

QUARTO TRIMESTRE E ANO DE 2016

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

16 de março de 2017

12h00 (Horário de Brasília)

11h00 (Horário de Nova York)

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, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ

Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

QGEP Divulga Resultados do 4T16 e 2016

Rio de Janeiro, 15 de março de 2017 – 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 quarto trimestre e ano encerrado em 31 de dezembro 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.

Campo de Manati

A produção média diária de gás totalizou 4,3 MMm³ de gás no 4T16, refletindo o declínio no consumo de gás em todo o país. No ano, a média diária foi de 4,9 MMm³ de gás. O *guidance* de produção para 2017 é de 4,9 MMm³ de gás por dia.

Receita Líquida

Receita líquida em 2016 totalizou R\$476,5 milhões, queda de 4% quando comparada aos R\$496,2 milhões registrados em 2015.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de R\$152,9 milhões em 2016, comparado à R\$93,6 milhões no ano anterior. Em 2015, o resultado foi impactado pela baixa de um bloco devolvido à ANP.

Campo de Atlanta

A chegada do FPSO Petrojarl I está prevista para o quarto trimestre de 2017, com o primeiro óleo no início de 2018.

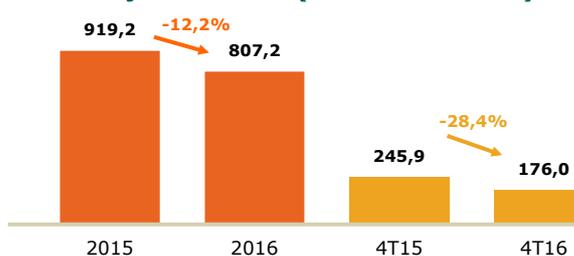
EBITDAX

EBITDAX foi de R\$188,3 milhões em 2016, comparado com R\$273,0 milhões em 2015, em função da menor produção em Manati e custos de manutenção não recorrentes. No 4T16, o EBITDAX foi de R\$37,5 milhões, redução de 39% na comparação anual.

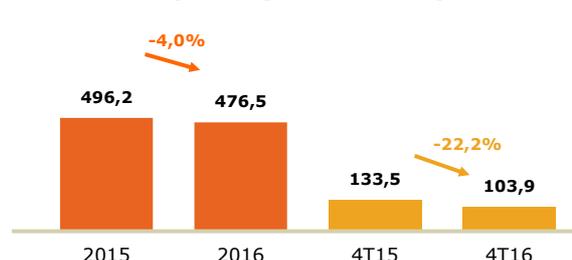
Saldo de Caixa

Saldo de caixa⁽¹⁾ de R\$1,3 bilhão ao final de 2016; recursos garantidos para manter o programa de investimentos previsto por pelo menos os próximos dois anos.

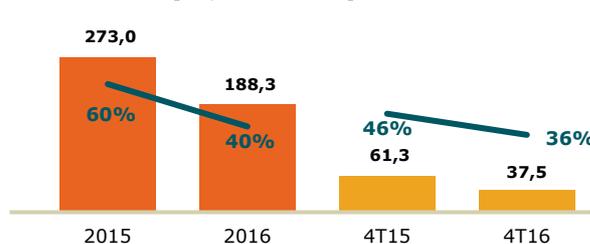
Produção de Gás (Milhões de m³)



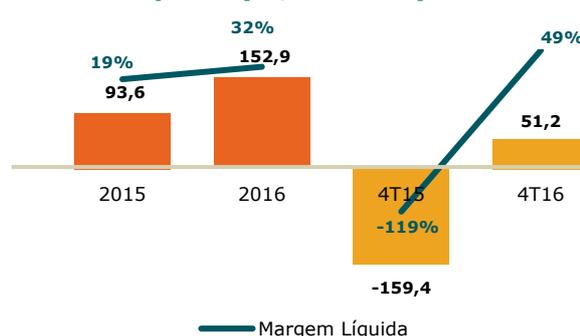
Receita Líquida (R\$ Milhões)



EBITDAX (R\$ Milhões)



Lucro Líquido (R\$ Milhões)



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

Mensagem da Administração

Ao longo de 2016, continuamos avançando nos nossos projetos buscando a valorização do nosso portfólio, mesmo em condições macroeconômicas e setoriais ainda complexas. Estamos otimistas com as perspectivas econômicas do Brasil, especialmente com a queda da inflação e o início do ciclo da redução das taxas de juros a partir do final de 2016, fatos que estão, aos poucos, suportando o aumento da confiança das empresas e dos consumidores.

