

TERCEIRO TRIMESTRE DE 2014

Relatório de Resultados da QGEP Participações S.A.



Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)

13 de novembro de 2014

12:00 (Horário de Brasília)

09:00 (Horário de Nova Iorque)

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

Dial in EUA: +1 786 924-6977

Código: QGEP

QGEP

Av Almirante Barroso, nº 52, Sala 1301 Centro

Rio de Janeiro - RJ

Cep: 20031-918

Tel.: 55 21 3509-5800



queiroz galvão

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

QGEP divulga seus resultados do 3T14

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2014 – QGEP Participações S.A. (BMF&Bovespa: QGEP3), única companhia independente brasileira a operar na área *premium* do pré-sal da Bacia de Santos, anuncia hoje seus resultados do terceiro trimestre encerrado em 30 de setembro de 2014. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto onde indicado o contrário, são consolidadas de acordo com as regras contábeis adotadas pelo IFRS (Internacional Financial Reporting Standards), conforme descrito na seção financeira desse relatório.

▶ **A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 5,9MMm³ no 3T14 e no 9M14.**

▶ **A Companhia está em fase de conclusão da negociação do FPSO de Atlanta e anunciará o vencedor da licitação ainda nesse trimestre.**

▶ **A perfuração do primeiro poço de extensão de Carcará começou em setembro; a primeira fase foi concluída no início de novembro de 2014.**

▶ **No 3T14 a receita líquida foi de R\$126,3 milhões, o que representa redução de 1,5% em relação ao 3T13, devido à menor produção em Manati.**

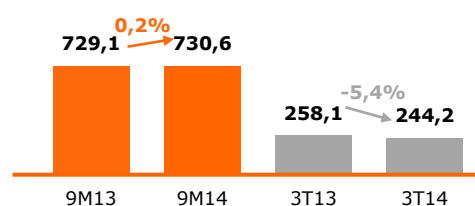
▶ **O EBITDAX foi de R\$64,1 milhões e R\$214,0 milhões no 3T14 e 9M14, respectivamente.**

▶ **O lucro líquido totalizou R\$42,5 milhões no 3T14, comparado com R\$75,2 milhões no 3T13, devido a maiores gastos exploratórios e imposto de renda.**

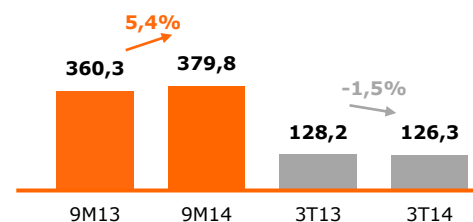
▶ **O fluxo de caixa operacional foi de R\$140,6 milhões no 3T14, e de R\$271,3 milhões no 9M14.**

▶ **O saldo de caixa* no final do 3T14 era de R\$1,0 bilhão.**

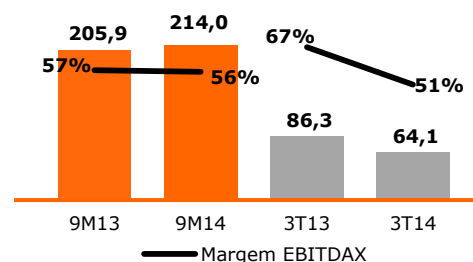
Produção de Gás (Milhões de m³)



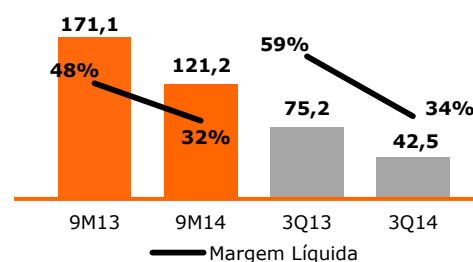
Receita Líquida (R\$ milhões)



EBITDAX (R\$ milhões)



Lucro Líquido (R\$ milhões)



* Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

Mensagem da Administração

Nossos resultados operacionais no terceiro trimestre seguiram padrão similar àqueles registrados nos dois trimestres anteriores, demonstrando que continuamos executando regularmente nossa estratégia, visando otimizar a produção de gás natural, maximizar a lucratividade da nova produção de óleo, e direcionar nossas atividades de exploração para os ativos com maior viabilidade técnica e econômica. Concomitantemente, o resultado financeiro da QGEP continua a ser um importante fator diferenciador da Companhia no mercado, tendo apresentado fluxo de caixa operacional de R\$271,3 milhões nos primeiros nove meses deste ano.

