

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.

Teleconferência

Português (com tradução simultânea em inglês)

09 de agosto 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 2T18

Rio de Janeiro, 8 de agosto 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 segundo trimestre encerrado em 30 de junho 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 **4,9MMm³ no 2T18**, comparada a 4,6MMm³ no 1T18 e 4,5MMm³ no 2T17. O aumento da produção é resultado da maior demanda por gás para geração de energia pelas termelétricas.

Com base nos números da produção acumulada do ano e na nossa perspectiva atual para o mercado, **confirmamos nosso guidance de 5,1MMm³ de produção média diária de gás para o ano de 2018.**

Campo de Atlanta

O Campo de Atlanta produziu seu primeiro óleo no último dia 02 de maio. A produção média diária no trimestre foi de quase 10 mil barris, considerando que o Campo ainda estava em fase de estabilização. O Consórcio decidiu perfurar um terceiro poço no Campo no 1T19.

Receita Líquida

Receita líquida de **R\$158,3 milhões no 2T18**, crescimento de 38,1% comparado ao 2T17, refletindo a maior produção em Manati e a contribuição do Campo de Atlanta.

Lucro Líquido

Lucro Líquido de **R\$85,2 milhões** no trimestre comparado a R\$61,0 milhões no 2T17, refletindo o maior lucro operacional.

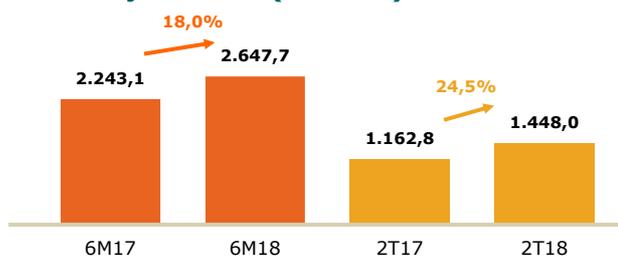
EBITDAX

EBITDAX de **R\$100,7 milhões, mais do que o dobro dos R\$45,9 milhões no 2T17**, em função principalmente da maior receita e de menores despesas administrativas.

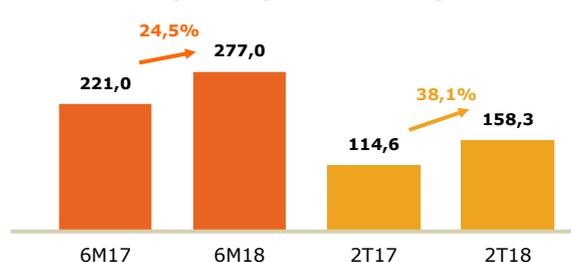
Saldo de Caixa

Saldo de caixa⁽¹⁾ de **R\$1,8 bilhão ao final do trimestre** após a saída de recursos com o pagamento de dividendos de R\$400 milhões.

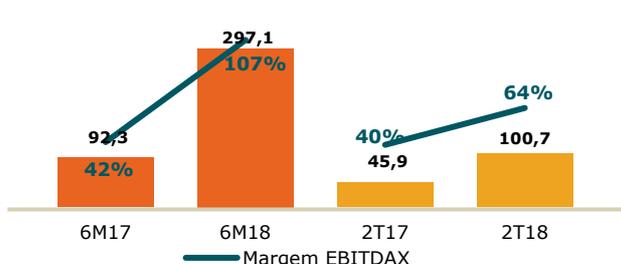
Produção Total (Mil boe)



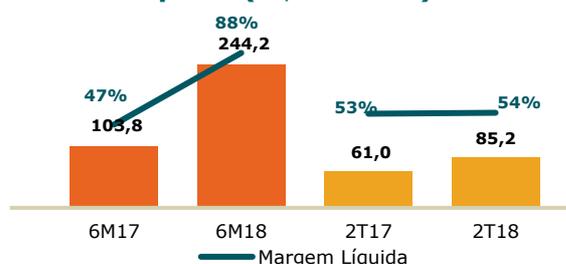
Receita Líquida (R\$ Milhões)



EBITDAX (R\$ Milhões)



Lucro Líquido (R\$ Milhões)



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

Mensagem da Administração

O segundo trimestre marcou mais uma etapa de crescimento para a QGEP, à medida que continuamos a implementar a nossa estratégia e posicionar a Companhia para o futuro. O destaque do período foi a entrada em produção do Campo de Atlanta no mês de maio, o que levou à diversificação de nossas fontes de receita.

Nossa produção total alcançou mais de 1,45 milhão de barris de óleo equivalente (boe) no trimestre, ou 16 mil boe por dia, um aumento significativo em relação aos níveis do ano passado. Adicionalmente, foi iniciada a aquisição de sísmica 3D para os nossos blocos exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas e avançamos com ações para uma maior otimização do nosso portfólio de ativos.