No cenário internacional, os preços do petróleo tiveram aumento de mais de 50% em 2016 e apresentaram também menor volatilidade quando comparados a 2015. Ao mesmo tempo, registrou-se uma expansão da produção de óleo e gás do Brasil, especialmente ao longo do segundo semestre do ano. A produção de petróleo e gás natural no Brasil em 2016 foi de 3,2 milhões de barris de óleo equivalente por dia, recorde de produção. Estes eventos reforçam nossa crença em relação às perspectivas positivas de médio e longo prazo para o setor e, conseqüentemente, para a QGEP, considerando o portfólio atual da Companhia e seu potencial de valorização.

A produção de gás do Campo de Manati em 2016 foi de 4,9MMm³ por dia, comparada aos 5,6MMm³ por dia registrados em 2015. Os níveis de produção refletem a menor demanda industrial de gás no país, particularmente na região nordeste, onde atuamos. Para 2017, reafirmamos nosso *guidance* anterior de um recebimento equivalente a uma média de produção de gás diária em Manati de 4,9MMm³, em linha com os níveis registrados em 2016. As operações no Campo de Manati em 2017 devem ser beneficiadas pelo reajuste contratual anual de preços e a conclusão da manutenção e pintura da plataforma, que reduzirão custos. Adicionalmente, uma recuperação da atividade industrial no país poderia potencialmente aumentar os níveis de produção no segundo semestre do ano.

Nos últimos meses, aproveitamos duas importantes oportunidades para agregar valor ao portfólio de ativos exploratórios da QGEP. Assumimos a participação acionária de dois de nossos parceiros em blocos exploratórios nas bacias de Foz do Amazonas e Pará-Maranhão, na Margem Equatorial, passando assim a deter 100% desses blocos, todos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, e nos quais somos operadores. Os dados sísmicos já foram adquiridos e processados antes da transação, e estamos analisando esses dados a fim de definir os próximos passos.

É importante ressaltar aqui que, com esses ativos e os blocos de alto potencial que adquirimos na 13ª Rodada de Licitações da ANP, a QGEP detém agora um portfólio substancial para operações de *farm-out*. Atualmente, estamos avaliando o potencial interesse da indústria com relação ao nosso desinvestimento, e podemos afirmar que a participação de empresas do setor neste processo nos deixa animados com as perspectivas para esses blocos. Reduzir a participação nestes ativos específicos faz parte do reenquadramento do nosso portfólio na estratégia da Companhia de diversificar nossa presença especialmente em ativos na fase exploratória. Desta forma objetivamos sempre participar de um número maior de ativos, com exposição reduzida em cada um deles.

Em relação ao Bloco BM-S-8, acreditamos ter agora uma melhor visibilidade quanto as próximas etapas relacionadas à descoberta de Carcará, após a entrada da Statoil como operadora. No momento, o consórcio está avaliando a disponibilidade de sondas para a perfuração do prospecto de pré-sal Guanxuma, localizado a 30 quilômetros a sudoeste de Carcará, cuja perfuração está programada até o final deste ano. Além disso, está

programada para meados de 2017 a nova rodada de licitações da ANP, a qual inclui a extensão ao norte da área do reservatório de Carcará, adjacente ao Bloco BM-S-8. Acreditamos que a realização desta rodada seja fundamental para a definição do cronograma de desenvolvimento do Campo.

Por último, mas não menos importante, os desafios dos trabalhos de adaptação do FPSO Petrojarl I para o Campo de Atlanta resultaram em adiamentos na data de entrega, que está programada para o quarto trimestre de 2017, com primeiro óleo no início de 2018. As negociações com a Teekay, responsável pela adaptação do FPSO em Rotterdam, estão avançando, e estamos monitorando de perto a situação.

2016 foi um ano difícil para toda a indústria mundial de óleo e gás e para a economia brasileira, tendo a QGEP sido afetada por ambos fatores. Apesar destes desafios, conseguimos apresentar resultados financeiros consistentes. No ano, a receita líquida alcançou R\$477 milhões e EBITDAX de R\$188 milhões, representando uma margem de aproximadamente 40%. O lucro líquido totalizou R\$153 milhões, muito acima do ano anterior, quando incorremos em gastos exploratórios significativos relacionados à devolução de um bloco exploratório à ANP. Além disso, em 2016, tivemos custos de produção e gastos exploratórios mais baixos e despesas gerais e administrativas reduzidas. A QGEP encerrou o ano com saldo de caixa de R\$1,3 bilhão, que, em conjunto com nosso fluxo de caixa operacional futuro, é mais do que suficiente para financiar nossas operações e planos de investimentos, pelo menos, nos próximos dois anos.

