

PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2018

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

10 de maio de 2018

12h00 (Horário de Brasília)

11h00 (Horário de Nova York)

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

Dial in EUA: +1 646 828-8246

Código: Queiroz Galvão (QGEP)

QGEP

Av Almirante Barroso, nº52, Sala 1301 – Centro

Rio de Janeiro – RJ

Cep: 20031-918

Telefone: 55 21 3509-5800

QGEP divulga o resultado do 1T18

Rio de Janeiro, 9 de maio de 2018 – A QGEP Participações S.A. (B3: 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 primeiro trimestre de 2018, encerrado em 31 de março de 2018. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde especificado o contrário, são consolidadas de acordo com as práticas contábeis estipuladas no IFRS (*International 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 **4,6MMm³ no 1T18**, comparada a 5,6MMm³ no 4T17 e 4,2MMm³ no 1T17. A redução da demanda de gás é resultado do menor despacho das termoelétricas.

Campo de Atlanta

O primeiro óleo do Campo de Atlanta fluiu no dia **02 de maio**. A produção de óleo deverá estabilizar entre 10% e 20% inferior à nossa expectativa de 20.000 barris de óleo de óleo por dia até o final do 2º trimestre de 2018.

Blocos da 15ª Rodada

A QGEP adquiriu **30% de participação em dois blocos na 15ª Rodada de Licitações da ANP**, adjacentes aos demais blocos já detidos na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Alocação de Capital

Como evento subsequente ao final do trimestre, a QGEP declarou e pagou **dividendo especial de R\$400 milhões ou R\$1,5363/ação no início de abril**. O potencial pagamento de um segundo dividendo especial está sendo avaliado.

Receita Líquida

Receita líquida de R\$118,8 milhões no 1T18, crescimento de 11,7% comparado a ao 1T17, refletindo a maior produção.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de R\$159,1 milhões no 1T18, comparado a R\$42,8 milhões no 1T17, resultado do aumento do lucro operacional, pagamento da 2ª parcela da venda do Bloco BM-S-8 e maior receita financeira.

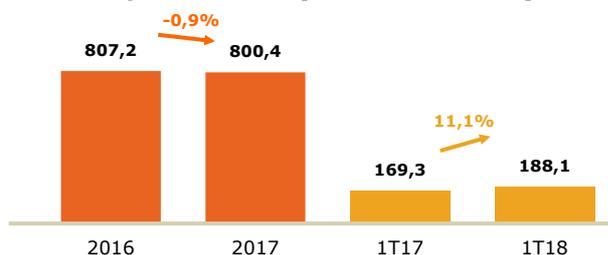
EBITDAX

EBITDAX de R\$206,8 milhões no 1T18, comparado a R\$46,4 milhões no 1T17, refletindo o lucro na venda do Bloco BM-S-8.

Saldo de Caixa

Saldo de caixa⁽¹⁾ de R\$2,2 bilhões ao final do trimestre refletindo a entrada de recursos com a venda do BM-S-8 e os pagamentos relativos aos acordos de farm-out.

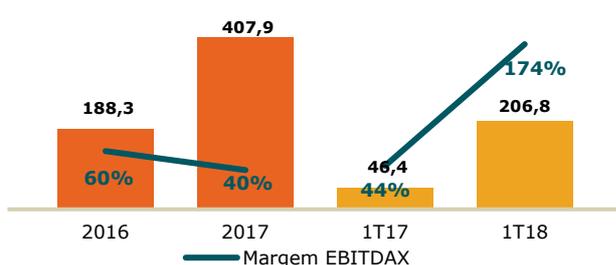
Produção de Gás (Milhões de m³)



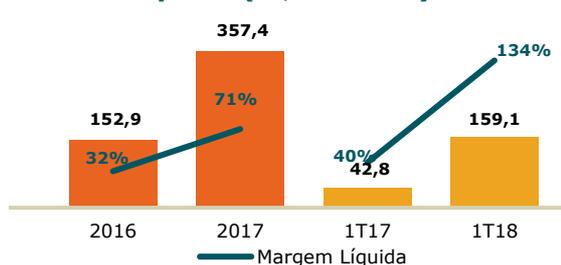
Receita Líquida (R\$ Milhões)



EBITDAX (R\$ Milhões)



Lucro Líquido (R\$ Milhões)



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

Mensagem da Administração

No primeiro trimestre de 2018, focamos nossos esforços em iniciar as operações do nosso segundo ativo produtor, o Campo de Atlanta, e investimos no nosso crescimento orgânico, através da participação bem sucedida na 15ª Rodada de Licitações da ANP. Também neste ano, realizamos uma distribuição extraordinária de dividendos no montante de R\$400 milhões, como reflexo do nosso excesso de caixa e reconhecimento aos acionistas.