Alcançamos receita e EBITDA positivos no segundo trimestre desse ano, com crescimento relevante quando comparado ao mesmo período do ano passado e ao trimestre anterior, excluindo os ganhos não recorrentes da venda de ativos registrada no primeiro trimestre desse ano. Os resultados observados são decorrência dos avanços na operação, impulsionados pela maior produção de gás do Campo de Manati e o início da produção de óleo do Campo de Atlanta.

A produção de gás do Campo de Manati alcançou média de 4,9MMm³ por dia no trimestre, à frente dos 4,5MMm³ por dia produzidos no segundo trimestre do ano passado e dos 4,6MMm³ por dia registrados no primeiro trimestre de 2018. Os maiores níveis de produção resultaram basicamente das condições climáticas mais secas no período, que acionaram o uso de termelétricas para complementação da geração de hidroelétricas no nordeste brasileiro. Com a melhora da demanda este ano, a produção de julho atingiu 5,2MMm³ por dia, levando a média de janeiro a julho de 2018 para 4,8MMm³ por dia. Com base nesses números de produção acumulada no ano e na nossa perspectiva atual para o mercado, confirmamos nosso guidance de 5,1MMm³ de produção média diária de gás para o ano de 2018.

Destacamos a entrada em produção do Campo de Atlanta, em 2 de maio deste ano. Durante a fase de estabilização, reportamos produção total de 593.718 barris de óleo no período de dois meses encerrado em 30 de junho, ou seja, produção diária média de 9,9 mil barris. O desempenho do reservatório do Campo está em linha com as nossas expectativas. No entanto, como reportamos anteriormente, as bombas de fundo falharam logo após o início operação e os poços estão produzindo através das bombas no leito marinho, o que reduziu os níveis de produção para cerca de 13 mil barris de óleo por dia atualmente. O Consórcio estuda medidas para aumentar a produção, porém neste momento estimamos que a produção média permaneça em torno de 13 mil barris de óleo por dia até o início da produção do terceiro poço estimada para o segundo trimestre de 2019. Finalizaremos o processo de contratação da sonda até o final deste mês e a perfuração do poço terá início no primeiro trimestre de 2019.

Com relação aos nossos ativos exploratórios, seguimos entusiasmados com nossa posição na Bacia de Sergipe-Alagoas, onde a QGEP detém 30% de participação em seis blocos em parceria com ExxonMobil e Murphy Oil. A aquisição dos dados sísmicos 3D já foi iniciada para todos os blocos, e esperamos que esteja concluída até o final do terceiro trimestre deste ano. As interpretações desses dados se darão ao longo de 2019 e a perfuração poderá ter início até 2020. Os prospectos já identificados nessas áreas são considerados pela QGEP de risco exploratório médio a baixo com potencial para altos volumes e estão localizados perto de várias descobertas já realizadas nos blocos adjacentes.

Além disso, seguimos com o processo de farm-out que lançamos no início deste ano. O foco inicial é reduzir nossa participação nos dois blocos da Bacia de Pará-Maranhão, nos quais detemos 100% de participação. Estamos aguardando a licença ambiental para o bloco localizado na Bacia de Foz do Amazonas antes de prosseguirmos com um processo de farm-out para esse ativo.

Os resultados do primeiro semestre de 2018 da QGEP fortaleceram nossa posição financeira, aumentando nosso fluxo de caixa operacional e nossa posição de caixa. À medida que avaliamos nossos planos de alocação de capital para o segundo semestre deste ano, nossas prioridades são: (i) manter a flexibilidade financeira necessária para continuarmos financiando nossos projetos de exploração e desenvolvimento, (ii) manter a habilidade de adquirir ativos que oferecem crescimento potencial significativo combinado com risco compatível, e (iii) recompensar nossos acionistas por meio de pagamento de dividendos. Efetuamos o pagamento do dividendo total no valor de R\$1,54 por ação no segundo trimestre desse ano, e continuaremos a avaliar tais oportunidades à luz do capital necessário para destravar o valor da nossa base existente de ativos, e das oportunidades que vemos no horizonte.

Temos focado nossa atividade sobretudo na entrega de sólidos resultados, por meio da entrada em produção do Campo de Atlanta, da monetização da descoberta de Carcará e da distribuição extraordinária de dividendos aos nossos investidores. Também otimizamos nosso portfólio de ativos, com a aquisição de mais dois blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Esses são tempos animadores para o setor de óleo e gás no Brasil. Estamos satisfeitos com o progresso que conseguimos realizar até hoje e com o posicionamento que a QGEP desenvolveu dentro deste setor em expansão.