Estamos satisfeitos com o desempenho do Campo de Manati no terceiro trimestre. Operamos a plena capacidade no Campo, de modo a sustentar a forte e contínua demanda. A produção média diária alcançou 5,9MMm³ no trimestre, mantendo a produção nos primeiros 9 meses deste ano em 5,9MMm³ por dia. No ano de 2014, a produção de Manati deve ficar ligeiramente acima da nossa estimativa de 5,8MMm³ por dia. No início do próximo ano, será iniciada uma campanha de manutenção, bem como a pintura da plataforma, que deve se estender até o segundo trimestre de 2015, sem impacto na produção. Em relação à construção da estação de compressão do Campo de Manati, parte dos equipamentos necessários já está no local, e nossa expectativa é de que a estação estará operacional em meados de 2015. Nossa previsão é de que a produção média diária de gás do Campo de Manati seja de 5,5MMm³ em 2015, considerando uma produção média diária de 6,0MMm³ no segundo semestre do ano.

Estamos na fase final da negociação para a contratação do FPSO do Campo de Atlanta e o primeiro óleo é esperado para o primeiro semestre de 2016. Assumindo que as negociações sejam concluídas com sucesso até o final do ano, a produção média inicial será de 25 mil barris por dia, conforme planejado inicialmente para o Campo. Estamos confortáveis que o FPSO estará no local em até 14 meses após a assinatura do contrato com o fornecedor. Estamos também satisfeitos em poder informar que foi aprovado um montante de R\$26,0 milhões adicional ao financiamento já contratado da FINEP, para cobrir parte dos custos do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta, aumentando assim o total da linha de crédito aprovada até a data para R\$292,0 milhões.

No terceiro trimestre, ocorreu um fato novo na descoberta de Carcará no Bloco BM-S-8. Em setembro, anunciamos o início da perfuração da primeira fase do poço de extensão de Carcará, localizado a 5 km do poço pioneiro. Esta fase já foi concluída, atingindo a seção inferior da camada de sal, e a segunda fase será iniciada no terceiro trimestre de 2015. Haverá ainda a perfuração de um segundo poço de extensão na área, já proposto pelo Consórcio para a ANP, com início no primeiro trimestre de 2015. Com base nesse cronograma, teremos as primeiras informações para fornecer ao mercado sobre a produtividade de Carcará no segundo semestre de 2015. Permanecem os planos para começar, no final do próximo ano, a perfuração do prospecto de Guanxuma também no BM-S-8.

Continuamos avaliando nosso portfólio exploratório visando manter a diversificação, um nível de risco adequado, bem como equilibrar os desafios técnicos e econômicos dos diversos ativos. No terceiro trimestre, a QGEP assinou contrato com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) para um financiamento de R\$232,0 milhões, que financiará as atividades exploratórias na região Nordeste, mais especificamente dos Blocos BM-J-2, BM-CAL-5 e BM-CAL-12. O Plano de Avaliação de Descoberta do Bloco BM-J-2 recebeu aprovação da ANP no final do mês passado e a QGEP se comprometeu a realizar um plano em fases que se inicia com o reprocessamento sísmico e reinterpretação geológica da área.

Em relação aos blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, informamos que fizemos progressos significativos na aquisição de dados sísmicos. Completamos a aquisição sísmica no bloco da Bacia da Foz do Amazonas, onde a QGEP é o operador, e estamos em fase final da aquisição dos dados nos blocos da Bacia do Espírito Santo. Assinamos também os contratos para a aquisição de dados sísmicos para os blocos da Bacia Pará-Maranhão e da Bacia do Ceará que será realizada em 2015.

Chegamos ao último trimestre de 2014 com posição financeira e operacional privilegiada. Tanto o Campo de Manati, como o Campo de Atlanta nos proporcionarão produção sólida no médio prazo. Nossa posição

financeira é excelente, com caixa de mais de R\$1,0 bilhão reportado no nosso Balanço. Apesar da queda dos preços internacionais do petróleo, nossos resultados financeiros não foram afetados, uma vez que, atualmente, a maior parte da nossa geração de caixa não está atrelada aos preços internacionais de petróleo. Ainda que o nosso fluxo de caixa terá uma maior exposição aos preços de óleo quando a produção de Atlanta se iniciar, é válido ressaltar que a atual tendência de queda destes preços poderá expandir nossas oportunidades para a diversificação do portfólio, por meio da aquisição de outros ativos.

Com 2015, um ano que terá vários marcos importantes para a QGEP, se aproximando, continuamos entusiasmados e ansiosos para mantê-los informados sobre nossos progressos.

Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40 ⁽¹⁾	Manati	45%	Reservas	Gás
Camamu	BCAM-40 ⁽¹⁾	Camarão Norte	45%	Contingente	Gás
Camamu	BM-CAL-5	Copaíba	27,5%	Contingente	Óleo
Camamu	BM-CAL-12	CAM#01	20%	Prospectivo	Óleo
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto de Canavieiras	100%	Prospectivo/ Contingente	Óleo-Gás
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto Externo	100%	Prospectivo	Óleo-Gás
Campos	BM-C-27 ⁽²⁾	Guanabara Profundo	30%	Prospectivo	Óleo-Gás
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Prospectivo/ Contingente	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reservas	Óleo
Santos	BS-4	Oliva	30%	Contingente	Óleo
Santos	BS-4	Piapara	30%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-598		20%	Prospectivo	Óleo
Espírito Santo	ES-M-673		20%	Prospectivo	Óleo
Foz do Amazonas	FZA-M-90		35%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-265		30%	Prospectivo	Óleo
Pará-Maranhão	PAMA-M-337		50%	Prospectivo	Óleo
Ceará	CE-M-661		25%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-894		30%	Prospectivo	Óleo
Pernambuco-Paraíba	PEPB-M-896		30%	Prospectivo	Óleo

⁽¹⁾ O bloco BCAM-40 foi devolvido depois da delimitação das áreas dos campos de Manati e Camarão Norte.