Do ponto de vista operacional, as equipes técnicas da QGEP, operadora do Campo de Atlanta, trabalharam em conjunto com as equipes do FPSO Petrojarl I para interconectar as linhas de produção dos poços à embarcação, processo que foi concluído de forma segura e bem sucedida no final de março. O primeiro óleo produzido através de um dos poços do Campo ocorreu em 02 de maio, após a conclusão dos testes elétricos e hidráulicos, bem como a obtenção das licenças necessárias à operação. Em função de dificuldades mecânicas com a bomba de fundo do poço e consequente utilização da bomba no leito marinho, esperamos que a produção diária se estabilize em um volume 10% a 20% inferior à nossa expectativa de 20.000 barris de óleo a partir de dois poços ainda no segundo trimestre. No segundo semestre deste ano, o consórcio decidirá sobre a perfuração de um terceiro poço como parte do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo. O óleo produzido no SPA será adquirido pela Shell por um preço composto pelo valor de mercado do Brent menos um desconto a ser estabelecido a cada carga, por se tratar de óleo pesado com alta acidez. O fluxo de caixa deste ativo nos primeiros 18 meses de produção se beneficiará de custos operacionais mais baixos, seguindo o aditivo ao contrato firmado com o operador do FPSO divulgado em 2017 pela Companhia.

Os leilões realizados pelo Governo Federal são essenciais para nossas iniciativas de crescimento orgânico. No primeiro trimestre deste ano, adquirimos mais dois blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas, novamente em parceria com a ExxonMobil e a Murphy Oil, ao participar da 15ª Rodada de Licitações da ANP no final de março. Os blocos são adjacentes aos outros quatro blocos que já possuímos em conjunto, com a QGEP mantendo 30% de participação em cada um deles. Este é um excelente posicionamento para nós, por uma série de razões. Em primeiro lugar, nossos blocos são considerados de médio-baixo risco, em função de sua proximidade a várias descobertas já divulgadas pela Petrobras. Em segundo lugar, os prospectos estão localizados em águas ultraprofundas e têm alto potencial de volume, tendo assim alta possibilidade de recompor as nossas reservas. Por último, estreitamos relações com companhias de alto nível por meio desse consórcio, o que assegura a utilização das melhores práticas internacionais da indústria. Planejamos concluir a aquisição de dados sísmicos para todos os blocos neste ano, e o programa de perfuração, com base na interpretação desses dados, deve ser iniciado ao longo de 2020.

A produção do Campo de Manati alcançou média de 4,6MMm³ por dia nesse primeiro trimestre, em linha com nossas expectativas revisadas. No momento, estamos mantendo

nosso guidance de 5,1MMm³ para a produção média diária no ano de 2018, mas reavaliaremos nossas projeções no final do segundo trimestre com base nos níveis de demanda nas próximas semanas, e nas previsões das condições meteorológicas na região Nordeste. Qualquer revisão será realizada no início de julho, quando divulgaremos nossos valores de produção do segundo trimestre para os campos de Manati e Atlanta, aprimorando assim nossas práticas atuais de divulgação.

Conforme reportado anteriormente, a venda do BM-S-8 e os acordos de farm-out nos permitiram restabelecer o programa de alocação de capital ao final de 2017. Levando em conta a considerável redução de nossos compromissos financeiros futuros resultantes dessas ações, a proposta da Administração foi de uma distribuição de dividendos totais de R\$400 milhões, ou cerca de R\$1,54 por ação. O pagamento desses dividendos foi efetuado em 20 de abril de 2018 a todos os acionistas registrados em nossa base em 11 de abril de 2018.

Continuamos a avaliar oportunidades de investimento envolvendo a aquisição de novos ativos. A QGEP já está inscrita para participar da próxima Rodada de Licitações da ANP, programada para o início de junho deste ano, a qual inclui ativos no pré-sal. A Companhia está avaliando a melhor forma de alocação de capital, considerando o retrospecto de bônus das últimas rodadas. Além disso, poderemos avaliar outras aquisições de ativos disponibilizados ao mercado. Dependendo dos resultados, uma potencial segunda distribuição extraordinária de dividendos poderá ser considerada, desde que isso não comprometa nossa posição financeira ou nossos planos de investimento futuro. Enquanto isso, recebemos US\$45 milhões no final do primeiro trimestre, relativos à segunda parcela da venda da nossa participação no Bloco BM-S-8 e, neste segundo trimestre, fortaleceremos ainda mais nossa posição de caixa com o recebimento dos R\$70 milhões referentes aos nossos contratos de farm-out para os primeiros blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Em relação aos blocos das bacias de Pará-Maranhão e Foz do Amazonas, que adquirimos inicialmente com parceiros na 11ª Rodada de Licitações da ANP, e dos quais hoje detemos 100% de participação, iniciamos recentemente o processo de farm-out.