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	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

Ativos da QGEP

Produção e Desenvolvimento

MANATI

Bloco BCAM-40; Participação: 45%



No 2T18, a produção de gás do Campo de Manati foi de 199,2 milhões de m³ e a de condensado foi de 16.739 bbl, valores líquidos para a QGEP. A produção média diária total do Campo, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste do Brasil, foi de 4,9MMm³ no 2T18, representando um aumento de 9,3% em relação aos 4,5MMm³ produzidos no mesmo período de 2017 e de 5,9% comparado aos 4,6MMm³ reportados no primeiro trimestre de 2018. Esse aumento no nível de produção é atribuído à falta de chuvas que resultou no aumento da demanda por gás natural para a geração de energia pelas termelétricas.

No primeiro semestre de 2018, a produção média diária foi de 4,8MMm³, um aumento de 10,2% em relação ao mesmo período do ano passado. Em julho, a produção atingiu 5,2MMm³ por dia, sinalizando melhora de demanda no segundo semestre. Assim, a QGEP reafirma o guidance de 5,1MMm³ para a média diária de produção em 2018, com base nas expectativas de que as condições climáticas atuais serão mantidas no segundo semestre deste ano, e que a demanda industrial seguirá estável.

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).

ATLANTA

Bloco BS-4; Participação: 30%; Operadora 

O primeiro óleo do Campo de Atlanta ocorreu em 2 de maio de 2018 com a abertura do primeiro poço e após 10 dias o segundo poço iniciou a produção. A produção total, líquida para a QGEP, foi de 178.115 bbl de óleo, equivalente a uma média diária no período de quase 10 kbpd, sendo que atualmente a média está próxima de 13 kbpd, com a utilização das bombas no leito marinho. Neste cenário, a Companhia estima que a produção média permaneça em torno de 13 mil barris de óleo por dia até a entrada em produção do terceiro poço do Sistema de Produção Antecipada (SPA). O Consórcio decidiu iniciar a perfuração do terceiro poço no Campo de Atlanta no primeiro trimestre de 2019, que deverá aumentar a produção diária em cerca de 10 kbpd sem aumento significativo nos custos operacionais.

A produção está sendo limitada pelo não funcionamento das bombas dentro dos poços, o que impede a produção de atingir os níveis previstos anteriormente. O Consórcio está avaliando a substituição das bombas inoperantes nos poços logo após a perfuração do terceiro poço visando o aumento de produção.

Excluindo as despesas associadas ao início da produção do Campo de Atlanta, as despesas operacionais totais diárias atingiram US\$410 mil. Após os 18 meses iniciais de produção, espera-se que os custos operacionais atinjam US\$480 mil/dia. As taxas diárias de afretamento do FPSO flutuarão de acordo com algumas variáveis, que em grande parte são atreladas ao preço do Brent.

A Companhia possui um contrato com a Shell para a venda da totalidade do óleo produzido no SPA do Campo de Atlanta. No 2T18, três offloads foram realizados totalizando 146.208 bbl de óleo, líquido para a QGEP, e foram destinados a refinarias na costa oeste dos Estados Unidos e na Ásia.

Em 2019, o Consórcio avaliará os benefícios de seguir em frente com o Sistema de Produção Definitivo (SD) em Atlanta, o que implicaria perfurar até nove poços adicionais e elevar a capacidade de produção para próximo de 75 kbpd até 2021. O plano de investimentos para 2019 da Companhia inclui US\$30 milhões para esse 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, onde a Companhia detém 30% de participação em seis blocos localizados em águas ultraprofundas, distando entre 80 a 100 km da costa, em parceria com a ExxonMobil, operadora com 50% de participação e com a Murphy Oil, com os 20% remanescentes.

A região de águas ultraprofundas dessa bacia é considerada pela QGEP de alto potencial exploratório e de médio-baixo risco, sendo que já foram registradas seis descobertas significativas pela Petrobras em áreas adjacentes. O sistema petrolífero principal nessa região da Bacia é semelhante a outras descobertas realizadas ao longo da costa norte da América do Sul e comparável a importantes descobertas na Costa Oeste africana.

A Companhia e seus parceiros começaram a coletar os dados sísmicos no segundo trimestre de 2018 para os seis blocos, com a expectativa de ter todos os dados necessários até o início de 2019. Em seguida, o Consórcio avaliará os dados sísmicos e desenvolverá um programa de perfuração para a área, enquanto aguarda a licença ambiental, com a perfuração prevista para até 2020.