⁽²⁾ Até 30 de setembro de 2014, a transferência de 30% dos direitos relacionados à concessão BM-C-27 não havia sido finalizada.

Produção e Desenvolvimento

MANATI

O Campo de Manati continuou com forte produção no terceiro trimestre, com média diária de 5,9MMm³. Tal desempenho está em linha com os dois últimos trimestres, e representa uma produção média diária de 5,9MMm³ para os 9M14.

As atividades relacionadas à construção da estação de compressão de gás seguem dentro do prazo e do orçamento definidos. As atividades de terraplanagem foram finalizadas e, atualmente, o Consórcio está envolvido com as obras de engenharia civil. A estação de compressão está programada para estar operacional no segundo semestre de 2015. O Consórcio prevê uma parada de 20 dias na produção do campo para que a estação de compressão seja interligada ao gasoduto de exportação, quando então a capacidade de produção retornará para 6,0MMm³ por dia. Com base nesse cronograma, a Companhia espera que a capacidade média de produção de gás em 2015 seja de 5,5MMm³ por dia.

No primeiro trimestre de 2015, o Consórcio começará uma manutenção na plataforma marítima do Campo de Manati, incluindo a pintura da mesma. Esta atividade inclui a substituição de linhas de água potável, serviços de caldearia em tubulações de produção, instalações de linhas e bombas para água salgada, entre outros, que permitirão manter os níveis de produção. A manutenção será concluída no primeiro semestre de 2015, e terá custo líquido estimado para a QGEP de aproximadamente US\$20,0 milhões.

ATLANTA E OLIVA (Bloco BS-4)

O Consórcio recebeu as propostas para o FPSO do Campo de Atlanta no Bloco BS-4. A Companhia espera selecionar a proposta vencedora e assinar o contrato até o final do ano, de modo que o FPSO estará na locação em torno de 14 meses após a assinatura do contrato. O primeiro óleo do Campo de Atlanta é esperado para o primeiro semestre de 2016, através de dois poços horizontais e produção inicial de 25 kbpd.

Os testes de formação realizados nos dois poços horizontais do Sistema de Produção Antecipada (SPA) indicaram que a capacidade de produção é de aproximadamente 12 mil barris por dia por poço, na faixa superior do intervalo simulado antes da realização dos testes. Durante o teste do segundo poço, a bomba elétrica submersa foi colocada no leito marinho, ao invés de dentro do poço, uma opção que o Consórcio usará durante o desenvolvimento do campo, por se tratar de uma alternativa mais econômica.

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

O primeiro óleo do Campo de Oliva é esperado para 2021, já que a viabilidade deste campo está ligada à operação do Campo de Atlanta.

A QGEP é o operador do Bloco BS-4, onde estão localizados os campos de Atlanta e Oliva, com participação de 30%.

Exploração

BM-J-2

No final de outubro de 2014, o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) para o Bloco BM-J-2 foi aprovado pela ANP. A Companhia tem como compromisso, no primeiro estágio do PAD, realizar o reprocessamento sísmico e a reinterpretação geológica do Bloco em até 14 meses. Após todos os estudos, incluindo a avaliação técnica e econômica, a Companhia irá avaliar a passagem para os estágios seguintes.

Em agosto de 2013, a Companhia protocolou uma Notificação de Descoberta junto à ANP baseada nas anomalias do gás identificadas pelo detector, amostras de óleo e interpretações dos relatórios de produção na seção do pré-sal do poço 1-QG-5A-BAS (prospecto Alto de Canavieiras).

O bloco está localizado na região de águas rasas da Bacia de Jequitinhonha, e a QGEP é o operador, detendo 100% de participação.

BS-4

O Consórcio continua avaliando a melhor ocasião para a perfuração do prospecto Piapara, com objetivos no pré-sal. Os dados sísmicos 3D indicaram o potencial exploratório do prospecto.

BM-S-8

A perfuração da primeira fase do poço de extensão de Carcará, até a base da camada de sal, teve início em setembro de 2014, usando a sonda Laguna Star (NS-44). No início de novembro, foi concluída a perfuração a aproximadamente 5.600 metros de profundidade. O poço está localizado a 5 km do poço pioneiro, em lâmina d'água de 2.023 metros. A segunda fase de perfuração terá início no terceiro trimestre de 2015, usando uma sonda equipada com *Managed Pressure Drilling* (MPD). O poço será testado utilizando outra sonda e essa atividade será concluída no início de 2016.