Fazemos parte hoje de um setor que está em ascensão no Brasil. O cenário de óleo e gás se tornou novamente atraente para as petroleiras internacionais, dada a abundância de nossos recursos, a flexibilização dos obstáculos regulatórios e o talento técnico que temos no país. Nesse ambiente aprimorado, 2018 promete ser mais um ano de progressos para a QGEP com a adição do segundo ativo produtor, sem deixar de considerar a otimização de nosso portfólio de ativos.

Ativos da QGEF

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEF	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40	Manati	45%	Reserva	
		Camarão Norte		Contingente	
	CAL-M-372	CAM#01	20%	Prospectivo	
Santos	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		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-428		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-501		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-503		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-430		30%	Prospectivo	
	SEAL-M-573		30%	Prospectivo	



Óleo



Gás



Produção e Desenvolvimento

MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45% 

A produção média diária do Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste do Brasil, foi de 4,6MMm³ no 1T18, um aumento de 11,1% comparado ao mesmo período em 2017. Esse nível de produção reflete uma queda na comparação com o segundo semestre do ano passado, atribuível a níveis recordes de chuvas no início deste ano, que resultaram em um retorno da geração de energia hidrelétrica e consequente redução na demanda por gás natural.

A Companhia espera que a produção média diária no primeiro semestre de 2018 seja de aproximadamente 4,6MMm³, semelhante à média que foi reportada no mesmo período de 2017. No momento, a QGEP mantém o guidance de 5,1MMm³ para a média diária de produção em 2018, mas poderá reavaliar este guidance no decorrer do ano, em função da demanda industrial, assim como das previsões meteorológicas, que determinam o despacho das termelétricas.

A certificação de reservas da Gaffney, Cline & Associates (GCA), atualizada em 31 de dezembro de 2017, indicou que as reservas 2P de 100% do Campo totalizavam 7,6 bilhões de m³ de gás natural e 0,8 milhões de barris de gás condensado, que correspondem a cerca de 48,4 milhões de barris de óleo equivalente (boe), alinhado com as certificações passadas, considerando a redução de volume produzido.

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora 

O FPSO Petrojarl I chegou ao Brasil no final de 2017 e durante o primeiro trimestre de 2018, a Teekay Offshore Partners, operadora do FPSO, e a QGEP, operadora do campo, completaram o processo de conexão das linhas de produção e controle entre os poços e o FPSO. Após esse período, foram feitos os testes elétricos e hidráulicos e obtidas as licenças necessárias à operação, que eram dependentes destes testes.

Como evento subsequente ao final do trimestre, o Consórcio produziu seu primeiro óleo no dia 02 de maio, a partir de um dos dois poços que já estavam preparados para a produção. O poço 7-ATL-2HP-RJS ainda está em fase de estabilização. Em função de dificuldades mecânicas com a bomba de fundo do poço e consequente utilização da bomba no leito marinho, o Campo deverá atingir uma produção diária entre 10% e 20% inferior à nossa expectativa inicial de 20.000 barris de óleo por meio de dois poços. O Consórcio pode optar por perfurar um poço adicional no segundo semestre de 2018. Esta decisão será baseada em uma série de fatores, incluindo os preços do petróleo em vigor, com produção inicial estimada para 2019.

Nos primeiros 18 meses de produção, os custos operacionais do Consórcio serão de cerca de US\$410 mil por dia, levando-se em consideração uma redução de 15% na taxa diária do FPSO negociada em 2017 com a Teekay. Após os 18 meses iniciais de produção, os custos operacionais serão de US\$480 mil por dia. As taxas diárias de afretamento do FPSO flutuarão de acordo com algumas variáveis, que em grande parte são atreladas ao preço do Brent.

Análises recentes apontam que o desconto entre o preço do óleo pesado e do Brent tem diminuído em função da escassez do produto no mercado. Desta maneira, a QGEP espera uma maior remuneração na venda do óleo em relação à originalmente prevista. A Companhia possui um contrato com a Shell para a venda da totalidade do óleo produzido no Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta.

Em 2019, o Consórcio avaliará seguir em frente com o Sistema de Produção Definitivo (SD) em Atlanta com base nas informações provenientes do Sistema de Produção Antecipado. Esta segunda fase do projeto implicaria perfurar até nove poços adicionais e elevar a produção máxima para próximo de 75.000 barris por dia até 2021. Nosso plano de investimentos para 2019 inclui US\$30 milhões reservados para o início deste desenvolvimento.

