

SEGUNDO TRIMESTRE 2013

Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)

8 de agosto de 2013

12h00 (horário de Brasília)

11h00 (horário de Nova Iorque)

Dial in Brasil: +55 11 4688-6361

Dial in US: +1 786 924-6977

Código: Queiroz Galvão

QGEP

Av. Almirante Barroso, N.52, Sala 1301 Centro

Rio de Janeiro - RJ

CEP: 20031-918

Tel: (55 21) 3509-5800



QGEP divulga seus resultados do 2T13

Rio de Janeiro, 7 de agosto de 2013 – A QGEP Participações S.A. (BMF&BOVESPA: QGEP3), única companhia independente brasileira a operar na área *premium* do pré-sal, anuncia hoje seus resultados do segundo trimestre encerrado em 30 de junho de 2013. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são consolidadas de acordo com as regras contábeis adotadas no Brasil, conforme descrito na seção financeira deste relatório.

▶ A QGEP adquiriu participação em oito blocos em águas profundas na 11ª Rodada de Licitação da ANP, atuando como operador em cinco destes blocos.

▶ A produção média diária de gás do Campo de Manati atingiu 5,0 MMm³ no 2T13, já considerando o efeito da manutenção programada realizada em abril.

▶ A receita líquida alcançou R\$100,2 milhões no 2T13, comparado a R\$123,2 milhões no 2T12.

▶ O EBITDAX no 2T13 foi de R\$41,7 milhões, em comparação com R\$79,3 milhões no 2T12; e a Margem EBITDAX no 2T13 foi de 41,6%.

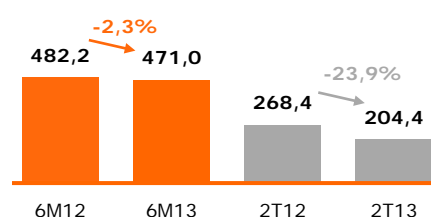
▶ O lucro líquido no 2T13 alcançou R\$30,1 milhões, comparado com prejuízo de R\$96,1 milhões no 2T12, quando a Companhia incorreu em custos exploratórios mais elevados.

▶ O fluxo de caixa das atividades operacionais foi de R\$62,1 milhões, com redução de 4,4% em relação ao 2T12. O fluxo de caixa do 6M13 foi de R\$160,8 milhões.

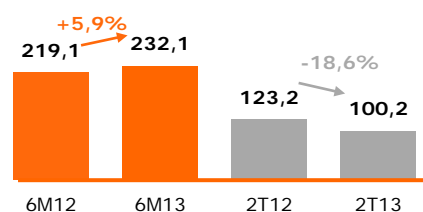
▶ O saldo de caixa* ao final do 2T13 foi de R\$1,1 bilhão.

* Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

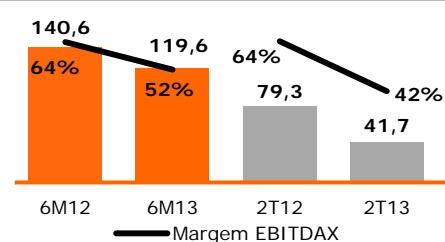
Produção de Gás (milhões de m³)



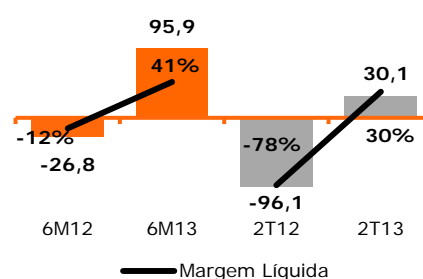
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



Mensagem da Administração

O primeiro semestre de 2013 foi um período de realizações marcantes para a QGEP. No segundo trimestre do ano, continuamos a executar nossa estratégia de crescimento balanceado e sustentável em todas as nossas principais atividades: exploração, desenvolvimento e produção.

O grande destaque do segundo trimestre foi a nossa participação na 11ª Rodada de Licitações da ANP, na qual adquirimos oito blocos em águas profundas em cinco bacias no Brasil. Expandimos substancialmente nosso portfólio, elevando para 14 o número de concessões, e também diversificamos nossas parcerias, através de associações com grandes companhias petrolíferas internacionais e regionais. Em conformidade com a nossa estratégia, a QGEP se tornou operadora em cinco destes oito blocos, onde detém participações que variam de 20% a 50%.

Tivemos sucesso em alcançar a produção média diária de 5,0 MMm³ de gás natural no Campo de Manati, mesmo com a interrupção da produção devido à manutenção programada durante o 2T13. A parada total de 20 dias foi realizada de acordo com o cronograma previsto, ao longo do mês de abril, e, depois de contabilizar a diminuição da receita bem como aumento dos custos de manutenção, a QGEP reportou ainda um trimestre rentável e fluxo de caixa operacional positivo de R\$62,1 milhões.

Para o ano, continuamos a manter a estimativa de produção diária de gás natural para o Campo de Manati entre 5,5 e 6,0 MMm³. Para 2014, estimamos que a produção do Campo de Manati fique entre 5,0 e 5,5 MMm³ por dia, devido à necessidade de construção de uma estação de compressão, a qual será responsável por complementar a energia do reservatório de forma a garantir a entrega de gás natural na estação de tratamento. A capacidade de produção retornará a 6,0 MM m³ diários a partir de 2015.

Junto aos resultados divulgados hoje, incluímos os destaques do relatório de certificação de reservas realizado pelos consultores independentes do setor, Gaffney, Cline & Associates, indicando que os níveis de reservas permaneceram em linha com aqueles antes observados, considerando a produção de 2012.