Para acelerar a delimitação da descoberta de Carcará, o Consórcio propôs à ANP a perfuração de um segundo poço de extensão que começará no primeiro trimestre de 2015, com a primeira sonda disponível equipada com MPD, em uma única fase. O teste de formação, que será realizado por outra sonda, está programado para ser finalizado no quarto trimestre de 2015.

As informações coletadas de ambos os testes indicarão a produtividade esperada para cada poço e o primeiro óleo de Carcará é esperado para o final de 2018/2019.

A perfuração do prospecto de Guanxuma está programada para ter início no final de 2015. Esse prospecto está localizado 30 km a sudoeste da descoberta de Carcará, na seção do pré-sal da Bacia de Santos.

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

Até 30 de setembro de 2014, não havia sido concluída a transferência de 30% dos direitos relacionados à Concessão BM-C-27. Assim, até o momento a QGEP não fez qualquer desembolso ou assumiu qualquer passivo relacionado a esse contrato. Avaliações técnicas e econômicas, incluindo a avaliação da atratividade do projeto, estão sendo executadas pelo operador para definir o interesse na área.

A Concessão BM-C-27 inclui os Blocos C-M-122, C-M-145 e C-M-146 localizados a aproximadamente 70 km da costa, nas águas rasas da Bacia de Campos.

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

Atualmente o Consórcio aguarda a licença ambiental do IBAMA para perfurar o BM-CAL-12. A expectativa é de que a licença seja emitida durante 2015, com a perfuração tendo início em seguida. Um poço pioneiro será perfurado, visando o prospecto CAM#01, localizado no Bloco CAL-M-372. O CAPEX para perfuração deste prospecto, líquido para a QGEP, é de aproximadamente US\$40 milhões.

BM-CAL-5

No Bloco BM-CAL-5, o Consórcio está trabalhando nos estudos de impacto ambiental do projeto que serão submetidos ao IBAMA. O Consórcio espera receber a licença ambiental do projeto em 2015 e começar a perfuração em 2016. O CAPEX, líquido para a QGEP, está estimado em aproximadamente US\$22 milhões.

O BM-CAL-5 está localizado na Bacia de Camamu. O reservatório está a uma profundidade entre 2.700 e 3.700 metros e conta com recursos contingentes 3C, líquidos para a QGEP, estimados em 17,9 milhões de barris de óleo equivalente.

BLOCOS ADQUIRIDOS NA 11ª RODADA DE LICITAÇÕES DA ANP

No Bloco FZA-M-90 localizado na Bacia da Foz do Amazonas, os levantamentos sísmicos 3D feitos pela Spectrum-CGG já foram concluídos.

Para os blocos da Bacia do Espírito Santo, a aquisição dos dados sísmicos 3D está prevista para terminar no final deste ano. Os levantamentos estão sendo realizados pela CGG.

Os dados para os blocos da Bacia do Pará-Maranhão foram contratados com a Polarcus, e a aquisição de dados sísmicos está prevista para começar no segundo semestre de 2015.

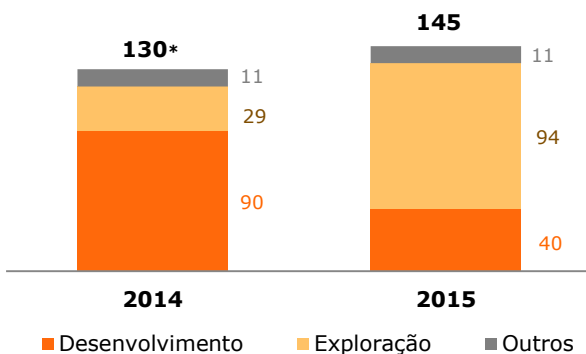
Para a Bacia do Ceará, a contratação de dados sísmicos está sendo negociada, com o início dos levantamentos previstos para o segundo semestre de 2015, enquanto que para a Bacia de Pernambuco-Paraíba, os levantamentos devem começar em 2016/2017.

A QGEP deu início aos estudos ambientais relacionados às atividades de perfuração na Bacia da Foz do Amazonas e na Bacia Pará-Maranhão necessários para o processo de licenciamento. A previsão é de que essas atividades de perfuração sejam iniciadas no final de 2017.