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 sua avaliação dessas áreas no primeiro trimestre de 2018. A QGEP abriu data room para um seletivo grupo de potenciais parceiros para o farm-out dos Blocos da Bacia do Pará-Maranhão e vem recebendo demonstrações de interesse.

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) 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. Assim que a licença for emitida, o Consórcio planeja perfurar um poço pioneiro no prospecto CAM#01. Neste período, o Consórcio recebeu o reprocessamento do dado sísmico e iniciou sua interpretação.

Eventos Corporativos Recentes

Conforme reportado anteriormente, a venda do Bloco 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 para a Assembleia Geral Ordinária de 2018 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.

Desempenho Financeiro

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

	2T18	2T17	Δ%	6M18	6M17	Δ%
Receita líquida	158,3	114,6	38,1%	277,0	221,0	25,4%
Custos	(83,6)	(57,5)	45,5%	(130,2)	(113,2)	15,0%
Lucro bruto	74,7	57,2	30,6%	146,8	107,8	36,2%
Receitas (Despesas) operacionais						
Despesas gerais e administrativas	(2,2)	(13,0)	-83,3%	(15,1)	(25,0)	-39,6%
Equivalência patrimonial	(0,0)	(1,1)	-96,3%	(1,0)	(1,1)	-8,9%
Gastos exploratórios de óleo e gás	(3,7)	(12,4)	-70,1%	(18,6)	(18,4)	1,1%
Outras despesas operacionais líquidas	(1,8)	0,0	n.a.	145,5	(0,0)	n.a.
Lucro (Prejuízo) operacional	66,9	30,7	118,0%	257,6	63,4	306,7%
Resultado financeiro líquido	35,6	45,8	-22,1%	67,4	65,5	3,0%
Lucro antes dos impostos e contribuição social	102,6	76,5	34,1%	325,1	128,8	152,3%
Imposto de renda e contribuição social	(17,4)	(15,5)	12,7%	(80,8)	(25,0)	223,2%
Lucro (Prejuízo) líquido	85,2	61,0	39,5%	244,2	103,8	135,3%
Caixa Líquido gerado pelas atividades operacionais	74,8	101,5	-26,3%	278,6	138,1	101,8%
EBITDAX⁽¹⁾	100,7	45,9	119,4%	297,1	92,3	222,0%

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.

Os resultados financeiros do segundo trimestre de 2018 da QGEP refletiram a execução bem-sucedida de sua estratégia, com destaque para o início da produção de óleo do Campo de Atlanta. Tanto a produção como a rentabilidade aumentaram substancialmente em comparação ao mesmo período de 2017. O EBITDAX beneficiou-se do maior volume de produção, já incluindo dois meses de produção de Atlanta e de uma melhor estrutura de custos. A Companhia encerrou o período com uma forte posição de caixa líquida de R\$1,8 bilhão, o que proporciona recursos significativos para garantir seu programa de alocação de capital.

Destaques Financeiros do 2T18:

- ▶ A receita líquida foi de R\$158,3 milhões, 38,1% superior ao 2T17. Do montante total, R\$126,2 milhões foram contabilizados pelo Campo de Manati, impulsionado por uma maior produção, 9,3% acima do 2T17. Adicionalmente, a receita incluiu a primeira contribuição de dois meses de produção do Campo de Atlanta, que representou 20,2% do total.
- ▶ Os custos operacionais totais somaram R\$83,6 milhões no trimestre, 45,5% superiores ao mesmo período do ano anterior.
 - Do total dos custos, R\$44,3 milhões foram referentes ao Campo de Manati, 22,9% inferior em relação ao 2T17. Essa redução se deve principalmente a uma receita de seguro de R\$8,0 milhões referente à linha de produção de Manati danificada no ano passado, reduzindo assim os custos de manutenção do período. Também foram incluídos nos custos operacionais maiores despesas com depreciação e amortização, além de royalties relacionados à maior produção no período. Os custos de manutenção no 2T17 foram de R\$12,0 milhões, quando a Companhia finalizou a manutenção da plataforma de Manati.
 - Além disso, tivemos R\$39,3 milhões em despesas atribuídas ao Campo de Atlanta. Os custos com depreciação foram influenciados pelo início da produção deste Campo. Para calcular o montante do investimento registrado no imobilizado em relação a Atlanta, a Companhia utilizou a reserva desenvolvida de 17 milhões de barris, enquanto para a depreciação do intangível, a QGEP utilizou a reserva 1P de 147 milhões de barris, conforme certificação da GCA, emitida em 2014.