Nas nossas atividades de desenvolvimento, o Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta encontra-se dentro do cronograma com o início da perfuração previsto para o final do terceiro trimestre de 2013. No momento, estamos preparando as especificações finais para dar início ao processo de licitação de um FPSO ainda neste trimestre.

Mantendo o cronograma já divulgado, no quarto trimestre deste ano será iniciada a perfuração de um poço de extensão na nossa importante descoberta de Carcará, no pré-sal do Bloco BM-S-8, no qual realizaremos um teste de formação para a obtenção de informações acerca da produtividade dos reservatórios. O Plano de Avaliação vigente, aprovado pela ANP, também inclui um poço firme no prospecto Guanxuma, além de um terceiro poço que dependerá dos resultados dos estudos que estão sendo realizados no Bloco. O primeiro óleo em Carcará é esperado para 2018.

No último dia 6 de julho, retomamos a perfuração do prospecto Alto de Canaveiras no Bloco BM-J-2 com a sonda *jack-up* P-VI. Este poço tem uma profundidade final prevista de 4.700 metros e está localizado na bacia emergente de Jequitinhonha. Esperamos concluir o poço até o final do terceiro trimestre de 2013.

Como será visto mais adiante neste relatório, durante a atualização mais detalhada dos nossos ativos, a QGEP tem um cronograma intenso de desenvolvimento e exploração nos próximos 18 meses. Nosso fluxo de caixa operacional robusto decorrente da produção de gás do Campo de Manati e nossa posição financeira confortável, sem dívida no balanço, representam importantes fontes de financiamento para nossas operações de curto e médio prazos. Esperamos também que o desenvolvimento do Campo de Atlanta e nossa descoberta de Carcará, venham a contribuir no médio e longo prazos para a geração de receita, de fluxo de caixa operacional e de lucro.

Continuamos a avaliar oportunidades para expandir o nosso portfólio, focando na diversificação do perfil de risco financeiro e geológico. Ao adotar uma postura criteriosa e eficiente na implementação da estratégia de gestão operacional e financeira, a QGEP está bem posicionada para se beneficiar do crescimento esperado no setor brasileiro de E&P. Agradecemos o suporte dos nossos acionistas e *stakeholders*, e os manteremos informados sobre nossos progressos.

Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Reservas/ Recursos	Fluido	Chance de Sucesso Geológico (1)	MMboe(2)
Camamu	BCAM-40 ⁽³⁾	Manati	45%	Reservas ⁽⁴⁾	Gás	-	57,7 ⁽⁷⁾
Camamu	BCAM-40 ⁽³⁾	Camarão Norte	45%	Contingente ⁽⁵⁾	Gás	-	4,5
Camamu	BM-CAL-5	Copaiba	27,5%	Contingente ⁽⁵⁾	Óleo	-	17,9
Camamu	BM-CAL-12	CAM#01 (Além-Tejo)	20%	Prospectivo ⁽⁶⁾	Óleo	31%	24,4
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto de Canavieiras	100%	Prospectivo ⁽⁶⁾	Óleo-Gás	29%	61,8 ⁽⁸⁾
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto Externo	100%	Prospectivo ⁽⁶⁾	Óleo-Gás	24%	32,3 ⁽⁸⁾
Campos	BM-C-27	Guanabara Profundo	30%	Prospectivo	Óleo-Gás	N/A	N/A
Santos	BM-S-12	Santos #1	30%	Contingente/ Prospectivo	Gás	N/A	N/A
Santos	BM-S-12	Santos #2	30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Santos	BM-S-8	Bem-Te-Vi	10%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Santos	BM-S-8	Abaré Oeste	10%	Contingente/ Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Santos	BM-S-8	Biguá	10%	Contingente/ Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Contingente/ Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reservas/ Contingente	Óleo	N/A	N/A
Santos	BS-4	Oliva	30%	Contingente	Óleo	N/A	N/A
Santos	BS-4	Piapara	30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Espírito Santo	ES-M-598 ⁽⁹⁾		20%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Espírito Santo	ES-M-673 ⁽⁹⁾		20%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Foz do Amazonas	FZA-M-90 ⁽⁹⁾		35%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Pará-Maranhão	PAMA-M- 265 ⁽⁹⁾		30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Pará-Maranhão	PAMA-M- 337 ⁽⁹⁾		50%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Ceará	CE-M-661 ⁽⁹⁾		25%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Pernambuco- Paraíba	PEPB-M- 894 ⁽⁹⁾		30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A
Pernambuco- Paraíba	PEPB-M- 896 ⁽⁹⁾		30%	Prospectivo	Óleo	N/A	N/A

⁽¹⁾ Probabilidade geológica de sucesso baseada no relatório da GCA.

⁽²⁾ Os recursos citados em barris de óleo equivalentes (boe) foram calculados pela QGEP utilizando dados dos relatórios GCA de 31/12/2010. A taxa de conversão utilizada para boe foi de 1.000 m³ de gás para 1 m³ de óleo/condensado (energia equivalente) e 1 m³ equivalente a 6,29 barris.

⁽³⁾ O Bloco BCAM-40 foi devolvido depois da delimitação das áreas dos campos de Manati e Camarão Norte.

⁽⁴⁾ Reservas 3P: soma das reservas provada, prováveis e possíveis.

⁽⁵⁾ Recursos Contingentes 3C: estimativa elevada de recursos contingentes, onde se considera 10% de chance de ser alcançada ou excedida.