Exploração

SEAL-M-351, SEAL-M-428, SEAL-M-501, SEAL-M-503, SEAL-M-430 E SEAL-M-573

Participação: 30%* 

A Bacia de Sergipe-Alagoas é uma importante área exploratória para a QGEP, e a Companhia adicionou novos ativos ao seu portfólio nesse primeiro trimestre. Em março de 2018, a QGEP junto com seus parceiros ExxonMobil e Murphy Oil adquiriram os blocos SEAL-M-430 e SEAL-M-573 na 15ª Rodada de Licitações da ANP. A QGEP entrou com 30% de participação em ambos os blocos, enquanto a ExxonMobil entrou com 50% de participação e será a operadora dos blocos. Os 20% restantes pertencem à Murphy Oil. O bônus de assinatura desses blocos foi de R\$7,3 milhões, dos quais R\$2,2 milhões foram pagos pela QGEP. Os blocos adquiridos nesta rodada têm perspectivas exploratórias semelhantes aos blocos já adquiridos nesta bacia nas rodadas anteriores.

Esses blocos estão localizados na mesma região das outras concessões que o consórcio já possui, incluindo os blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428, que foram adquiridos pela QGEP na 13ª Rodada de Licitações da ANP em outubro de 2015. Em setembro de 2017, a Companhia anunciou que finalizou dois acordos de farm-out para esses blocos, nas mesmas participações do Consórcio que adquiriu os blocos na 15ª Rodada da ANP. Nos termos do acordo, a QGEP será reembolsada por 70% dos R\$100 milhões em bônus de assinatura pagos quando da aquisição dos blocos, e também por todos os custos incorridos com a aquisição de dados sísmicos 3D, com valor estimado em US\$5 milhões, além de outras compensações. A QGEP recebeu R\$20 milhões da Murphy Oil, como previsto e deverá receber o pagamento da ExxonMobil ainda neste segundo trimestre.

Conforme divulgado, também em setembro de 2017, a Companhia adquiriu os blocos SEAL-M-501 e SEAL-M-503 na 14ª Rodada de Licitações da ANP, em conjunto com o mesmo consórcio. Os blocos são adjacentes aos blocos SEAL-M-351 e SEAL-M-428. O valor total dos bônus de assinatura para esses blocos exploratórios foi de R\$109,9 milhões ou R\$33,0 milhões líquidos para a QGEP.

Todos os seis blocos estão localizados em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, entre 80 a 100 Km da costa, e abrangem uma área total de aproximadamente 4.500 km².

A Companhia e seus sócios planejam começar a aquisição de dados sísmicos para os seis blocos neste trimestre, visando obter os resultados finais até o início de 2019. Isso deverá possibilitar o início das perfurações em 2020. A região de águas ultraprofundas dessa bacia é considerada de alto potencial exploratório e de médio-baixo risco, sendo que já foram registradas seis descobertas significativas pela Petrobras. O sistema petrolífero principal nessa região da Bacia é semelhante ao das descobertas realizadas pela ExxonMobil na Guiana, onde se estimam mais de 3 bilhões de barris de petróleo leve recuperáveis, e também ao de importantes descobertas na Costa Oeste africana.

BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

Participação: Diversas 

A QGEP tem 100% da participação nos blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 da Bacia do Pará-Maranhão e no Bloco FZA-M-90 na Bacia da Foz do Amazonas. A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D já foram concluídos para os três blocos e a QGEP finalizou o processo de interpretação dessas áreas no primeiro trimestre de 2018. A Companhia iniciou o processo de farm-out para ambos os blocos, e recentemente abriu data room para grupos de potenciais parceiros.

O sistema petrolífero interpretado para as regiões de águas ultraprofundas dessas bacias é semelhante ao testado com sucesso em Sergipe-Alagoas, Guiana e Margem Oeste africana, com reservatórios e seções geradoras contemporâneas.

A aquisição e o processamento dos dados sísmicos 3D das Bacias do Ceará (CE-M-661) e do Espírito Santo (ES-M-598 e ES-M-673) já foram concluídos e os Consórcios estão interpretando os dados visando melhor avaliar o potencial desses blocos.

CAL-M-372

Participação: 20% 

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

Eventos Corporativos Recentes

Em julho de 2017, a Companhia anunciou ter recebido e aceitado uma oferta não solicitada da Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda. para comprar sua participação de 10% no Bloco BM-S-8 por US\$379 milhões. Nos termos da venda, 50% do preço total de compra seria pago no fechamento da transação, com o recebimento da aprovação da ANP e demais órgãos competentes. Até o final de março de 2018, a QGEP já recebeu da Statoil US\$234,5 milhões, referentes à primeira e a segunda parcela da transação. O pagamento remanescente, que representa 38% do valor de venda, será efetuado após a assinatura do Contrato de Individualização de Produção, ou Unitização das áreas.