Campo de Manati	2T18	2T17	Δ%	6M18	6M17	Δ%
Custos de produção	19,8	18,2	8,9%	35,6	38,6	-7,8%
Custos de manutenção	(6,9)	12,0	-157,3%	(3,6)	22,8	-115,8%
Royalties	9,8	8,9	9,6%	19,0	17,0	11,3%
Participação especial	1,6	0,9	73,7%	3,0	1,4	116,0%
Pesquisa & Desenvolvimento	1,2	1,2	-4,2%	2,2	2,4	-6,7%
Depreciação e amortização	18,9	14,4	31,2%	34,3	27,4	25,0%
Outros	0,0	1,9	n.a.	0,5	3,5	-85,3%
TOTAL	44,3	57,5	-22,9%	91,0	113,2	-19,6%

Campo de Atlanta	2T18	2T17	Δ%	6M18	6M17	Δ%
Custos de produção	22,3	0,0	n.a.	22,3	0,0	n.a.
Custos de manutenção	0,0	0,0	n.a.	0,0	0,0	n.a.
<i>Royalties</i>	2,7	0,0	n.a.	2,7	0,0	n.a.
Depreciação e amortização	14,3	0,0	n.a.	14,3	0,0	n.a.
TOTAL	39,3	0,0	n.a.	39,3	0,0	n.a.

- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$2,2 milhões, redução de 83,3% quando comparado ao mesmo período do ano anterior. A redução reflete uma reversão da provisão referente ao primeiro plano de opção de ações outorgado em 2011, já que o prazo para exercício foi expirado, com um impacto positivo de R\$10,3 milhões nesta rubrica.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$3,7 milhões, valor 70,1% inferior ao mesmo período do ano passado, uma vez que menos recursos foram despendidos em dados sísmicos nesse trimestre, já que os pagamentos destes dados foram concentrados no 1T18.
- ▶ O EBITDAX do período foi de R\$100,7 milhões, mais do que o dobro dos R\$45,9 milhões registrados no 2T17, refletindo principalmente o maior resultado operacional e menores despesas administrativas.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$35,6 milhões, comparado a R\$45,8 milhões no 2T17. 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 2T18 foi de R\$85,2 milhões comparado a R\$61,0 milhões no 2T17, refletindo o maior resultado operacional.
- ▶ O fluxo de Caixa operacional totalizou R\$74,8 milhões, comparado a R\$101,5 milhões no 2T17.

Destaques Financeiros do 6M18:

- ▶ A receita líquida foi de R\$277,0 milhões, 25,4% acima do 6M17, impulsionada pela maior produção do Campo de Manati e pelo início de produção de óleo do Campo de Atlanta.
- ▶ Os gastos exploratórios foram de R\$18,6 milhões, estáveis em relação ao mesmo período do ano anterior. Os recursos foram principalmente despendidos na aquisição ou processamento de dados sísmicos nos seis blocos localizados na Bacia de Sergipe-Alagoas e em estudos metoceanográficos para os blocos das bacias do Pará-Maranhão e da Foz do Amazonas. As despesas totais foram parcialmente compensadas pela reversão de R\$6,8 milhões apurados pela QGEP como valor não devido após auditoria das despesas do BM-S-12, bloco já devolvido à ANP.
- ▶ Os custos operacionais totais somaram R\$130,2 milhões, 15% superiores ao mesmo período do ano anterior, devido ao incremento de custos em função da entrada em produção do Campo de Atlanta, parcialmente atenuados pela redução dos custos operacionais do Campo de Manati, principalmente devido a menores custos de manutenção no período.

- ▶ Os custos de manutenção de Manati totalizaram R\$3,6 milhões positivos no primeiro semestre de 2018 contra custos de R\$22,8 milhões no mesmo período de 2017, quando a Companhia concluiu o programa de manutenção na plataforma do Campo.
- ▶ Despesas gerais e administrativas totalizaram R\$15,1 milhões, 39,6% inferior ao mesmo período do ano anterior. Tal redução deveu-se principalmente a reversão de despesas relacionadas ao plano de opção de ações.
- ▶ O EBITDAX no período foi de R\$297,1 milhões, comparado a R\$92,3 milhões no 6M17, refletindo principalmente o ganho com a venda do Bloco BM-S-8. Por sua vez, a margem EBITDAX foi de 107,2%.
- ▶ O resultado financeiro líquido foi de R\$67,4 milhões, estável quando comparado a R\$65,5 milhões no 6M17. A Companhia não detém mais caixa investido em fundos cambiais.
- ▶ O lucro líquido no 6M18 atingiu R\$244,2 milhões comparado a R\$103,8 milhões no 6M17, refletindo o aumento das receitas operacionais e também o ganho na venda da participação da Companhia no Bloco BM-S-8.
- ▶ O fluxo de caixa operacional totalizou R\$278,6 milhões no 6M18, comparado a R\$138,1 milhões no 6M17.