⁽⁶⁾ Recursos Prospectivos Médios Riscados: considera todo o intervalo de distribuição probabilística dos níveis de confiança "baixo", "melhor" e "elevado", ponderado pelo risco geológico.

⁽⁷⁾ O volume do Campo de Manati que cabe à QGEP é baseado na reserva 3P mencionada no relatório GCA de 31/12/2012 (60,7 milhões de boe) menos o volume produzido no 6M13 (3,0 milhão de boe).

⁽⁸⁾ Os volumes são ponderados pela probabilidade de 50% de ser óleo e 50% de ser gás.

⁽⁹⁾ Blocos adquiridos na 11^a Rodada da ANP ainda pendentes da assinatura do contrato de concessão.

Resultados da 11^a Rodada de Licitação da ANP

Em 15 de maio de 2013, a QGEP anunciou a aquisição de participações em oito blocos na 11^a Rodada de Licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis (ANP):

- ▶ Dos oito blocos adquiridos, um está localizado na Bacia da Foz do Amazonas, um na Bacia do Ceará e dois em cada uma das Bacias do Espírito Santo, Pará-Maranhão e Pernambuco-Paraíba. A área total coberta pelos blocos é de 5.785 km².
- ▶ A QGEP será a operadora em cinco dos oito blocos e irá desembolsar R\$94,9 milhões em bônus de assinatura por todas as participações.
- ▶ Os participantes dos consórcios dos blocos incluem grandes companhias petrolíferas internacionais como Total, Statoil e Petrobras, além de independentes como Premier Oil, Pacific Rubiales, dentre outras locais.
- ▶ A Companhia se comprometeu a adquirir sísmica 3D em todos os blocos que arrematou. O valor a ser desembolsado nos próximos dois anos para aquisição dos dados é de US\$30 milhões a US\$40 milhões.
- ▶ Há também o compromisso de perfurar quatro poços exploratórios a partir de 2017, ao montante líquido para a QGEP de aproximadamente US\$200 milhões.

Produção e Desenvolvimento

MANATI

Durante o segundo trimestre, a produção do Campo de Manati atingiu a média diária de 5,0 MMm³, já considerando o impacto da manutenção programada realizada no mês de abril, que causou uma parada de 20 dias na produção. Para o 6M13, a produção média diária do Campo foi de 5,8 MMm³.

Como já divulgado, a QGEP irá realizar trabalhos adicionais de manutenção, incluindo uma pintura na plataforma no quarto trimestre de 2013, custando aproximadamente R\$20 milhões, líquido para a QGEP, e não afetará a produção do Campo. Assim, a QGEP mantém a estimativa para o ano de produção média de 5,5 a 6,0 MMm³ por dia. Devido à manutenção realizada em abril, a QGEP contabilizou R\$14,8

milhões em custos operacionais no 2T13 e capitalizou outros R\$6,4 milhões referentes a manutenção da estação de tratamento.

A construção da estação de compressão no Campo de Manati está prevista para começar no início de 2014. Quando a estação de compressão estiver operacional, o custo de produção deverá aumentar. No entanto, o impacto na margem EBITDA do ativo deve ser limitado.

A QGEP hoje divulga uma atualização das reservas do Campo de Manati, baseada na Certificação de Reservas da consultoria independente Gaffney, Cline & Associates (GCA), datada de 31 de dezembro de 2012, que reporta reservas 1P de 16,7 bilhões de m³ de gás natural e reservas 2P e 3P de 17,9 e 21,1 bilhões de m³ de gás natural, respectivamente.

ATLANTA E OLIVA (Bloco BS-4)

A implantação do projeto de desenvolvimento do Campo de Atlanta se mantém de acordo com o planejamento, com a previsão de iniciar a perfuração de dois poços horizontais no final do 3T13. Serão realizados testes de produção para definir a produtividade dos poços, que a QGEP estima ser de 6 a 12 kbd por poço, com base em estudos preliminares. A expectativa é que o primeiro óleo seja extraído em 2015, com o desenvolvimento definitivo do Campo ocorrendo em 2017/18. A estimativa de volumes totais recuperáveis, considerando o fator de recuperação de 17%, é de 260 milhões de barris (78 milhões de barris, líquido para a QGEP).

A Companhia está preparando as especificações finais para dar início ao processo de licitação de um FPSO nas próximas semanas. A QGEP está trabalhando com fornecedores de nível internacional, incluindo as companhias Baker, Cameron e GE. O CAPEX líquido do Sistema de Produção Antecipada para a QGEP está previsto em US\$45 milhões para este ano e US\$78 milhões para 2014.

A QGEP é a operadora dos Campos de Atlanta e Oliva, onde detém participação de 30%. A Companhia está aguardando a aprovação da ANP para o Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva.

Exploração

A Companhia contratou a Gaffney, Cline & Associates (GCA) para realizar a certificação de recursos de seu portfólio exploratório, a ser divulgada nos próximos meses.

BM-J-2

No dia 6 de julho de 2013, a Companhia retomou a perfuração do poço 1-QG-5A-BAS no Bloco BM-J-2. O poço testará o prospecto Alto de Canavieiras (JEQ #1) na seção pré-sal da Bacia de Jequitinhonha. No final de setembro de 2011, a perfuração do poço foi suspensa a uma profundidade de 2.540 metros devido a condicionantes do IBAMA que proíbem atividades de perfuração durante certos períodos do ano. A perfuração está sendo realizada pela sonda *jack-up* P-VI com o objetivo de alcançar a profundidade total de 4.700 metros, que a QGEP espera atingir ao final do 3T13.