Desempenho Financeiro

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

	1T18	1T17	Δ%	2017	2016	Δ%
Receita líquida	118,8	106,4	11,7%	501,7	476,5	5,3%
Custos	(46,6)	(55,7)	-16,3%	(227,7)	(240,7)	-5,4%
Lucro bruto	72,1	50,6	42,5%	274,0	235,7	16,2%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(12,9)	(12,0)	7,9%	(52,1)	(49,6)	5,1%
Equivalência patrimonial	(0,9)	0,0	n.a.	(1,8)	0,5	-448,1%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(14,9)	(6,1)	146,3%	(27,7)	(62,5)	-55,7%
Outras despesas operacionais líquidas	147,3	(0,0)	n.a.	149,9	(2,8)	n.a.
Lucro (Prejuízo) operacional	190,7	32,6	484,1%	342,3	121,3	182,2%
Resultado financeiro líquido	31,8	19,7	61,5%	92,3	46,5	98,2%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	222,5	52,3	325,1%	434,6	167,9	158,9%
Imposto de renda e contribuição social	(63,4)	(9,5)	n.a.	(77,2)	(15,0)	416,4%
Lucro (Prejuízo) líquido	159,1	42,8	271,8%	357,4	152,9	133,7%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	203,7	36,5	457,4%	428,8	328,5	30,5%
EBITDAX⁽¹⁾	206,8	46,4	345,8%	407,9	188,3	116,6%

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.

A QGEP segue executando sua estratégia de maneira efetiva, conforme evidenciado pelos resultados consolidados do primeiro trimestre de 2018, os quais mostraram uma melhora contínua tanto na produção como na rentabilidade. O EBITDAX beneficiou-se dos maiores níveis de produção, de uma estrutura de custos aprimorada e do recebimento da segunda parcela da venda do Bloco BM-S-8. A Companhia encerrou o período com uma sólida posição de caixa da ordem de R\$2,2 bilhões, que combinada com as duas operações de farm-out, fornece recursos suficientes para suportar as despesas de capital nos próximos anos e ainda para retornar capital aos acionistas por meio de um dividendo especial pago em abril.

Destaque Financeiros do 1T18:

- ▶ A receita líquida foi de R\$118,8 milhões, 11,7% superior ao 1T17. Esse aumento foi decorrente da maior produção de gás em Manati, que alcançou média diária de 4,6MMm³ no 1T18, 9,5% superior aos 4,2MMm³ registrados no 1T17.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$14,9 milhões, mais do que o dobro do mesmo período do ano anterior. Os recursos foram dispendidos principalmente para a aquisição e processamento de sísmica que será realizada ao longo de 2018 para os blocos de Sergipe-Alagoas, e estudos meteoceanográficos para os blocos das bacias de Pará-Maranhão e Foz do Amazonas. Os gastos totais foram parcialmente compensados pelo estorno do montante de R\$6,8 milhões constatados pela QGEP como um valor não devido após auditoria dos gastos do Bloco BM-S-12, já devolvido à ANP.
- ▶ Os custos operacionais totais somaram R\$46,6 milhões, 16,3% inferiores ao mesmo período do ano passado, em comparação com os R\$55,7 milhões registrados no mesmo período do ano anterior, refletindo principalmente as maiores despesas de depreciação e amortização e de royalties, em função do aumento da produção. Em contrapartida, os custos de produção foram menores no período.
- ▶ A Companhia teve uma redução de 70% nos custos de manutenção na comparação trimestral, atingindo R\$3,2 milhões, pois não houve custos relevantes de manutenção não recorrente no 1T18, enquanto no primeiro trimestre do ano anterior, os custos de manutenção alcançaram R\$10,9 milhões, em grande parte relacionados as atividades na plataforma de Manati.
- ▶ As despesas gerais e administrativas totalizaram R\$12,9 milhões, aumento de 7,9% em relação ao mesmo período do ano anterior e queda de 16,8% em relação ao 4T17. Esse crescimento deveu-se principalmente pelo aumento de custos com pessoal devido a maiores despesas associada à provisão para participação dos funcionários nos lucros e resultados e incremento de despesas com a realização de planos de *stock option*.
- ▶ O EBITDAX no período foi de R\$206,8 milhões, comparado aos R\$46,4 milhões registrados no 1T17, refletindo principalmente o recebimento da segunda parcela da venda do Bloco BM-S-8. A margem EBITDAX foi de 173,9%. Excluindo esse ganho não-recorrente, o EBITDAX seria equivalente a R\$59,2 milhões, beneficiando-se da maior produção, enquanto a margem EBITDAX seria de 49,9%.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$31,6 milhões, em comparação com os R\$19,7 milhões no 1T17. No 1T17, o fundo cambial apresentou performance negativa, consequência da desvalorização do Dólar, enquanto no 1T18, seguindo sua Política de Gestão de Riscos de Mercado, a Companhia não possuía aplicação no fundo cambial, já que os recebíveis relacionados à venda do BM-S-8 são denominados em dólares e, portanto, funcionam como um hedge natural para compromissos futuros na mesma moeda. Com isso, o resultado financeiro deste trimestre reflete basicamente a receita financeira de remuneração da taxa CDI para títulos privados e da taxa SELIC para títulos públicos.
- ▶ O lucro líquido no 1T18 atingiu R\$159,1 milhões, comparado a R\$42,8 milhões no 1T17, em função do aumento do lucro operacional e do recebimento da segunda parcela da venda da participação no Bloco BM-S-8. Excluindo esse ganho não-recorrente, o lucro líquido seria equivalente a R\$62,0, com margem de 52,2%.

▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$203,7 milhões, ante R\$36,5 milhões no 1T17.

Custos operacionais (R\$ milhões)

	1T18	1T17	Δ%	2017	2016	Δ%
Depreciação e amortização	15,4	13,0	18,2%	62,8	63,9	-1,7%
Custos de produção	15,8	20,5	-22,6%	72,6	80,7	-10,1%
Custos de manutenção	3,2	10,9	-70,2%	35,4	38,8	-8,9%
Royalties	9,2	8,1	13,1%	39,0	36,6	6,4%
Participação especial	1,4	0,5	198,0%	6,2	5,6	10,2%
P&D	1,1	1,2	-9,4%	4,5	5,6	-20,4%
Outros	0,5	1,6	-67,8%	7,4	9,5	-22,0%
TOTAL	46,6	55,7	-16,3%	227,7	240,7	-5,4%

Crédito com Parceiros

Refletem gastos incorridos nas atividades de E&P que são cobrados ("cash calls") ou a serem cobrados aos parceiros não operadores nos respectivos consórcios, ou alocados pelos parceiros operadores a Companhia nos blocos não operados pela QGEP.

Do montante de R\$131,8 milhões registrado em 31 de março de 2018, 40% dos direitos de participação para o Bloco BS-4 representam R\$111,3 milhões. Incluso neste valor, R\$77,7 milhões foram acumulados ao longo de 2017 e encontram-se vencidos em 31 de março de 2018. O valor remanescente de R\$20,5 milhões é relativo à outros consórcios.

Em abril de 2018, foi emitido novo "cash call" relativo à parcela de 40% dos direitos de participação para o Bloco BS-4, no valor de R\$20,6 milhões, e vencido em 02 de maio de 2018.

Conforme já divulgado pela Companhia, e tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo Energia S.A. (denominada "Dommo", antiga OGX Petróleo e Gás S.A. – Recuperação Judicial) com suas obrigações de aporte financeiro no consórcio do Bloco BS-4, a Barra Energia exerceu em outubro de 2017 os direitos de expulsão previstos nos documentos do consórcio. A Dommo contesta a validade da expulsão em procedimento arbitral perante a Corte de Arbitragem Internacional de Londres (LCIA).

Os aportes feitos pela QGEP Netherlands suportando a OGX Netherlands B.V totalizam R\$19,6 milhões em 31 de março de 2018, valor também vencido.