Crédito com Parceiros

Do montante total de R\$172,9 milhões registrado em 30 de junho de 2018, R\$149,7 milhões refere-se a 40% da parcela dos direitos de participação no Bloco BS-4 cuja titularidade encontra-se em disputa em tribunal arbitral.

A diferença do montante total é relativa a outros consorciados.

i. Saldos com Parceiros

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

Dos valores acima: R\$21,9 milhões são correspondentes aos mencionados 40% devidos pela Dommo Energia S.A. (denominada "Dommo", antiga OGX Petróleo e Gás S.A. – Recuperação Judicial) e não pagos em 30 de junho de 2018.

Ainda, os aportes feitos pela QGEP Netherlands honrando a inadimplência da OGX Netherlands B.V na Atlanta Field BV. totalizam R\$23,1 milhões em 30 de junho de 2018.

Outros créditos relativos a outros consorciados não vencidos: R\$23,2 milhões, relativo ao período de 30 de junho de 2018.

ii. Direitos de Participação em Disputa

Refletem gastos incorridos pela QGEP relativos ao que lhe cabe da participação no Bloco BS-4 em disputa.

Conforme já divulgado pela Companhia, e tendo em vista a inadimplência histórica da Dommo 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 de sua expulsão no consórcio BS-4 em procedimento arbitral perante a Corte de Arbitragem Internacional de Londres (LCIA). Os direitos de participação relativos ao parceiro expulso do consórcio refletem 40% da concessão ("Direitos de Participação em Disputa") e, em havendo ratificação pelo tribunal da expulsão, os Direitos de Participação em Disputa serão realocados para QGEP e Barra desde a data da expulsão no montante de 20% para cada, ambas passando a deter 50% de participação no Bloco BS-4.

Tendo em vista a atual fase de produção do Campo de Atlanta, e conforme decisão interina (interim award) do Tribunal de Arbitragem datada de 21 de fevereiro de 2018, enquanto as partes aguardam decisão acerca da validade da expulsão da Dommo do consórcio, a receita da venda do óleo relativa aos Direitos de Participação em Disputa deverá ser usada pelo Operador para o pagamento das obrigações de royalties, fundo de abandono, pagamento de cash calls, dentre outras e na proporção devida pelos Direitos de Participação em Disputa. Neste sentido, as referidas obrigações de aporte desde a data de expulsão somam até a presente data o valor de R\$127,8 milhões.

Em 10 de julho de 2018, R\$20,3 milhões referente a receita da venda do óleo em questão abateram as obrigações dos Direitos de Participação em Disputa.

Como resultado da operação do BS-4 e a comercialização do óleo oriundo da operação do BS-4 e pertinentes aos Direitos de Participação em Disputa, a Companhia possui registrado em 30 de junho de 2018 R\$44,2 milhões na rubrica de outras contas a receber e R\$44,2 milhões na rubrica de outras obrigações.

Capex e Outros Gastos Exploratórios

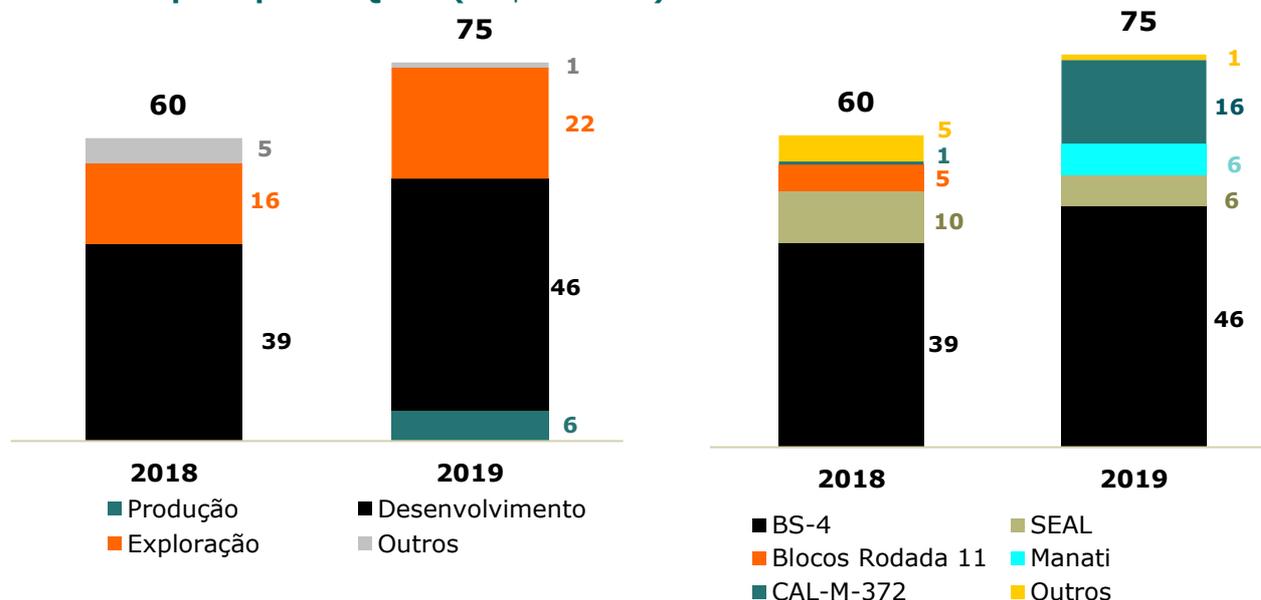
A QGEP financiou suas necessidades de investimento a partir de fundos gerados internamente. Tais despesas também vem sendo suportadas pelos recursos recebidos com a venda do Bloco BM-S-8 e dos acordos de farm-out. A Companhia mantém posição de caixa suficiente para suprir suas necessidades de financiamento para os próximos 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 no 2T18 foi de US\$19,9 milhões, dos quais US\$14,4 milhões, ou 72% foram investidos no Campo de Atlanta.