Essa sólida posição financeira nos dá a flexibilidade de aproveitar outras oportunidades que se enquadrem em nossa estratégia. Ao mesmo tempo, a diversificação de nosso portfólio exploratório virá também de potenciais reduções de participação em ativos já existentes no nosso portfólio atual. Desta forma, estamos em uma situação excepcionalmente vantajosa em relação à escolha de como utilizar nossos recursos financeiros e como monetizarmos nossa base de ativos por meio de acordos de *farm-out* com potenciais parceiros, buscando sempre a criação de valor para nossos acionistas.

Sendo uma empresa de petróleo independente com sólido conhecimento da atividade de exploração e produção no Brasil, a QGEP está bem posicionada para usufruir dos benefícios advindos das recentes iniciativas governamentais para apoiar o desenvolvimento do setor no país. Reformas legislativas significativas em andamento destinadas a aumentar a competitividade do país, como também a previsibilidade de novos leilões, já começam a surtir efeito na atratividade para novos investidores estrangeiros. Supondo que as novas regras de conteúdo local, bem como a renovação do REPETRO estejam em vigor, os planos da ANP para as três rodadas de licitação em 2017 devem gerar grande interesse entre os players internacionais. Assim, pretendemos exercer um papel relevante nos próximos anos em um mercado que tem tudo para crescer e se tornar um dos mais atrativos no mundo. Seguimos evoluindo em direção à nossa visão de nos tornarmos uma das principais produtoras brasileiras independentes de óleo e gás.

Ativos da QGEP

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



Óleo



Gás

Produção e Desenvolvimento

MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45% 

A produção média diária do Campo de Manati foi de 4,3 milhões de m³ no 4T16, comparada aos 4,4 milhões de m³ registrados no 3T16 e a 5,9 milhões de m³ no 4T15. A produção média em 2016 foi de 4,9 milhões de m³ por dia comparada a 5,6 milhões de m³ por dia no ano anterior. Os menores níveis de produção em 2016 refletem a redução da demanda de gás natural no Brasil, em função do declínio na atividade econômica. Mesmo com esta redução, o Campo de Manati continuou a fornecer aproximadamente 30% do abastecimento de gás para a região nordeste do Brasil.

Ao longo de 2016, o consórcio realizou a manutenção e pintura da plataforma de Manati, tendo a QGEP gasto cerca de R\$30 milhões no ano, dois quais R\$5,6 milhões no 4T16. Em 2017, esta atividade deverá ser finalizada ao longo do primeiro semestre e espera-se

um dispêndio adicional de R\$8 milhões, totalizando R\$38 milhões, valor inferior ao estimado inicialmente. A plataforma, o gasoduto e a estação de tratamento de gás pertencem ao Consórcio, o que reduz sobremaneira o custo operacional, mantendo o Campo altamente rentável.

A QGEP reafirma o *guidance* de produção para 2017, de 4,9 milhões de m³ por dia, a mesma produção diária realizada em 2016. A capacidade diária de produção em Manati permanece em 6,0 milhões de m³, o que permite um aumento imediato de fornecimento em um cenário de aumento de demanda.

A certificação de reservas da Gaffney, Cline & Associates (GCA) para Manati indica que em 31 de dezembro de 2015 as reservas 2P para 100% do Campo totalizavam 11,0 bilhões de m³ de gás natural e condensado, que corresponde a cerca de 68,9 milhões de barris de óleo equivalente (boe) de gás.

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora 

Os desafios enfrentados na adaptação do FPSO Petrojarl I para o Campo de Atlanta pela empresa contratada – a norueguesa Teekay Offshore Partners L.P - foram maiores do que os inicialmente planejados, e resultaram em adiamentos na data de entrega, que agora está programada para o quarto trimestre de 2017. O FPSO terá capacidade de produção de 30 kbpd e capacidade de armazenamento de 180 mil barris.

Com a nova data de chegada do FPSO no Campo de Atlanta, o Consórcio estima o primeiro óleo para o início de 2018. A capacidade de produção inicial será de 20 kbpd a partir de dois poços de produção, ambos já perfurados. O Consórcio poderá optar por perfurar um poço adicional, o que aumentará a capacidade para 30 kbpd. Essa decisão se baseará em diversos fatores, inclusive os preços vigentes do petróleo.