Capex e Outros Gastos Exploratórios

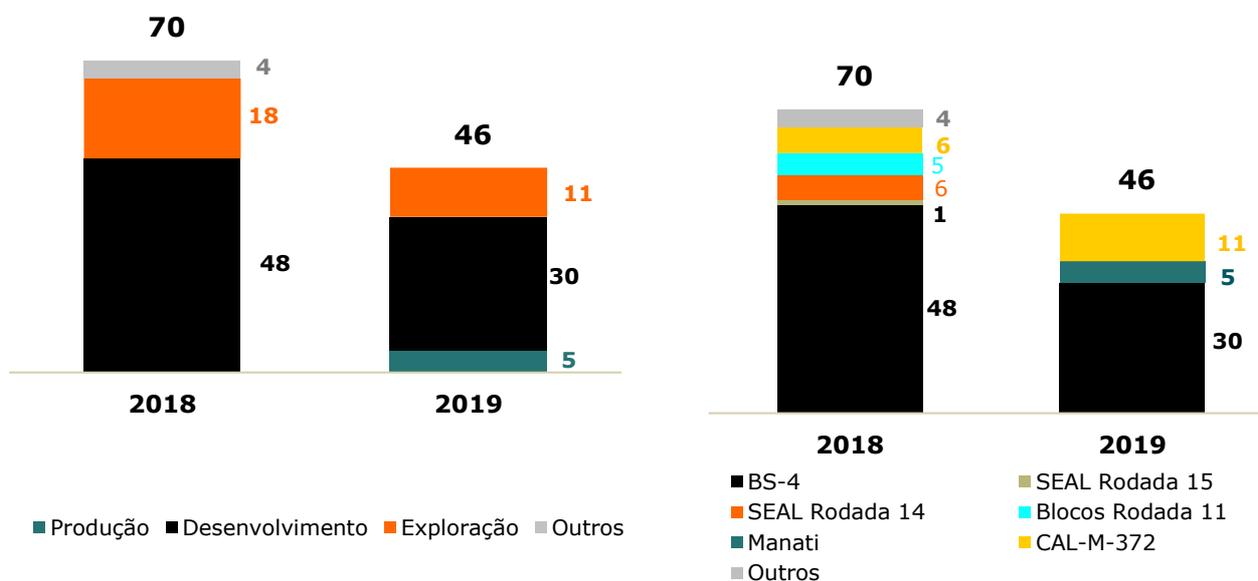
Com geração de fluxo de caixa estável do Campo de Manati, a QGEP conseguiu financiar suas necessidades de investimentos a partir dos recursos gerados internamente. Os investimentos também estão sendo suportados pelos recursos recebidos da venda do Bloco BM-S-8 e do acordo farm-out. A Companhia mantém uma posição de caixa confortável que suporta suas necessidades de investimento pelos próximos anos. As decisões relativas aos investimentos são tomadas pelos Consórcios nos diferentes ativos

do portfólio e, em seguida, a QGEP contabiliza a parcela correspondente à sua participação no respectivo ativo.

O CAPEX realizado no 1T18 foi de US\$20,1 milhões, dos quais US\$18,6 milhões foram investidos no Campo de Atlanta. No ano, a Companhia estima investir o montante de US\$70 milhões. Esse valor inclui US\$48 milhões para o Campo de Atlanta e US\$17 milhões em atividades de exploração, sendo US\$6 milhões destinados às atividades na Bacia de Sergipe-Alagoas e US\$5 milhões relativos à aquisição de sísmica para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

Em 2019, a QGEP reservou US\$30 milhões para o desenvolvimento do Sistema Definitivo, que é contemplado para o Campo de Atlanta, e corresponde a 65% do CAPEX total planejado para o ano. O valor remanescente corresponde ao início da perfuração exploratória no Bloco CAL-M-372.

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



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

Em 31 de março de 2018, a QGEP possuía saldo de caixa de R\$2,2 bilhões, superior ao R\$1,4 bilhão registrado em 31 de março de 2017. Atualmente, 100% dos recursos da Companhia estão investidos em instrumentos denominados em Reais. Em 31 de março de 2018, o retorno médio anual desses investimentos foi de 99,5% do CDI e 65% dos fundos tinha liquidez diária.

A dívida da QGEP é composta por financiamentos obtidos junto à FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e linhas de crédito do Banco do Nordeste do Brasil. O endividamento total em 31 de março de 2018 era de R\$316,4 milhões, comparados aos R\$325,2

milhões registrados ao final de 2017 e R\$353,7 milhões em 31 de março de 2017, refletindo os pagamentos à FINEP que começaram em setembro de 2016.

Os recursos tomados com a FINEP fazem parte de uma linha 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 atrelada à TJLP. Ambas têm período de carência de três anos e prazo de amortização 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 março de 2018 era de R\$1,9 bilhão e reflete 62% dos recursos recebidos pela venda do Bloco BM-S-8.

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
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. 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 findos em 31 de março de 2018 e 31 de março de 2017 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

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

	1T18	1T17	Δ%	2017	2016	Δ%
Lucro Líquido	159,1	42,8	271,8%	357,4	152,9	133,7%
Depreciação e amortização	15,9	13,7	15,8%	65,6	67,1	-2,3%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(31,8)	(19,7)	61,5%	(92,3)	(46,5)	98,2%
Imposto de renda e contribuição social	63,4	9,5	n.a.	77,2	15,0	416,4%
EBITDA⁽¹⁾	206,5	46,4	345,6%	407,9	188,5	116,4%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	0,0	0,0	n.a.	0,0	(0,2)	n.a.
EBITDAX⁽³⁾	206,5	46,4	345,4%	407,9	188,3	116,6%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	173,9%	43,6%	299,1%	39,8%	56,1%	-29,1%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	173,9%	43,6%	298,9%	39,6%	59,8%	-33,7%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(1.895,5)	(1.016,6)	86,4%	(1.724,6)	(977,9)	76,4%
Dívida Líquida/EBITDAX	(3,3)	(6,8)	-50,9%	(4,2)	(5,2)	-18,6%