Para 2018, a Companhia estima investir o montante de US\$60 milhões. Esse valor inclui US\$39 milhões para o Campo de Atlanta e US\$16 milhões em atividades de exploração, incluindo US\$10 milhões para atividades na Bacia de Sergipe-Alagoas, e US\$5 milhões relativos à aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

Para 2019, o investimento total está orçado em US\$75 milhões. A QGEP planeja investir US\$46 milhões no Sistema Definitivo a ser implementado no Campo de Atlanta, o que corresponde a 61% do investimento total planejado para o ano. Os recursos remanescentes serão utilizados para o início da perfuração exploratória no Bloco CAL-M-372 e para investimentos em Manati.

CAPEX líquido para a QGEP (US\$ milhões)



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

Em 31 de junho de 2018, a QGEP possuía saldo e equivalentes de caixa de R\$1,8 bilhão superior aos R\$1,4 bilhão registrados em 31 de junho de 2017. Atualmente, 100% dos recursos da Companhia são investidos em instrumentos denominados em reais. Em 30 de junho de 2018, o retorno médio anual desses investimentos era de 99,5% do CDI, e 65% dos fundos apresentavam 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 30 de junho de 2018 era de R\$307,5 milhões comparado a R\$325,2 milhões ao final de 2017 e R\$342,6 em 30 de junho de 2017, refletindo os pagamentos da dívida da FINEP iniciados 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 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 da Companhia em 30 de junho de 2018 era de R\$1,8 bilhão e reflete parte dos recursos da transação de venda do Bloco BM-S-8, após o pagamento de dividendos da Companhia ocorrido em abril deste ano, em um total de R\$400 milhões.

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. No final de março de 2018, a QGEP já recebeu da Statoil US\$234,5 milhões, referentes à primeira e à 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.

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. Em operação desde 2007, o Campo de Manati tem capacidade de produção média atual de aproximadamente 5,5 milhões de m³ por dia. Além disso, a QGEP é a operadora do Campo de Atlanta, campo de petróleo do pós-sal situado a 185 quilômetros da cidade do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de aproximadamente 1.500 metros. 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 30 de junho de 2018 e 30 de junho de 2017 foram elaboradas pela Companhia de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

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

	2T18	2T17	Δ%	6M18	6M17	Δ%
Lucro Líquido	85,2	61,0	39,5%	244,2	103,8	135,3%
Depreciação e amortização	33,7	15,2	122,2%	49,6	28,9	71,7%
(Receita financeira líquida)/ despesa	(35,6)	(45,8)	-22,1%	(67,4)	(65,5)	3,0%
Imposto de renda e contribuição social	17,4	15,5	12,7%	80,8	25,0	223,2%
EBITDA⁽¹⁾	100,7	45,9	119,4%	307,2	92,2	233,1%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	0,0	(0,0)	n.a.	(10,2)	0,0	n.a.
EBITDAX⁽³⁾	100,7	45,9	119,4%	297,1	92,3	222,0%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	63,6%	40,0%	58,9%	110,9%	41,7%	165,7%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	63,6%	40,0%	58,9%	107,2%	41,7%	156,9%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(1.528,3)	(1.125,2)	35,8%	(1.528,3)	(1.125,2)	35,8%
Dívida Líquida/EBITDAX	(2,5)	(6,4)	-61,0%	(2,5)	(6,4)	-61,0%