A QGEP é a operadora do Bloco com 100% de participação. O CAPEX total para o poço 1-QG-5A-BAS está estimado em US\$140 milhões, dos quais US\$70 milhões serão desembolsados no ano de 2013 e o restante foi gasto em 2011, quando ocorreu a primeira fase da perfuração.

BS-4

A Companhia adquiriu novos dados sísmicos 3D para o Bloco BS-4 de modo a melhorar o imageamento dos objetivos de pré e pós-sal na área. Atualmente, a Companhia está trabalhando na interpretação destes dados, cujo processamento foi concluído no final do segundo trimestre, e, em seguida, definirá os próximos passos relacionados à atividade de perfuração no prospecto de pré-sal Piapara.

BM-S-8

No final do 1T13, o Consórcio recebeu a aprovação da ANP para a revisão do Plano de Avaliação do Bloco BM-S-8. Estamos progredindo para iniciar a perfuração do poço de extensão de Carcará no 4T13, que será seguida de um teste de formação a poço revestido (TFR) para coleta de mais informações. A expectativa é que a perfuração e os testes durem de 6 a 8 meses.

Em 2014, o Consórcio planeja perfurar um poço no prospecto Guanxuma, também incluído na revisão do Plano de Avaliação, e um terceiro poço contingente aos resultados dos estudos que estão sendo realizados no Bloco. O Consórcio fará ainda um Teste de Longa Duração (TLD) no poço de extensão de Carcará em 2015.

De acordo com o operador do Bloco, o cronograma de desenvolvimento para Carcará inclui a perfuração de poços de produção em 2016-2017, com o primeiro óleo em 2018. O poço de Carcará descobriu uma coluna de pelo menos 471 metros de óleo de 31° API, sendo mais de 400 metros de carbonatos microbiais com boas condições de porosidade e permeabilidade. Este poço atingiu a profundidade de 6.671 metros. O Bloco está situado no pré-sal da Bacia de Santos, a aproximadamente 230 quilômetros da costa do Estado de São Paulo.

BM-C-27 (Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146)

A perfuração do prospecto de pré-sal Guanabara Profundo está programada para ter início em 2015, o que proporciona ao Consórcio o tempo necessário para a obtenção de equipamentos específicos para estas atividades em reservatórios mais profundos. O CAPEX líquido do prospecto Guanabara Profundo está estimado em US\$55 milhões para a QGEP, incluindo um carregamento de parte dos investimentos do operador, Petrobras.

A Concessão BM-C-27 inclui os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146, todos situados em águas rasas da Bacia de Campos, a aproximadamente 70 km da costa. A QGEP firmou um contrato com a Petrobras em 2012 para adquirir 30% dos direitos desta Concessão e está aguardando a aprovação da ANP, a qual aguarda manifestação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

BM-S-12

A expectativa do Consórcio é dar início às atividades para a reentrada no poço Ilhabela (1-SCS-13) em 2014, com o objetivo de aprofundar e avaliar a descoberta realizada em 2008. O CAPEX estimado para o Bloco BM-S-12, líquido para a QGEP, é de aproximadamente US\$25 milhões.

BM-CAL-12 (Blocos CAL-M-312 e CAL-M-372)

O Consórcio está aguardando a licença ambiental do IBAMA, que deve ser obtida em 2014, e planeja iniciar a perfuração na Concessão BM-CAL-12 após o recebimento da licença. O Consórcio perfurará um poço pioneiro com o objetivo de testar o prospecto CAM#01 (Além-Tejo), localizado no Bloco CAL-M-372.

O CAPEX exploratório da Concessão BM-CAL-12 está estimado em cerca de US\$40 milhões em 2014, líquido para a QGEP.

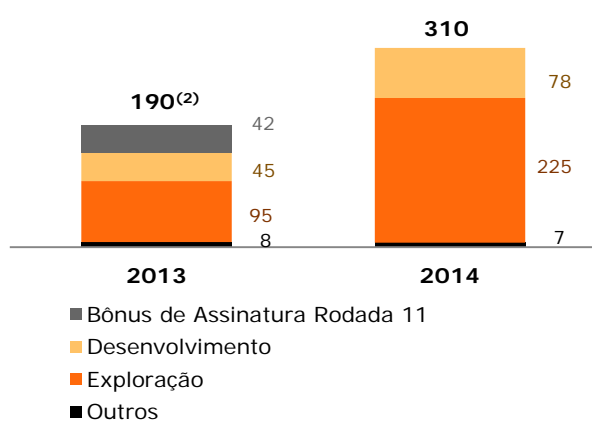
BM-CAL-5

No Bloco BM-CAL-5, o Consórcio aguarda a emissão do Termo de Referência do IBAMA, que precede a licença ambiental, necessária para dar início às atividades de perfuração e, então, seguir com a avaliação da descoberta de Copaíba. O Consórcio espera receber a licença no final de 2014 e iniciar a perfuração em 2015. O CAPEX, líquido para a QGEP, está estimado em US\$22 milhões em 2015.