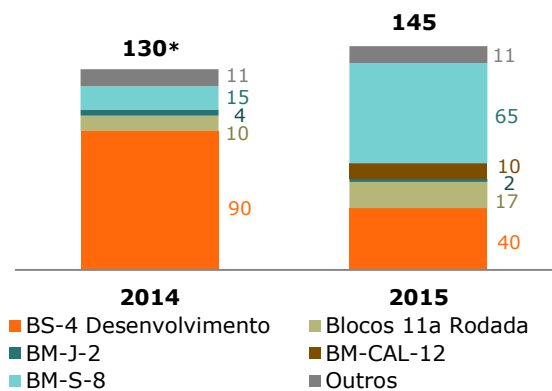
O custo total, líquido para QGEP, relacionado à aquisição de dados sísmicos no decorrer dos próximos três anos será de aproximadamente US\$46 milhões. Além disso, a partir de 2017, a QGEP estima desembolsar aproximadamente US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios, de acordo com os compromissos assumidos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

CAPEX

**CAPEX líquido para a QGEP
(US\$ milhões)**



**CAPEX líquido para a QGEP
(US\$ milhões)**



* Até 30 de setembro de 2014 foram utilizados US\$105 milhões.

Eventos Corporativos Recentes

- ▶ Em 10 de outubro de 2014, a FINEP desembolsou o montante de R\$83,5 milhões para a QGEP, parte da linha de crédito de R\$266,0 milhões aprovada em 2013. Com isso, o valor total já desembolsado pela instituição até esta data foi de R\$253,6 milhões. O financiamento da FINEP está dedicado a implantação do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta no Bloco BS-4, e reconhece as inovações tecnológicas utilizadas pela QGEP nesse campo. Além disso, a FINEP aprovou o aumento de R\$26,0 milhões, passando para R\$292,0 milhões a linha total de crédito disponível. Esse aditivo será assinado até o final de 2014. O adicional da linha de crédito tem taxa de juros flutuante, atualmente equivalente a 4,0% a.a., sendo atrelada à TJLP.
- ▶ Em 29 de setembro de 2014, a QGEP assinou um contrato com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) para um financiamento de R\$232,0 milhões. Esses recursos serão utilizados para financiar as atividades exploratórias da QGEP na região nordeste do Brasil, mais especificamente nos Blocos BM-J-2, BM-CAL-5 e BM-CAL-12. A linha de crédito tem período de carência de cinco anos, com sete anos para amortização, à taxa de juros de 4,7% a.a., e prêmio de adimplência de 15%, o que pode resultar em uma taxa efetiva de 4,0% a.a..

Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

A incorporação da sustentabilidade na estratégia corporativa da QGEP tem possibilitado gerenciar mais efetivamente os aspectos legais, ambientais e sociais que podem vir a afetar a organização, reduzir os riscos e potenciais impactos negativos dos projetos, bem como otimizar recursos e maximizar o retorno econômico para os acionistas. Ao mesmo tempo, torna possível gerar benefícios mais efetivos para as comunidades onde a Companhia atua e fortalece sua imagem ao associá-la a ações positivas.

Demonstrando a determinação em materializar na prática o compromisso com a sustentabilidade, a QGEP, publicou em agosto o seu terceiro Relatório Anual de Sustentabilidade baseado nas diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI), reconhecidas internacionalmente como padrão de relato transparente. O documento está disponível para consulta na *website* da Companhia.

Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 3T14 e 3T13. 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)

	3T14	3T13	Δ%
Lucro líquido	42,5	75,2	-43,5%
Amortização e depreciação	29,0	23,6	22,8%
Despesa (receita) financeira líquida	(20,1)	(16,0)	-25,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	12,7	3,0	N/A
EBITDA⁽¹⁾	64,1	85,8	-25,3%
Gastos exploratórios com poços secos ou sub-comerciais ⁽²⁾	-	0,5	-100,0%
EBITDAX⁽³⁾	64,1	86,3	-25,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	50,7%	66,9%	-24,2%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	50,7%	67,3%	-24,6%
Dívida líquida ⁽⁶⁾	(850,6)	(939,1)	9,4%
Dívida líquida/EBITDAX	(4,09)	(3,54)	-15,6%

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

⁽³⁾ EBITDAX é uma medida usada no 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.

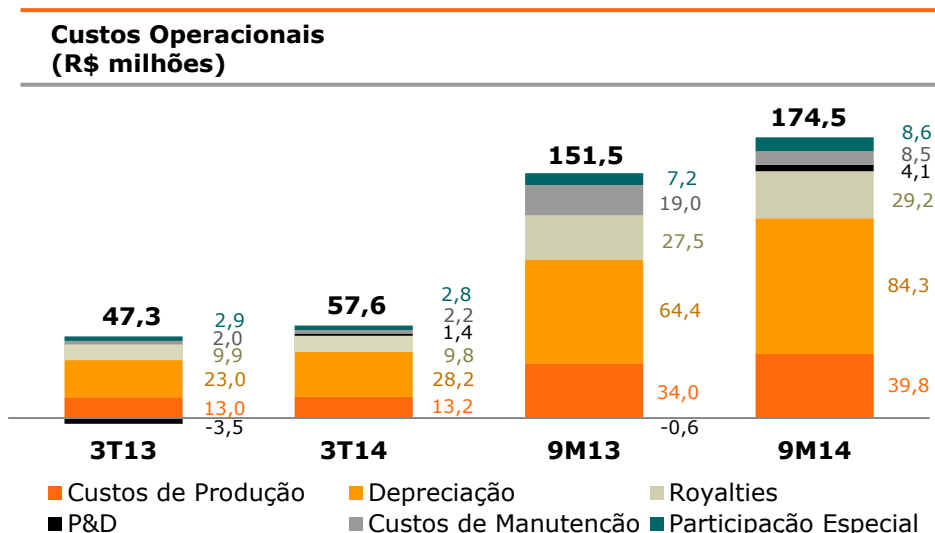
⁽⁵⁾ EBITDAX dividido pela receita líquida.