Exploração

BM-S-8

Participação: 10% 

Em 2016, a QGEP divulgou que a Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda adquiriu a participação de 66% até então detida pela Petrobras, passando a ser a operadora do Bloco. O preço base negociado foi de US\$2,5 bilhões. Esta transação trouxe uma referência do valor de mercado de nossa participação no ativo e deverá, em um futuro próximo, trazer maior visibilidade do cronograma de investimentos e data para o primeiro óleo. A acumulação de Carcará abrange tanto o Bloco BM-S-8 como a área ao norte, que deverá fazer parte da próxima rodada de licitações da ANP programada para este ano. O operador deverá, após a Rodada de Licitações da ANP e definição dos termos de unitização, trazer maior visibilidade do cronograma de investimentos e data para o primeiro óleo.

Segundo o Plano de Avaliação em andamento, as próximas fases incluirão a perfuração do prospecto do pré-sal Guanxuma, situado 30km à sudoeste de Carcará, previsto para ter início no quarto trimestre de 2017, além de testes no poço Carcará Noroeste, programado para o início de 2018.

CAL-M-372

Participação: 20% 

As atividades no Bloco 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

Participação: 20%

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 no final do ano.

No início de outubro de 2016, a Companhia assumiu a participação nos três blocos exploratórios detida pela Pacific Brasil, que decidiu sair do mercado brasileiro. Como parte do acordo, a Pacific quitou todo o saldo devedor referente à aquisição de sísmica para os blocos da Bacia do Pará-Maranhão e também antecipou à QGEP o valor total de US\$10 milhões, como parte das obrigações mínimas assumidas nos blocos junto à ANP para investimentos exploratórios. Ao final de dezembro, a QGEP assumiu também a participação remanescente de 35% da Premier Oil no Bloco FZA-M-90. Como parte do acordo, a QGEP recebeu US\$9,5 milhões, o qual foi calculado com base no valor da participação da Premier na garantia do programa exploratório mínimo.

SEAL-M-351 E SEAL-M-428

Participação: 100%; Operadora 

Localizados em águas ultra-profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 quilômetros da costa, ambos os blocos abrangem uma área total de 1.512 km². A QGEP também está considerando oportunidades de farm-out nesses blocos.

Ao 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. O custo aproximado para esta aquisição é de US\$16 milhões, que serão despendidos nos próximos dois anos, com conclusão prevista para o início de 2018. Este é o único compromisso assumido junto à ANP para esta fase exploratória.

Desempenho Financeiro

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

	4T16	4T15	Δ%	2016	2015	Δ%
Receita líquida	103,9	133,5	-22,2%	476,5	496,2	-4,0%
Custos	(55,2)	(70,1)	-21,3%	(240,7)	(252,9)	-4,8%
Lucro bruto	48,7	63,4	-23,2%	235,7	243,3	-3,1%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(15,2)	(16,5)	-8,1%	(49,6)	(52,9)	-6,3%
Equivalência patrimonial	0,3	(0,4)	-166,5%	0,5	(1,2)	-143,2%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(11,2)	(352,0)	-96,8%	(62,5)	(386,1)	-83,8%
Outras despesas operacionais líquidas	(0,2)	0,0	-645,3%	(2,8)	0,3	-937,2%
Lucro (Prejuízo) operacional	22,4	(305,4)	-107,3%	121,3	(196,5)	-161,7%
Resultado financeiro líquido	33,5	29,7	12,8%	46,5	272,2	-82,9%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	55,9	(275,7)	-120,3%	167,9	75,7	121,7%
Imposto de renda e contribuição social	(4,7)	116,3	-104,0%	(15,0)	17,9	-183,5%
Lucro (Prejuízo) líquido	51,2	(159,4)	-132,1%	152,9	93,6	63,3%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	216,7	(10,6)	na	341,8	431,5	-17,1%
EBITDAX⁽¹⁾	37,5	61,3	-38,8%	188,3	273,0	-31,0%

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.

⁽¹⁾ 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.

No quarto trimestre de 2016, os resultados financeiros consolidados foram impactados pela menor produção de gás no ano, refletindo a condição econômica do Brasil com redução na demanda, enquanto os resultados do quarto trimestre de 2015 foram impactados negativamente pela baixa relativa à devolução do Bloco BM-J-2 à ANP. O EBITDAX apresentou redução de 38,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior e de 18,6% em relação ao terceiro trimestre de 2016, em função da redução na produção de Manati. A Companhia encerrou o trimestre com um saldo positivo de caixa e equivalentes de caixa de R\$1,3 bilhão, suficientes para cobrir os investimentos por, pelo menos, os próximos dois anos. O fluxo de caixa consistente do Campo de Manati fornece recursos para que Companhia custeie suas operações e continue a financiar seus projetos de exploração.