⁽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

	1T18	4T17	Δ%
Ativo			
Circulante	2.382,6	2.284,4	4,3%
Caixa e equivalente de caixa	42,6	18,8	126,4%
Aplicações financeiras	2.010,2	1.874,4	7,2%
Contas a receber	97,0	128,5	-24,6%
Contas a receber – partes relacionadas	20,2	20,0	0,9%
Créditos com parceiros	131,8	108,0	22,0%
Estoques	1,0	0,9	16,8%
Impostos e contribuição a recuperar	1,6	50,0	-96,7%
Bens destinados à venda	70,0	70,0	0,0%
Outros	8,2	13,7	-40,2%
Não Circulante	1.714,1	1.654,2	3,6%
Caixa restrito	168,5	158,3	6,5%
Aplicações financeiras	159,0	156,5	1,6%
Impostos a recuperar	4,7	4,2	11,7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	46,8	45,4	3,2%
Investimentos	143,1	143,4	-0,2%
Imobilizado	778,9	735,2	5,9%
Intangível	412,1	410,2	0,5%
Outros ativos não circulantes	0,9	1,0	-9,3%
TOTAL DO ATIVO	4.096,7	3.938,5	4,0%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	312,7	316,0	-1,1%
Fornecedores	131,5	111,6	17,8%
Impostos e contribuição a recolher	44,4	62,5	-28,8%
Remuneração e obrigações sociais	8,4	8,3	0,1%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	3,1	3,1	1,1%
Empréstimos e financiamentos	36,8	36,8	0,0%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	10,5	12,4	-15,4%
Seguros a pagar	0,0	0,0	n.a.
Adiantamento de terceiros	57,9	57,9	0,0%
Bônus de assinatura	0,0	0,0	n.a.
Outros	20,0	23,3	-14,4%
Não Circulante	507,1	512,4	-1,0%
Empréstimos e financiamentos	279,5	288,4	-3,1%
Provisão para abandono	227,6	224,0	1,6%
Outras contas a pagar	0,0	0,0	n.a.
Patrimônio Líquido	3.277,0	3.110,1	5,4%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abranchentes	19,0	18,2	4,2%
Reserva de Lucros	1.043,7	1.043,7	0,0%
Reserva de Capital	40,3	40,7	-1,0%
Ações em Tesouraria	(63,2)	(70,6)	-10,5%
Lucro líquido do período	159,1	0,0	n.a.
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.096,7	3.938,5	4,0%

Anexo III | Fluxo de Caixa

	1T18	1T17	Δ%	2017	2016	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	159,1	42,8	271,8%	357,4	152,9	133,7%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	0,9	(0,0)	n.a.	1,8	(0,5)	-448,1%
Varição cambial sobre investimento	0,5	(0,7)	-168,8%	(5,0)	13,2	-62,0%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	15,9	13,7	15,8%	65,6	67,1	-2,3%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1,4)	0,3	n.a.	(0,9)	1,1	-184,3%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	3,9	1,5	149,3%	7,8	15,9	-50,8%
Juros Capitalizados	2,1	0,0	n.a.	9,3	0,0	n.a.
Baixa de imobilizado	0,0	0,2	n.a.	0,2	87,8	-99,8%
Redução do intangível - baixa do bônus de assinatura	0,0	0,0	n.a.	0,0	4,0	n.a.
Exercício do plano de opção	0,0	0,0	n.a.	0,0	0,0	n.a.
Provisão para plano de opção de ações	(0,4)	0,9	-146,2%	(1,2)	4,0	-129,2%
Provisão para imposto renda e contribuição social	64,8	9,3	n.a.	78,3	13,8	466,0%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(1,9)	0,9	-319,0%	0,6	(3,8)	-114,7%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	60,9	28,2	116,3%	(89,2)	(9,1)	n.a.
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	(100,6)	(60,5)	66,4%	4,1	12,5	-66,8%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	203,7	36,5	457,4%	428,8	328,5	30,5%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(171,6)	(24,3)	n.a.	(355,4)	(414,1)	-14,2%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(9,1)	(9,0)	0,5%	(74,8)	(50,7)	47,6%
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	0,8	(4,6)	-116,7%	2,5	(26,7)	-109,5%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	23,8	(1,3)	n.a.	1,1	(162,9)	-100,7%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	18,8	17,7	6,1%	17,7	180,7	-90,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	42,6	16,4	159,5%	18,8	17,7	6,1%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	23,8	(1,3)	n.a.	1,1	(162,9)	-100,7%

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.