⁽⁶⁾ 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 3T14 foi de R\$126,3 milhões, em linha com as receitas do 2T14 e 1,5% abaixo do registrado no 3T13. A redução observada na comparação com o mesmo período do ano anterior é resultado da menor produção do Campo de Manati, parcialmente compensada por preços mais altos do gás natural em 2014. No período acumulado dos primeiros nove meses de 2014, a receita líquida foi de R\$379,8 milhões, o que representa um aumento de 5,0% em relação ao 9M13, resultado da maior produção de gás no período e do reajuste contratual do preço do gás natural em janeiro de 2014.

Os custos operacionais no terceiro trimestre foram de R\$57,6 milhões e referem-se a R\$28,2 milhões em depreciação e amortização, R\$13,2 milhões em custos de produção, R\$9,8 milhões em *royalties*, R\$2,2 milhões em custos de manutenção, R\$2,8 milhões em participação especial, e R\$1,4 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Para o 9M14, os custos operacionais totais foram de R\$174,5 milhões, 15,2% acima do registrado em igual período de 2013. O desempenho se deve, principalmente, ao aumento nos custos de amortização relacionados à provisão de abandono do Campo de Manati, o que superou a redução nos custos de manutenção registrada no período, uma vez que os mesmos haviam sido majorados no 9M13 em razão da manutenção programada realizada em abril de 2013.



Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de R\$12,6 milhões no trimestre, 7,7% e 5,9% inferiores ao 2T14 e 3T13, respectivamente. A redução no 3T14 em relação ao mesmo período do ano passado decorre principalmente da maior alocação de custos relativos a parceiros de projetos operados pela QGEP, o que compensou o aumento do quadro de funcionários da Companhia neste mesmo período.

Também por estas razões, no 9M14, as despesas gerais e administrativas totais somaram R\$38,4 milhões, o que representa redução de 14,5% em relação aos R\$45,0 milhões registrados no 9M13.

Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios no 3T14 foram de R\$21,6 milhões, comparados com R\$5,9 milhões no 3T13, e R\$14,6 milhões no 2T14. O aumento no comparativo anual se deve à aquisição de dados sísmicos para os blocos localizados nas Bacias da Foz do Amazonas e Espírito Santo, adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, no montante de R\$8,8 milhões. O montante remanescente de R\$12,8 milhões se refere a custos referentes a estudos geológicos e geofísicos para alguns dos blocos de nosso portfólio.

Considerando o acumulado dos primeiros nove meses de 2014, os gastos exploratórios foram de R\$71,6 milhões, em relação a R\$26,5 milhões no 9M13. Os principais fatores que explicam a evolução positiva foram as despesas relacionados à devolução do prospecto de Biguá à ANP no 1T14, e os gastos com a aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP.

Resultado Financeiro Líquido

No 3T14, a QGEP gerou receita financeira líquida de R\$20,1 milhões, comparado com R\$16,0 milhões no 3T13, e R\$20,6 milhões no 2T14. Na comparação anual, o ganho é explicado pela maior receita obtida com aplicações financeiras em fundos cambiais, que se beneficiaram da flutuação da cotação da moeda nacional no período. Tal ganho mais do que compensou o impacto negativo dessa flutuação na provisão de abandono dos Campos de Manati e Atlanta. No 9M14, a receita financeira líquida totalizou R\$60,8 milhões, comparado a R\$44,0 milhões no 9M13.

Lucro Líquido

O lucro líquido do 3T14 foi de R\$42,5 milhões, comparado com R\$75,2 milhões em igual trimestre de 2013. A redução reflete o aumento dos gastos exploratórios e da depreciação no atual trimestre, bem como despesas com imposto de renda e contribuição social.

No 9M14, a Companhia gerou lucro líquido de R\$121,2 milhões, comparado com R\$171,1 milhões no 9M13. Os maiores gastos exploratórios no 2T14 e 3T14, e o aumento das despesas com imposto de renda e contribuição social, explicam a evolução a menor no período, ainda que tais efeitos tenham sido parcialmente compensados pelo ganho na receita financeira e redução das despesas gerais e administrativas.