⁽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

	2T18	1T18	Δ%
Ativo			
Circulante	2.161,0	2.382,6	-9,3%
Caixa e equivalente de caixa	58,6	42,6	37,5%
Aplicações financeiras	1.615,6	2.010,2	-19,6%
Contas a receber	0,0	0,0	n.a.
Contas a receber – partes relacionadas	136,5	97,0	40,8%
Créditos com parceiros	172,8	131,8	31,1%
Estoques	9,5	1,0	n.a.
Impostos e contribuição a recuperar	10,9	1,6	n.a.
Bens destinados à venda	70,0	70,0	0,0%
Outros	87,0	28,4	206,5%
Não Circulante	1.783,9	1.714,1	4,1%
Caixa restrito	184,9	142,6	29,6%
Aplicações financeiras	168,7	150,4	12,2%
Impostos a recuperar	4,4	4,7	-5,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	43,2	46,8	-7,6%
Investimentos	166,0	143,1	16,0%
Imobilizado	804,4	778,9	3,3%
Intangível	411,1	412,1	-0,2%
Outros ativos não circulantes	1,1	0,9	21,8%
TOTAL DO ATIVO	3.944,9	4.096,7	-3,7%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	410,0	312,7	31,2%
Fornecedores	88,0	131,5	-33,1%
Impostos e contribuição a recolher	44,9	44,4	1,0%
Remuneração e obrigações sociais	9,6	8,4	15,3%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	30,0	3,1	n.a.
Empréstimos e financiamentos	36,8	36,8	-0,1%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	9,7	10,5	-7,8%
Seqüros a pagar	0,0	0,0	n.a.
Adiantamento de terceiros	57,9	57,9	0,0%
Obrigações de consórcios	116,6	0,0	n.a.
Outros	16,5	20,0	-17,4%
Não Circulante	544,6	507,1	7,4%
Empréstimos e financiamentos	270,6	279,5	-3,2%
Provisão para abandono	273,9	227,6	20,4%
Outras contas a pagar	0,0	0,0	n.a.
Patrimônio Líquido	2.990,2	3.277,0	-8,7%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros Resultados Abrangentes	45,6	19,0	140,5%
Reserva de Lucros	643,7	1.043,7	-38,3%
Reserva de Capital	30,6	40,3	-23,9%
Ações em Tesouraria	(52,0)	(63,2)	-17,6%
Lucro líquido do período	244,2	159,1	53,5%
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.944,9	4.096,7	-3,7%

Anexo III | Fluxo de Caixa

	2T18	2T17	Δ%	6M18	6M17	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Lucro líquido do período	85,2	61,0	39,5%	244,2	103,8	135,3%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas atividades operacionais:						
Equivalência Patrimonial	0,0	1,1	-96,3%	1,0	1,1	-8,9%
Varição cambial sobre investimento	(23,0)	(5,0)	359,5%	(22,6)	(5,7)	297,1%
Amortização de gastos de exploração e desenvolvimento	33,7	15,2	122,2%	49,6	28,9	71,7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3,6	(0,9)	n.a.	2,1	(0,6)	-464,7%
Encargos financeiros e variação cambial sobre financiamentos e empréstimos	(4,8)	7,1	-167,5%	(1,0)	8,7	-111,0%
Juros Capitalizados	2,0	0,0	n.a.	4,1	0,0	n.a.
Baixa de imobilizado	0,0	0,0	n.a.	0,0	0,2	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	(9,6)	0,4	n.a.	(10,1)	1,3	n.a.
Provisão para imposto renda e contribuição social	13,8	16,3	-15,4%	78,7	25,6	207,4%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	(0,8)	(2,1)	-60,4%	(2,7)	(1,2)	130,7%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	(148,4)	8,1	n.a.	(87,4)	36,2	-341,3%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	123,2	0,2	n.a.	22,6	(60,3)	-137,5%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	74,8	101,5	-26,3%	278,6	138,1	101,8%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	323,6	(67,5)	n.a.	151,9	(91,7)	-265,6%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento	(409,1)	(47,7)	n.a.	(418,1)	(56,7)	n.a.
Total variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	26,6	7,1	277,5%	27,4	2,5	n.a.
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	16,0	(6,6)	-341,0%	39,8	(7,9)	n.a.
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	42,6	16,4	159,5%	18,8	17,7	6,1%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	58,6	9,8	n.a.	58,6	9,8	498,6%
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	16,0	(6,6)	-341,0%	39,8	(8,0)	n.a.

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.