Destaques Financeiros do 4T16:

- ▶ A receita líquida foi de R\$103,9 milhões, redução de 22,2% quando comparada aos R\$133,5 milhões do 4T15. Esse declínio foi decorrente da queda na produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 4,3MMm³ no 4T16, ante 5,9MMm³ por dia em 4T15. A queda da produção foi parcialmente compensada pelo reajuste anual dos preços do gás de Manati ocorrido no início do ano.
- ▶ Os custos de manutenção aumentaram 258,4% comparados aos valores do 4T15, em função da pintura e manutenção da plataforma de Manati. No entanto, a participação especial apresentou redução de 87,8% - função da queda na produção - e a depreciação e amortização registrou valores 45,6% menores, também devido à produção reduzida, como também pelo impacto da variação cambial sobre a provisão de abandono. Os demais itens também sofreram redução. Com isso, os custos operacionais totalizaram R\$55,2 milhões no trimestre, redução de 21,3%, quando comparado aos R\$70,1 milhões registrados no 4T15, mesmo com as atividades de manutenção.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$11,2 milhões, ante R\$352,0 milhões no 4T15. Os resultados do 4T15 foram impactados pela baixa de R\$332,5 milhões referente à devolução do Bloco BM-J-2 à ANP. Paralelamente, os valores gastos em aquisição sísmica para blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP no 4T16 foram maiores do que os incorridos no 4T15.
- ▶ A receita financeira líquida foi de R\$33,5 milhões, comparada a uma receita financeira líquida de R\$29,7 milhões no 4T15, devido ao maior rendimento de aplicação de renda fixa, como também do fundo cambial.
- ▶ O lucro líquido do 4T16 atingiu R\$51,2 milhões, superior ao prejuízo líquido de R\$159,4 milhões no mesmo trimestre do ano anterior, em razão, primordialmente, de menores gastos exploratórios.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$ 216,7 milhões.

Destaques Financeiros do ano de 2016:

- ▶ A receita líquida totalizou R\$476,5 milhões, redução de 4,0% quando comparada aos R\$496,2 milhões no mesmo período no ano anterior. A redução deveu-se principalmente à menor produção de gás em 2016, de 4,9 milhões de m³ por dia, em comparação aos 5,6 milhões de m³ em 2015, como resultado do ambiente econômico recessivo no país, que impactou diretamente o consumo de gás, especialmente na região nordeste do país, na qual atuamos. Esta redução foi parcialmente compensada pelo reajuste anual do preço de venda do gás, de acordo com índice contratual em janeiro.
- ▶ Nos custos operacionais, o maior impacto foi do custo de manutenção que cresceu 205,1% em relação ao ano anterior, devido às atividades de pintura e manutenção da plataforma de Manati ocorridas a partir do segundo trimestre de 2016. Na ponta contrária, a depreciação e amortização no período apresentaram queda de 45,8% em relação ao ano anterior, em função da assinatura do aditivo ao contrato de venda de gás do Campo de Manati e do efeito da variação cambial sobre a provisão de abandono. Além disso, em razão da queda na produção, a participação especial apresentou redução de 38,9% na comparação anual.
- ▶ Os custos de produção refletem também as despesas relativas à estação de compressão de gás, que em 2016 totalizaram R\$37,0 milhões. Em 2015, os custos relacionados à esta estação foram R\$13,2 milhões, já que o início da operação se deu em agosto daquele ano.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	4T16	4T15	Δ%	2016	2015	Δ%
Depreciação e amortização	14,8	27,3	-45,6%	63,9	117,9	-45,8%
Custos de produção	19,9	21,3	-6,2%	80,7	61,6	31,0%
Custos de manutenção	8,8	2,4	258,4%	38,8	12,7	205,1%
Royalties	8,0	10,0	-20,0%	36,6	37,7	-2,8%
Participação especial	0,4	3,4	-87,8%	5,6	9,2	-38,9%
P&D	1,1	1,5	-25,4%	5,6	5,6	0,6%
Outros	2,0	4,2	-51,9%	9,5	8,2	15,6%
TOTAL	55,2	70,1	-21,3%	240,7	252,9	-4,8%

- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$49,6 milhões, redução de 6,3% dos R\$52,9 milhões registrados em 2015. Esta queda reflete a racionalização de custos realizada pela Companhia ao longo do ano. Vale ressaltar que a inflação do período foi de 6,3%, o que demonstra o compromisso da QGEP no controle de despesas em um ano de queda de receitas.
- ▶ Os gastos exploratórios totais em 2016 foram de R\$62,5 milhões, comparados aos R\$386,1 milhões registrados em 2015, já que em 2015 ocorreu a baixa contábil de R\$332,5 milhões, relacionada à devolução do Bloco BM-J-2 à ANP, bem como a realização de sísmica dos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP. Em 2016, a Companhia também registrou gastos exploratórios relacionados à aquisição de dados sísmicos na margem equatorial e Bacia do Espírito Santo.
- ▶ Em 2016, a QGEP apresentou resultado financeiro líquido de R\$46,5 milhões, comparado aos R\$272,2 milhões em 2015. Esta queda da ordem de 83% resulta dos rendimentos do caixa da Companhia, o qual está 75% investido em instrumentos financeiros denominados em reais, e o restante em fundos cambiais destinados a cobrir as obrigações denominadas em dólar. A valorização do real em relação ao dólar norte americano no período e a redução da taxa de juros SELIC no país, que encerrou o ano em 13,75% a.a., contribuíram para a redução do rendimento das aplicações financeiras em 2016, que foi de R\$51,0 milhões, comparada a R\$260,4 milhões em 2015. Adicionalmente, a conta de outras receitas e despesas financeiras reduziu de R\$11,9 milhões para R\$4,5 milhões negativos, em função do reconhecimento dos juros do financiamento do BNB no resultado, uma vez que um dos ativos vinculados ao financiamento, BM-J-2, foi devolvido à ANP no final de 2015.
- ▶ O EBITDAX foi de R\$188,3 milhões, comparado a R\$273,0 milhões em 2015, queda de 31,0%, em razão, principalmente, da redução da produção do Campo de Manati de 12,2% no ano, bem como maiores gastos exploratórios relacionados à aquisição de dados sísmicos para blocos da 11ª rodada de licitações da ANP em 2016.
- ▶ Mesmo com a queda nas receitas operacionais e financeiras, a Companhia obteve lucro líquido de R\$152,9 milhões em 2016, 63,3% superior aos R\$93,6 milhões registrados em 2015, atestando a rentabilidade do Campo de Manati, que se manteve lucrativo mesmo com a queda na produção, aliada à menores gastos exploratórios em 2016.

- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$341,8 milhões, ante R\$431,5 milhões em dezembro de 2015.

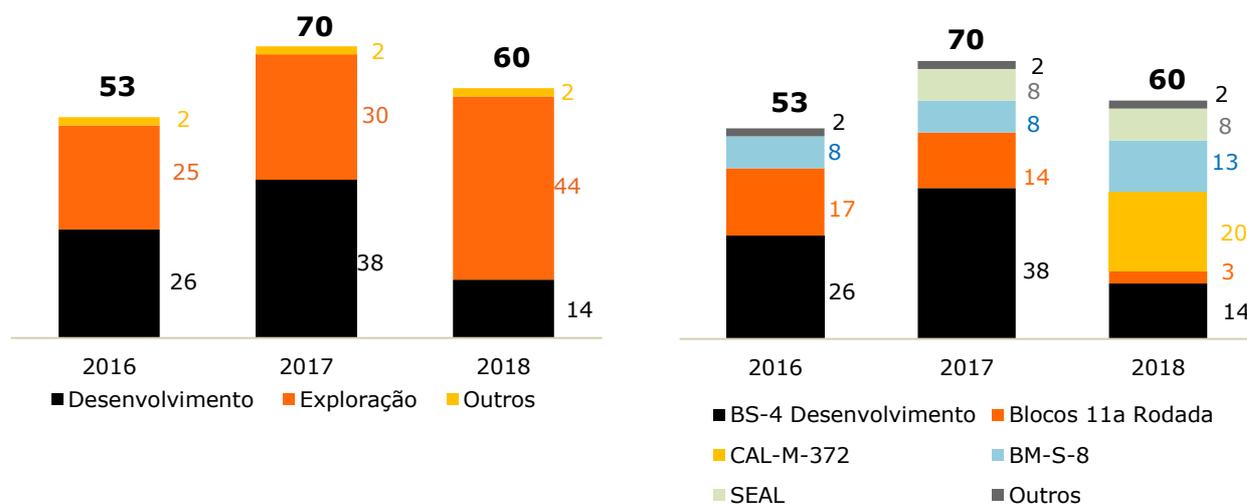
Capex e Outros Gastos Exploratórios

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 de caixa por pelo menos os próximos dois anos. 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 realizado em 2016 foi de US\$53 milhões, dos quais US\$26 milhões foram investidos no Campo de Atlanta e US\$17 milhões na aquisição e análise de dados sísmicos dos blocos da 11ª Rodada de Licitações da ANP.