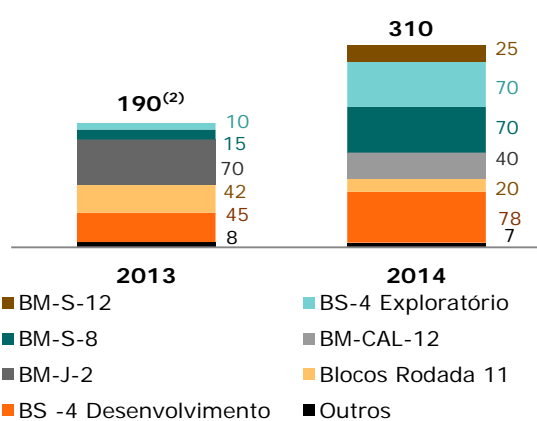
O Bloco está localizado na Bacia de Camamu, e o reservatório está a uma profundidade entre 2.700 e 3.700 metros, com recursos contingentes 3C estimados em 17,9 milhões de boe.

CAPEX

CAPEX líquido QGEP⁽¹⁾
(US\$ milhões)



CAPEX líquido QGEP⁽¹⁾
(US\$ milhões)



(1) Não inclui a estação de compressão do Campo de Manati.

(2) Até 30 de junho de 2013, já haviam sido gastos US\$30 milhões.

Eventos Corporativos Recentes

No dia 6 de maio de 2013, o Conselho de Administração aprovou o terceiro programa de recompra de ações da QGEP. As ações adquiridas serão mantidas em tesouraria para posterior cancelamento e/ou alienação no âmbito do programa de outorga de opções de compra de ações da Companhia de 2013. Até o final de julho de 2013, a QGEP já havia recomprado 2.120.319 ações, ao preço médio de R\$11,12 por ação. Atualmente, o total de ações em tesouraria é de 5.709.275 ações.

Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

Ao longo do último trimestre, demos continuidade a importantes projetos socioambientais na região que se estende de Ilhéus a Belmonte, no sul da Bahia. Destacamos alguns deles a seguir: (i) Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro, que completou dois anos de trabalho em abril/2013 e representa uma importante ferramenta para compreender a dinâmica pesqueira da região; (ii) Projeto de Monitoramento de Praias (PMP), mantido nos últimos dois anos, com biólogos e veterinários provendo atendimento a animais marinhos encontrados encalhados; e (iii) Entregas do Plano de Compensação da Atividade Pesqueira, que estabeleceu contra-partidas através do diálogo com as comunidades tradicionais.

Ainda neste trimestre, firmamos a continuidade do Projeto Viva Vôlei, que possui dois núcleos de atividades, em Canavieiras e em Campinhos. São mais de 200 crianças em idade escolar atendidas com acompanhamento sócio pedagógico. Além disso, continuamos a parceria com o Projeto Portinari, que tem como principal atividade o projeto “Portinari Para Todos – Exposição Arte e Meio Ambiente”, divulgado em diversos municípios do estado do Rio de Janeiro.

Referente à Segurança e Saúde nas atividades do Bloco BM-J-2, a QGEP implementou em 2013 um ciclo de auditorias nos principais fornecedores de serviços, visando a redução de riscos e melhoria de condições de trabalho e bem estar de todos os colaboradores envolvidos nas atividades. Elaboramos ainda um Manual de SMS, com o resumo de todos os procedimentos da QGEP, que foi distribuído a cada colaborador.

Firmando seu compromisso com a transparência e a gestão responsável, o Relatório Anual de Sustentabilidade da QGEP para o ano de 2012 foi publicado no início de agosto de 2013.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 2T13, 2T12, 6M13 e 6M12. Alguns percentuais e outros valores incluídos neste relatório foram arredondados para facilitar a apresentação e, por essa razão, podem apresentar pequenas diferenças em relação às tabelas e notas das informações trimestrais. Adicionalmente, pela mesma razão, os valores totais apresentados em determinadas tabelas podem não refletir a soma aritmética dos valores precedentes.

Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	2T13	2T12	Δ%	6M13	6M12	Δ%
Lucro líquido	30,1	(96,1)	131,4%	95,9	(26,8)	N/A
Amortização e depreciação	18,7	21,7	-14,0%	42,3	39,0	8,2%
Despesa (Receita) financeira líquida	(9,7)	(7,8)	-24,5%	(28,0)	(47,0)	40,4%
Imposto de renda e contribuição social	1,5	4,1	-62,5%	7,1	18,0	-60,7%
EBITDA⁽¹⁾	40,7	(78,0)	152,2%	117,2	(16,8)	N/A
Baixa de poços secos ou sub comerciais ⁽²⁾	1,0	157,3	99,4%	2,4	157,3	-98,5%
EBITDAX⁽³⁾	41,7	79,3	-47,4%	119,6	140,5	-14,9%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	40,6%	-63,3%	164,1%	50,5%	-7,6%	N/A
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	41,6%	64,4%	-35,4%	51,5%	64,1%	-19,7%
Dívida Líquida ⁽⁶⁾	(1.054,0)	(895,5)	-17,7%	(1.054,0)	(895,5)	-17,7%
Dívida Líquida/EBITDAX	(4,0)	(4,8)	17,0%	(4,0)	(4,8)	17,0%

(1) O cálculo do EBITDA considera o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade ou o IFRS. Tampouco deve ser considerado, isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da utilizada na QGEP. Além disso, o EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia em razão de não considerar determinados custos inerentes ao negócio que poderiam afetar, de maneira significativa, os resultados líquidos, tais como despesas financeiras, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

(2) Baixas de custos de poços secos ou com volumes não comerciais.

(3) EBITDAX= EBITDA + baixa de poços secos ou sub comerciais.

(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida.

(6) A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo, e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Contabilidade (IFRS) ou o US GAAP, ou ainda quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente da utilizada na QGEP.