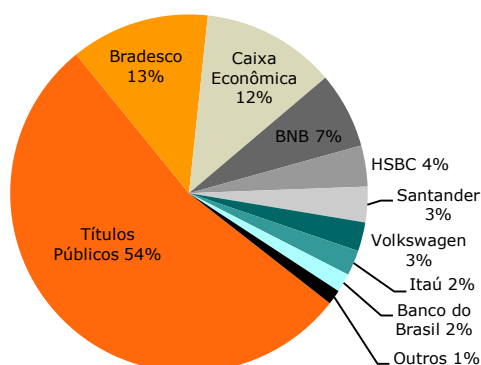
Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

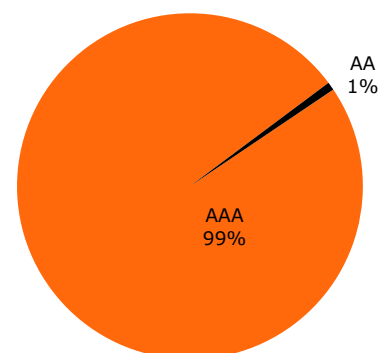
Ao final do 3T14, a Companhia registrava saldo de caixa consolidado de R\$1,0 bilhão, incluindo R\$168,1 milhões proveniente dos créditos da FINEP. Em 30 de setembro de 2014, a QGEP tinha 26,6% de seus investimentos financeiros aplicados em fundos cambiais, enquanto o restante continuava em moeda local.

O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 30 de setembro de 2014 foi de 102,4% do CDI, e 80,9% dos fundos investidos contam com liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos a seguir:

Investimentos



Ratings*



* Não inclui títulos da dívida pública

Contas a Receber / Pagar

Ao final do 3T14, o saldo de contas a receber era de R\$102,0 milhões, em linha com o saldo registrado no encerramento do 2T14. Em 30 de setembro de 2014, o saldo de contas a pagar era de R\$54,2 milhões, comparado com R\$151,0 milhões ao final do 2T14. Essa redução é resultado de pagamentos a fornecedores após a conclusão das atividades de perfuração e completação dos dois poços horizontais do Campo de Atlanta, bem como provisões de contas a pagar mais baixas referentes a atividades nesse campo, em função da redução das operações do BS-4.

Crédito com Parceiros

Em 30 de setembro de 2014, o saldo de crédito com parceiros era de R\$17,7 milhões, comparado com R\$70,4 milhões no final do 2T14. A linha de crédito com parceiros inclui: i) despesas que serão alocadas aos parceiros dos blocos operados pela QGEP, mas onde ainda não foi realizada a chamada de capital; e ii) despesas ainda não contabilizadas dos blocos não operados pela QGEP, onde as chamadas de capital já foram realizadas. No encerramento do 3T14, nenhum parceiro da QGEP registrava atraso ou inadimplência.

Endividamento

O endividamento total ao final do 3T14 era de R\$168,2 milhões, em linha com o registrado no encerramento do 2T14.

O endividamento da Companhia corresponde a recursos financiados junto à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) para dar suporte ao desenvolvimento do Campo de Atlanta. O financiamento consiste de duas linhas de crédito, uma com juros fixos e outra com juros variáveis atrelados à TJLP. Atualmente, ambas as linhas de crédito têm taxa de juros de 3,5% ao ano, período de carência de três anos e prazo de pagamento de sete anos.

A FINEP é um fundo governamental ligado ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, que concede financiamento para o setor público e privado, com ênfase em inovação tecnológica, visando promover o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Fluxo de Caixa Operacional

A Companhia obteve fluxo de caixa operacional de R\$140,6 milhões no 3T14, comparado com R\$203,9 milhões no 3T13. Essa redução se deve ao aumento dos gastos exploratórios, imposto de renda e contribuição social.

Relações com Investidores

QGEP Participações S.A.

Paula Costa Côrte-Real
Diretoria 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 da Bacia de Santos. A QGEP é qualificada pela ANP para atuar como Operador A em Águas Rasas até Águas Ultraprofundas. A Companhia possui diversificado portfólio de ativos de alta qualidade e potencial de exploração e produção. Adicionalmente, possui 45% de participação na concessão do Campo de Manati, localizado na Bacia de Camamu, que é um dos maiores campos de gás natural não associado em produção no Brasil. O Campo de Manati está em operação desde 2007 e possui capacidade média de produção de cerca de 6 milhões de m³ por dia. Para mais informações, acesse www.qgep.com.br/ri.

Este material pode conter informações referentes a futuras perspectivas do negócio, estimativas de resultados operacionais e financeiros, e de crescimento da Companhia. Estas são apenas projeções e, como tais, baseiam-se exclusivamente nas expectativas da administração 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. Esses aspectos devem ser levados em consideração, além dos riscos apresentados nos documentos divulgados anteriormente pela Companhia. Tais fatores estão sujeitos a alteração sem aviso prévio.