A Companhia estima investir o montante de US\$70 milhões em 2017. Esse valor inclui US\$38 milhões para o Campo de Atlanta e US\$30 milhões em atividades de exploração, sendo US\$8 milhões destinados às atividades no Bloco BM-S-8 e US\$14 milhões relativos à aquisição de sísmica para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



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

Ao final de 2016, a Companhia possuía saldo e equivalentes de caixa de R\$1,3 bilhão, em linha com o final do ano de 2015. Em 31 de dezembro de 2016, a QGEP detinha aproximadamente 25% 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 31 de dezembro de 2016, o

retorno médio anual desses investimentos foi de 101,9% do CDI e 80% dos fundos tinha liquidez diária.

A dívida da QGEP é composta por recursos tomados do financiamento obtido da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil. O endividamento total em 31 de dezembro de 2016 era de R\$359,7 milhões, inferior aos R\$369,6 milhões registrados em 2015, refletindo o início dos pagamentos à FINEP em setembro de 2016.

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 e prazo de repagamento de sete anos. A QGEP conta com uma linha de crédito total com a FINEP de R\$266,0 milhões. O financiamento do BNB está direcionado à operação dos ativos da Companhia na região Nordeste. O empréstimo, que tem custo de 4,71% ao ano com um bônus de adimplência de 15%, tem carência de cinco anos.

A posição de caixa líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2016 era de R\$977,9 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.

Dos R\$64,0 milhões registrados em 31 de dezembro de 2016, R\$45,6 milhões referem-se a parcela da OGX Petróleo e Gás S.A. - Recuperação Judicial ("OGX") e o restante de outros consorciados. Deste montante, R\$35,4 milhões encontra-se vencido no final de 2016, dos quais R\$17,7 milhões foi suportado pela QGEP. Adicionalmente, ainda em 2016, foi emitido um "cash call" para a OGX no valor de R\$7,9 milhões, com vencimento em janeiro de 2017. Até esta data, não foi identificado o recebimento deste valor.

Além disso, foram emitidas solicitações de aporte para a OGX Netherlands B.V, no montante total de US\$4,7 milhões, as quais não foram quitadas até esta data.

Considerando a atual situação da 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 do membro consorciado.

Relações com Investidores

QGEPT 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
www.qgep.com.br/ri

Sobre a QGEPT

A QGEPT Participações S.A. é a única empresa privada brasileira a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos. A QGEPT 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 m³ por dia. Para mais informações, acesse 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 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2016 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I | Informações Financeiras Consolidadas (R\$ Milhões)

	4T16	4T15	Δ%	2016	2015	Δ%
Lucro Líquido	51,2	(159,4)	-132,1%	152,9	93,6	63,3%
Depreciação e amortização	15,1	28,2	-46,3%	67,1	121,7	-44,8%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(33,5)	(29,7)	12,8%	(46,5)	(272,2)	-82,9%
Imposto de renda e contribuição social	4,7	(116,3)	-104,0%	15,0	(17,9)	-183,5%
EBITDA⁽¹⁾	37,5	(277,2)	-113,5%	188,5	(74,9)	-351,7%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	0,0	338,5	-100,0%	(0,2)	347,9	-100,0%
EBITDAX⁽³⁾	37,5	61,3	-38,8%	188,3	273,0	-31,0%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	36,1%	-207,6%	-117,4%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	36,1%	45,9%	-21,3%	39,6%	59,8%	-33,7%
Dívida Líquido ⁽⁶⁾	(977,9)	(910,3)	7,4%	(977,9)	(910,3)	7,4%
Dívida Líquida/EBITDAX	(5,2)	(3,3)	55,7%	(5,2)	(3,3)	55,7%

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ Despesas com exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou a volumes não operacionais.

⁽³⁾ 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.

⁽⁴⁾ EBITDA dividido pela receita líquida.

⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ 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