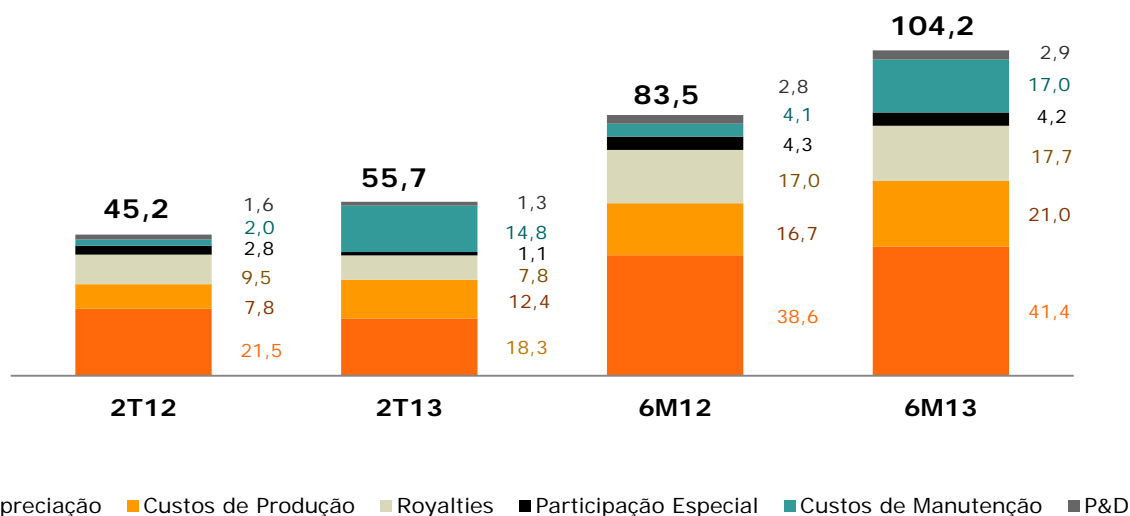
Resultado Operacional

A receita líquida do 2T13 atingiu R\$100,2 milhões, o que representa redução de 18,6% em relação ao 2T12 e de 24,0% em relação ao 1T13. O desempenho é resultado do menor volume de produção de gás devido à manutenção programada realizada em abril, que causou interrupção de 20 dias na produção do Campo de Manati. No 6M13, a receita líquida atingiu R\$232,1 milhões, um acréscimo de 5,9% comparado com o 6M12, devido ao reajuste no preço do gás natural, já que os níveis de produção foram similares (5,8 MMm³ no 6M13 ante 5,9 MMm³ no 6M12).

Devido à manutenção programada, a QGEP reconheceu custos extraordinários no trimestre, levando a um aumento nos custos operacionais de 23,3% em comparação com o 2T12 e de 14,9% em relação ao 1T13. A composição dos custos operacionais do trimestre foi: R\$12,4 milhões de custos de produção, R\$18,3 milhões de depreciação e amortização, R\$7,8 milhões de *royalties*, R\$1,1 milhão de participação especial, R\$1,3 milhão de pesquisa e desenvolvimento e R\$14,8 milhões de custos de manutenção.

Nos primeiros seis meses de 2013, os custos operacionais totalizaram R\$104,2 milhões, o que representa um acréscimo de 24,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, impactado principalmente pelos custos de manutenção.

Custos operacionais (R\$ milhões)



Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas no 2T13 alcançaram R\$15,4 milhões, o que representa queda de 24,2% em comparação ao 2T12 e de 7,6% em relação ao 1T13. No 2T12, tais despesas foram influenciadas por custos extraordinários relacionados, principalmente, ao programa de participação nos resultados e alteração na administração da Companhia.

Considerando os seis primeiros meses do ano, as despesas gerais e administrativas somaram R\$32,1 milhões, montante similar aos R\$31,0 milhões registrados no 6M12. Algumas despesas não recorrentes registradas no 2T12 foram compensadas pelo número maior de funcionários neste ano. A Companhia hoje conta com 98 funcionários.

Gastos exploratórios

No 2T13, os gastos exploratórios totais somaram R\$7,0 milhões, o que indica redução de 95,5% em relação ao 2T12. O forte recuo resulta, principalmente, do fato da base de comparação incluir despesas relativas à exploração sem sucesso do poço Ilha do Macuco no Bloco BM-S-12 (R\$120,1 milhões) e a devolução de Jequitibá a ANP (R\$37,2 milhões), incorridas no 2T12.

Os gastos exploratórios tiveram redução de 48,1% em relação ao 1T13, devido a menores custos relacionados à aquisição de dados sísmicos. Estes dados adquiridos no 6M13 foram utilizados para análise da Concessão BM-C-27, bem como para a participação da QGEP na 11^a Rodada de Licitação da ANP.

Resultado Financeiro Líquido

No 2T13, a QGEP obteve resultado financeiro líquido de R\$9,7 milhões, o que indica alta de 24,5% em comparação ao registrado no 2T12, devido a ajustes positivos em posições de hedge e à ausência de juros sobre financiamento, já que a Companhia quitou sua dívida em 2012. A receita financeira líquida apresentou redução de 47,3% em relação ao 1T13, impactada pelo efeito negativo não-caixa da variação cambial sobre a provisão de abandono do Campo de Manati, de R\$11,3 milhões .