As informações financeiras consolidadas da Companhia para os trimestres findos em 30 de setembro de 2014 e 30 de setembro de 2013 foram preparadas Companhia de acordo com as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

Anexo I – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	3T14	3T13	Δ%
Receita Líquida	126,3	128,2	-1,5%
Custos Operacionais	(57,6)	(47,3)	-21,7%
Lucro Bruto	68,7	80,9	-15,1%
Receitas (Despesas) Operacionais			
Despesas Gerais e Administrativas	(12,6)	(13,4)	-5,9%
Equivalência Patrimonial	0,6	(0,0)	N/D
Gastos Exploratórios	(21,6)	(5,9)	-264,9%
Outras Despesas Operacionais	-	0,4	N/D
Lucro (Prejuízo) Operacional	35,1	62,2	-43,6%
Resultado Financeiro Líquido	20,1	16,0	25,7%
Lucro (Prejuízo) antes do Imposto e Contribuição Social	55,2	78,2	-29,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(12,7)	(3,0)	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido	42,5	75,2	-43,5%

Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	3T14	2T14	Δ%
Ativo			
Circulante	1.196,8	1.239,9	-3,5%
Caixa e Equivalentes de Caixa	146,5	216,4	-32,3%
Aplicações Financeiras	872,3	791,2	10,2%
Contas a Receber	102,0	101,9	0,1%
Estoques	49,1	44,7	9,9%
Impostos a Recuperar	6,0	10,9	-44,7%
Créditos com Parceiros	17,7	70,4	-74,8%
Outros	3,2	4,4	-26,3%
Não Circulante	1.830,4	1.803,4	1,5%
Caixa Restrito	21,2	15,0	41,4%
Impostos a Recuperar	0,5	0,4	3,2%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	4,6	3,9	19,0%
Investimentos	18,9	15,0	26,1%
Imobilizado	1.148,0	1.132,6	1,4%
Intangível	632,0	632,2	0,0%
Partes Relacionadas	3,2	2,0	59,7%
Outros	2,0	2,2	-12,9%
Total do Ativo	3.027,2	3.043,3	-0,5%
Passivo e Patrimônio Líquido			
Circulante	129,2	217,8	-40,7%
Contas a Pagar	54,2	151,0	-64,1%
Impostos a Pagar	30,6	27,3	12,1%
Remuneração e Obrigações Sociais	12,9	9,9	30,7%
Contas a Pagar - Partes Relacionadas	0,3	0,3	11,5%
Empréstimos e Financiamentos	0,2	0,2	0,0%
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	11,6	10,9	7,2%
Seguros a Pagar	7,1	6,9	3,8%
Outros	12,1	11,4	6,8%
Não Circulante	418,2	392,7	6,5%
Empréstimos e Financiamentos	168,0	167,9	0,1%
Provisão para Abandono	250,2	224,9	11,3%
Patrimônio Líquido	2.479,8	2.432,7	1,9%
Capital Social	2.078,1	2,078,1	0,0%
Outros Resultado Abrangentes	3,3	0,7	347,9%
Reserva de Lucros	328,6	328,6	0,0%
Reserva de Capital	(51,4)	(53,4)	3,7%
Lucro Líquido do Período	121,2	78,7	54,0%
Total do Passivo e Patrimônio Líquido	3.027,2	3.043,3	-0,5%

Anexo III – FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa (R\$ milhões)

	3T14	3T13	Δ%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro Líquido do período	42,5	75,2	-43,5%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:			
Amortização e Depreciação	29,0	23,6	22,8%
Equivalência Patrimonial	(0,6)	0,0	N/D
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(0,7)	0,0	N/D
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	3,0	0,0	N/D
Baixa de Imobilizado/Intangível	0,3	0,4	-17,9%
Reduções do período	0,0	0,0	N/D
Despesas com plano de opções de ações	2,0	2,6	-24,4%
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	(13,4)	(3,0)	N/D
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	0,8	(3,9)	120,1%
Instrumentos financeiros derivativos	0,0	0,4	-100,0%
Variação cambial nas contas a pagar para aquisição de blocos exploratórios	0,0	0,0	N/D
Variação cambial sobre provisão para abandono	25,4	99,2	-74,4%
(Aumento)/redução nos ativos operacionais:	53,3	(64,1)	183,1%
Aumento/(redução) nos passivos operacionais:	(0,9)	73,5	-101,3%
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	140,6	203,9	-31,0%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(213,1)	(235,8)	9,6%
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	0,0	(10,1)	100,0%
Total de variação cambial sobre caixa e equivalentes	2,5	0,0	N/D
Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalente de caixa	(69,9)	(42,0)	-66,3%
Caixa e equivalente de caixa no início do período	216,4	575,0	-62,4%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	146,5	533,0	-72,5%
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(69,9)	(42,0)	-66,3%

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 petróleo e/ou gás natural e escoamento da produção por navios aliviadores.
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>).
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.
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.