	4T16	3T16	Δ%
Ativo			
Circulante	1.433,9	1.308,2	9,6%
Caixa e equivalente de caixa	17,7	104,0	-82,9%
Aplicações financeiras	1.159,8	955,2	21,4%
Caixa Restrito	32,5	0,0	na
Contas a receber	102,3	87,0	17,6%
Créditos com parceiros	64,0	101,5	-36,9%
Estoques	1,5	3,0	-47,7%
Impostos e contribuição a recuperar	36,0	38,4	-6,1%
Outros	20,0	19,3	3,8%
Não Circulante	2.129,5	2.097,3	1,5%
Caixa restrito	125,2	115,4	8,5%
Aplicações financeiras	160,1	174,5	-8,3%
Estoques não circulante	(0,0)	54,5	-100,0%
Impostos a recuperar	4,5	4,4	3,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	44,4	44,7	-0,6%
Investimentos	138,4	131,0	5,6%
Imobilizado	928,2	843,8	10,0%
Intangível	727,1	727,4	0,0%
Outros ativos não circulantes	1,6	1,6	-0,2%
TOTAL DO ATIVO	3.563,4	3.405,5	4,6%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	254,5	163,4	55,7%
Fornecedores	69,9	66,1	5,8%
Impostos e contribuição a recolher	21,7	22,0	-1,3%
Remuneração e obrigações sociais	10,0	9,0	10,8%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	3,9	1,1	270,7%
Empréstimos e financiamentos	36,6	36,5	0,3%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	11,9	14,0	-15,6%
Seguros a pagar	11,6	0,0	na
Outros	89,0	14,8	500,7%
Não Circulante	529,2	515,1	2,7%
Empréstimos e financiamentos	323,2	331,7	-2,6%
Provisão para abandono	206,1	181,0	13,9%
Outras contas a pagar	0,0	2,5	na
Patrimônio Líquido	2.779,6	2.727,0	1,9%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	15,7	15,1	3,3%
Reserva de Lucros	572,1	572,1	0,0%
Reserva de Capital	41,9	40,9	2,3%
Ações em Tesouraria	(81,0)	(81,0)	0,0%
Lucro líquido do período	152,9	101,7	50,3%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.563,4	3.405,5	4,6%

Anexo III | Fluxo de Caixa

	4T16	4T15	Δ%	2016	2015	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	51,2	(159,4)	-132,1%	152,9	93,6	63,3%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	(0,3)	0,4	-166,5%	(0,5)	1,2	-143,2%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	15,1	28,2	-46,3%	67,1	121,7	-44,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0,3	(41,7)	-100,6%	1,1	(26,1)	-104,3%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	2,6	4,2	-38,5%	15,9	14,6	9,1%
Baixa de imobilizado	16,1	332,2	-95,2%	87,8	332,4	-73,6%
Provisão para plano de opção de ações	10,8	1,5	643,9%	13,8	6,3	120,7%
Provisão para imposto renda e contribuição social	(13,2)	(74,7)	-82,3%	(3,8)	8,2	-146,7%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	1,7	(0,6)	-370,2%	0,0	2,9	na
Variação cambial/Outros	0,0	7,6	-100,0%	0,0	0,0	0,0%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	21,4	(67,9)	-131,5%	(9,1)	(54,7)	-83,4%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	107,1	(40,3)	-366,1%	12,5	(68,6)	-118,2%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	216,7	(10,6)	na	341,8	431,5	-20,8%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(297,6)	22,8	na	(429,4)	(485,1)	-11,5%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(7,0)	(0,0)	na	(48,6)	79,2	-161,4%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	1,5	(2,9)	-152,8%	(26,7)	38,0	-170,3%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(86,3)	9,3	na	(162,9)	63,5	-356,7%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	104,0	171,3	-39,3%	180,7	117,2	54,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	17,7	180,7	-90,2%	17,7	180,7	-90,2%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(86,3)	9,3	na	(162,9)	63,5	-356,7%

Anexo IV | Glossário

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Águas Profundas	Lâmina d'água de 401 a 1.500 metros.
Águas Rasas	Lâmina d'água de 400 metros ou menos.
Águas Ultraprofundas	Lâmina d'água de 1.501 metros ou mais.
Bacia	Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem conter óleo e/ou gás, associados ou não.
Bloco(s)	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.
Boe ou Barril de óleo equivalente	Medida de volume de gás, convertido para barris de petróleo, utilizando-se fator de conversão no qual 1.000 m ³ de gás equivale a 1 m ³ de óleo/condensado, e 1 m ³ de óleo/condensado equivale a 6,29 barris (equivalência energética).
Concessão	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.
Descoberta	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.
E&P	Exploração e Produção
Farm-in e Farm-out	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> .
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
FPSO	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.
Free on Board (FOB)	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.
GCOS	Probabilidade de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>).
GCA	Gaffney, Cline & Associates

Kbpd	Mil barris por dia (<i>One thousand barrels per day</i>).
Mecanismo de Preço Netback	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.
Operador(a)	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.
Operador Tipo A	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
Prospecto(s) Exploratório(s)	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.
Recursos Contingentes	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.
Recursos Contingentes 3C	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.
Recursos Prospectivos Riscados	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
Reservas	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.
Reservas 1P	Soma de reservas provadas.
Reservas 2P	Soma de reservas provadas e prováveis.
Reservas 3P	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
Reservas Possíveis	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
Reservas Provadas	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.