Considerando o período acumulado dos seis primeiros meses de 2013, a receita financeira líquida foi de R\$28,0 milhões, comparado com R\$47,0 milhões no 6M12. O desempenho reflete a queda nas taxas de juros no Brasil, bem como o impacto da volatilidade cambial sobre o passivo.

Lucro Líquido

O lucro líquido no 2T13 foi de R\$30,1 milhões, comparado com um prejuízo de R\$96,1 milhões no 2T12, quando a Companhia contabilizou R\$157,4 milhões de gastos exploratórios. Em relação ao 1T13, o lucro líquido apresentou redução de 54,1%, refletindo a queda da receita e o aumento dos custos associados à manutenção programada no Campo de Manati.

No 6M13, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$95,9 milhões comparado com prejuízo de R\$26,8 milhões no mesmo período do ano anterior.

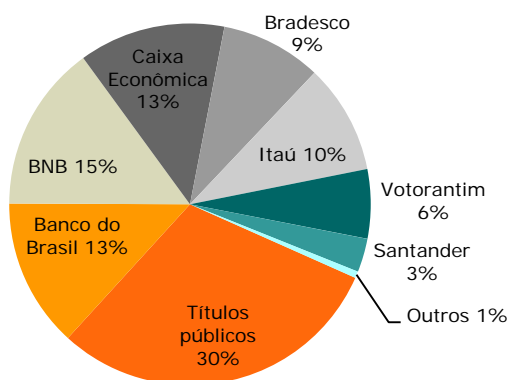
Destaque do Balanço / Fluxo de Caixa

Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

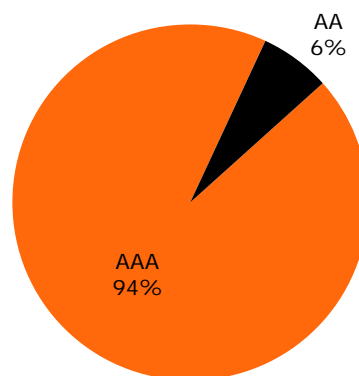
No encerramento do 2T13, a Companhia apresentou saldo líquido de caixa de R\$1,1 bilhão, dos quais US\$2,3 milhões estavam denominados em dólares.

O caixa da QGEP é investido em fundos exclusivos e ativos de renda fixa, na sua maior parte em reais. O rendimento médio acumulado do portfólio em 30 de junho de 2013 foi de 101,9% do CDI e aproximadamente 86% dos fundos apresentam liquidez diária. Os investimentos estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

Investimentos



Ratings*



*Não inclui títulos da dívida pública

Contas a Receber/Pagar

Em 30 de junho de 2013, a Companhia apresentou saldo de contas a receber de R\$103,0 milhões, em linha com o saldo de R\$101,2 milhões registrado no final do 1T13. O saldo de contas a pagar foi de R\$86,9 milhões ao final do 2T13, valor superior aos R\$36,2 milhões registrados no encerramento do 1T13, devido à contratação de fornecedores e equipamentos para o Campo de Atlanta e à retomada das atividades de perfuração no Bloco BM-J-2.

Endividamento

A Companhia encerrou o 2T13 sem endividamento. Como previamente divulgado, no segundo trimestre de 2012, a QGEP eliminou sua dívida, após quitar os empréstimos relacionados ao desenvolvimento do Campo de Manati contratados com o BNDES e BNB.

Fluxo de Caixa Operacional

No 2T13, a Companhia obteve fluxo de caixa operacional de R\$62,1 milhões, comparado com R\$65,0 milhões no 2T12. No primeiro semestre de 2013, o fluxo de caixa operacional foi de R\$160,8 milhões, em comparação aos R\$120,7 milhões no 6M12.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A

Paula Costa Côte-Real
Diretora Financeira e de Relações com Investidores

Renata Amarante
Gerente de Relações com Investidores

Flávia Gorin
Coordenadora de Relações com Investidores

Gabriela Lima
Analista de Relações com Investidores

Av. Almirante Barroso, nº 52, sala 1301, Centro - Rio de Janeiro, RJ
CEP: 20031-918
Telefone: 55 21 3509-5959
Fax: 55 21 3509-5958
E-mail: ri@qgep.com.br
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 no País. A Companhia é qualificada pela ANP para atuar como Operador A em águas rasas até águas ultraprofundas. Conta com 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, 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 QGEP. Estas são apenas projeções e, como tal, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração da Companhia em relação ao futuro do negócio e ao contínuo acesso a capital para financiar o seu plano de negócios. Tais projeções estão substancialmente 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. Estes aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Tais fatores estão sujeitos à alteração sem aviso prévio.

As informações financeiras consolidadas da Companhia para os trimestres findos em 30 de junho de 2013 e 30 junho de 2012 foram preparadas segundo as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – Demonstração do Resultado

Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	2T13	2T12	Δ%	6M13	6M12	Δ%
Receita Líquida	100,2	123,2	-18,6%	232,1	219,1	5,9%
Custos operacionais	(55,7)	(45,2)	-23,3%	(104,2)	(83,5)	-24,8%
Lucro Bruto	44,5	78,0	-43,0%	127,9	135,7	-5,7%
Receitas (Despesas) Operacionais						
Despesas Gerais e Administrativas	(15,4)	(20,4)	24,2%	(32,2)	(31,0)	-3,6%
Equivalência Patrimonial	(0,0)	-	N/A	(0,2)	-	N/A
Gastos Exploratórios	(7,0)	(157,4)	95,5%	(20,5)	(160,4)	87,2%
Resultado operacional antes do resultado financeiro	22,0	(99,8)	122,1%	74,9	(55,8)	234,3%
Resultado financeiro, líquido	9,7	7,8	24,5%	28,0	47,0	-40,4%
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	31,7	(92,0)	134,4%	103,0	(8,8)	N/A
Imposto de renda e contribuição Social	(1,5)	(4,1)	62,5%	(7,1)	(18,0)	60,7%
Resultado líquido do período	30,1	(96,1)	131,4%	95,9	(26,8)	N/A

