<b>-5,1%</b>	<b>211,7</b>	<b>215,2</b>	<b>-1,6%</b>
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	55,2%	50,7%	8,7%	55,8%	48,0%	16,3%
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	55,2%	51,7%	6,9%	58,4%	56,7%	3,0%
Caixa Líquido <sup>(6)</sup>	1.037,6	850,6	22,0%	1.037,6	850,6	22,0%
(Dívida Líquida)/EBITDAX	3,7	(5,5)	166,8%	3,7	(5,5)	166,8%

<sup>(1)</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>(2)</sup> Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais.

<sup>(3)</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>(4)</sup> EBITDA dividido pela receita líquida.

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

<sup>(6)</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

	3T15	2T15	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.474,2</b>	<b>1.438,3</b>	<b>2,5%</b>
Caixa e equivalente de caixa	171,3	187,3	-8,5%
Aplicações financeiras	1.107,2	991,1	11,7%
Contas a receber	91,2	99,8	-8,6%
Créditos com parceiros	22,4	68,9	-67,5%
Estoques	53,5	54,5	-1,9%
Impostos e contribuição a recuperar	22,5	27,4	-17,9%
Outros	6,0	9,2	-34,7%
<b>Não Circulante</b>	<b>2.139,1</b>	<b>2.025,3</b>	<b>5,6%</b>
Caixa restrito	75,2	63,0	19,4%
Aplicações financeiras	128,4	124,0	3,5%
Partes Relacionadas	5,5	5,9	-5,7%
Impostos a recuperar	3,8	2,7	40,6%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3,9	5,5	-29,6%
Investimentos	114,7	62,8	82,6%
Imobilizado	1.175,8	1.129,9	4,1%
Intangível	629,6	629,9	-0,1%
Outros ativos não circulantes	2,2	1,5	46,3%
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>3.613,3</b>	<b>3.463,6</b>	<b>4,3%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Passivo Circulante</b>	<b>201,7</b>	<b>192,5</b>	<b>4,8%</b>
Fornecedores	51,7	105,8	-51,2%
Impostos e contribuição a recolher	103,9	47,8	117,1%
Remuneração e obrigações sociais	7,9	8,1	-3,1%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,4	0,4	8,9%
Empréstimos e financiamentos	3,5	0,4	N/A
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	16,3	15,0	8,8%
Seguros a pagar	8,5	4,7	79,8%
Outros	9,5	10,1	-6,1%
<b>Não Circulante</b>	<b>758,4</b>	<b>675,1</b>	<b>12,3%</b>
Fornecedores	1,5	1,5	0,0%
Obrigações Fiscais a Pagar	0,0	2,1	-100,0%
Empréstimos e financiamentos	365,7	368,5	-0,7%
Provisão para abandono	388,7	303,0	28,3%
Outras contas a pagar	2,5	0,0	N/A
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.653,2</b>	<b>2.596,0</b>	<b>2,2%</b>
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	46,3	10,4	344,4%
Reserva de Lucros	456,0	456,0	0,0%
Reserva de Capital	(44,6)	(46,0)	3,2%
Lucro líquido do período	117,3	97,5	20,4%
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.613,3</b>	<b>3.463,6</b>	<b>4,3%</b>



## Anexo III – FLUXO DE CAIXA

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

	3T15	3T14	Δ%	9M15	9M14	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>						
<b>Lucro líquido do período</b>	19,9	42,5	-53,3%	117,3	121,2	-3,2%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	0,4	(0,6)	170,9%	0,8	0,0	N/A
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	18,3	29,0	-36,8%	75,0	87,1	-13,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1,6	(0,7)	322,2%	15,5	17,9	-13,2%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	4,1	3,0	35,8%	10,5	4,7	120,5%
Baixa de imobilizado	0,1	0,3	-76,3%	0,2	32,2	-99,3%
Provisão para plano de opção de ações	1,5	2,0	-27,1%	4,8	7,0	-31,1%
Provisão para imposto de renda e contribuição social	(64,2)	(13,4)	-378,0%	(102,9)	(16,9)	N/A
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,3	0,8	67,7%	3,6	3,1	16,1%
Variação cambial sobre provisão para abandono	85,6	25,4	237,6%	126,5	21,3	N/A
<b>(Aumento) redução nos ativos operacionais:</b>	<b>62,7</b>	<b>53,3</b>	<b>17,8%</b>	<b>13,2</b>	<b>98,0</b>	<b>-86,5%</b>
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais:</b>	<b>71,0</b>	<b>(0,9)</b>	<b>N/A</b>	<b>177,4</b>	<b>(104,3)</b>	<b>270,2%</b>
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	202,3	140,6	43,9%	442,0	271,3	62,9%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(254,2)	(213,1)	-19,3%	(507,9)	(425,1)	-19,5%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	0,0	0,0	N/A	79,2	(58,5)	235,3%
<b>AJUSTES ACUMULADOS NA CONVERSÃO</b>						
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(16,0)	(69,9)	77,1%	54,2	(211,2)	125,6%
<b>Caixa e equivalentes de caixa no início do período</b>	<b>187,3</b>	<b>216,4</b>	<b>-13,4%</b>	<b>117,2</b>	<b>357,8</b>	<b>-48,7%</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa no final do período</b>	<b>171,3</b>	<b>146,5</b>	<b>16,9%</b>	<b>171,3</b>	<b>146,5</b>	<b>-23,3%</b>
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(16,0)</b>	<b>(69,9)</b>	<b>77,1%</b>	<b>54,2</b>	<b>(211,2)</b>	<b>125,6%</b>

## 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>	Pela 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 de 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>IBAMA</b>	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
<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>PEM</b>	Período Exploratório Mínimo é o conjunto de atividades destinadas ao cumprimento das obrigações contratuais da fase de exploração, realizadas em uma área de concessão e no qual cada atividade é computada quantitativamente de acordo com a sua natureza e abrangência, que possui uma equivalência em unidades de trabalho (UT's) e que corresponde ao parâmetro de oferta vencedor da licitação da área.
<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 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.