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	2T13	1T13	Δ%
Ativo			
Circulante	1.185,8	1.180,9	0,4%
Caixa e equivalentes de caixa	575,0	674,1	-14,7%
Aplicações Financeiras	479,0	360,2	33,0%
Contas a receber	103,0	101,2	1,8%
Impostos e contribuições a recuperar	6,4	18,9	-66,4%
Outros	22,5	26,5	-15,0%
Não Circulante	1.383,1	1.326,9	4,2%
Caixa restrito	23,7	27,7	-14,5%
Impostos e contribuições a recuperar	0,5	0,4	20,7%
Investimentos	6,9	4,3	60,5%
Imobilizado	815,7	758,2	7,6%
Intangível	536,4	536,3	0,0%
Total do Ativo	2.568,9	2.507,7	2,4%
Passivo			
Circulante	151,5	96,7	56,7%
Fornecedores	86,9	36,2	139,8%
Impostos e contribuições a recolher	22,8	30,1	-24,1%
Remuneração e obrigações sociais	9,2	6,7	36,0%
Contas a pagar - partes relacionadas	0,1	0,3	-52,0%
Empréstimos e financiamentos	0,0	0,0	N/A
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	11,6	10,7	8,6%
Outras obrigações	20,9	12,7	64,9%
Não Circulante	109,0	114,8	-5,1%
Empréstimos e financiamentos	0,0	0,0	N/A
Provisão para abandono	109,0	114,8	-5,1%
Patrimônio líquido	2.308,5	2.296,3	0,5%
Capital social integralizado	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros resultados abrangentes	1,0	0,2	553,8%
Reserva de lucros	176,4	176,4	0,0%
Reserva de capital	(42,9)	(24,1)	-78,2%
Lucro líquido do período	95,9	65,7	45,9%
Total do passivo e patrimônio líquido	2.568,9	2.507,7	2,4%

Anexo III – FLUXOS DE CAIXA

Demonstração dos Fluxos de Caixa (R\$ milhões)

	2T13	2T12	Δ%	6M13	6M12	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS						
Resultado líquido do período	30,1	(96,1)	131,4%	95,9	(26,8)	N/A
Ajustes p/ reconciliar o resultado líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:						
Amortização e depreciação	18,7	21,7	-14,0%	42,3	39,0	8,2%
Equivalência Patrimonial	(0,0)	-	N/A	0,2	-	N/A
Imposto de Renda e contribuição social diferidos	-	(2,4)	N/A	-	(2,5)	N/A
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	-	0,7	N/A	-	2,6	N/A
Baixa de imobilizado	-	118,1	N/A	-	118,1	N/A
Despesa com plano de opção de ação	2,7	2,6	6,4%	5,4	4,0	32,6%
Provisão p/ Imposto de Renda e contribuição social	(1,5)	6,5	-123,6%	(7,1)	20,5	-134,5%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	0,9	1,6	-40,8%	2,6	2,8	-7,6%
Instrumentos financeiros derivativos	(0,5)	-	N/A	(0,5)	-	N/A
Variação cambial sobre contas a pagar para aquisição de blocos exploratórios	-	-	N/A	-	(22,8)	N/A
Variação cambial sobre provisão para abandono	(5,8)	11,2	-151,9%	(7,5)	8,2	-192,1%
(Aumento) redução nos ativos operacionais:	15,3	(33,8)	145,2%	16,5	(36,6)	145,1%
Aumento (redução) nos passivos operacionais:	2,1	34,8	-93,8%	13,0	14,1	-7,8%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	62,1	64,9	-4,4%	160,8	120,7	33,2%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(148,7)	(0,4)	N/A	(444,6)	(232,6)	-91,1%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO						
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(13,5)	(82,2)	83,6%	(13,5)	(112,2)	88,0%
Total de variação cambial sobre caixa e equivalentes	1,0	-	N/A	1,0	-	N/A
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(99,1)	(17,6)	-462,9%	(296,3)	(224,2)	-32,2%
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	674,1	815,4	-17,3%	871,3	1.021,9	-14,7%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	575,0	797,7	-27,9%	575,0	797,7	-27,9%
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(99,1)	(17,6)	N/A	(296,3)	(224,2)	-32,2%

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).
Campo	Área que contempla a projeção horizontal de um ou mais reservatórios contendo óleo e/ou gás natural em quantidades comerciais.
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 <i>farm-out</i> .
FPSO	Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência é um tipo de navio utilizado pela indústria petrolífera para a produção, armazenamento petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.

GCOS	Chance de sucesso geológico (<i>Geological Chance of Success</i>).
GCA	Gaffney, Cline & Associates.
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 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 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	Quantidades de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, pode ser estimada com certeza plausível de ser comercialmente recuperável, a partir de uma determinada data, em reservatórios conhecidos e em conformidade com normas governamentais, métodos operacionais e condições econômicas determinadas.
Reservas Prováveis	Quantidade de petróleo que, por meio de análises de dados de geociências e engenharia, estima-se ter a mesma chance (50%/ 50%) de serem atingidas ou excedidas.