

SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014

# Relatório de Resultados QGEP Participações S.A.



## Teleconferência

Português (com tradução simultânea para o inglês)

14 de agosto de 2014

12:30 (Horário de Brasília)

11:30 (Horário de Nova Iorque)

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

Dial in US: +1 786 924-6977

Código: Queiroz Galvão

## QGEP

Av Almirante Barroso, nº 52, Sala 1301 Centro

Rio de Janeiro - RJ

CEP: 20031-918

Tel: +55 21 3509-5800



# QGEP divulga seus resultados do 2T14

**Rio de Janeiro, 13 de agosto 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 segundo trimestre encerrado em 30 de junho 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 5,9MMm<sup>3</sup> no 2T14 e 6,0MMm<sup>3</sup> no 6M14**

▶ **A produção média esperada do Campo de Manati para o ano de 2014 é de 5,8MMm<sup>3</sup> por dia**

▶ **A perfuração do poço de extensão de Carcará no Bloco BM-S-8 será iniciada no 1T15**

▶ **A receita líquida aumentou 25,9% no 2T14, quando comparada ao 2T13, atingindo R\$126,2 milhões, em função da maior produção do Campo de Manati**

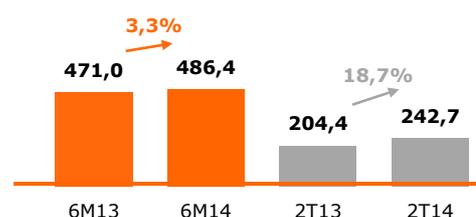
▶ **O EBITDAX foi de R\$67,4 milhões e R\$149,9 milhões no 2T14 e 6M14, respectivamente, comparado com R\$41,7 milhões no 2T13 e R\$119,6 milhões no 6M13**

▶ **O lucro líquido aumentou para R\$53,6 milhões no 2T14, comparado com R\$30,1 milhões no 2T13**

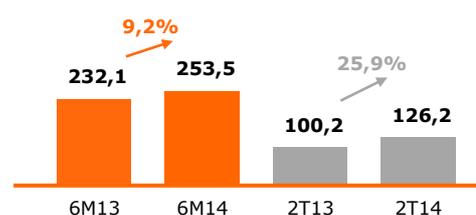
▶ **O fluxo de caixa operacional no 2T14 foi de R\$90,1 milhões e de R\$130,7 milhões no 6M14**

▶ **O saldo de caixa\* era de R\$1,0 bilhão no final do 2T14**

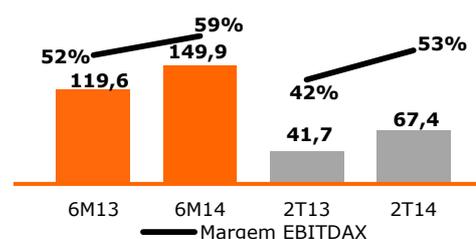
## Produção de Gás (Milhões de m<sup>3</sup>)



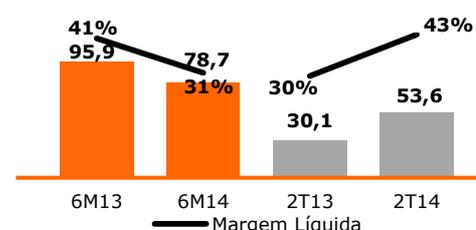
## Receita Líquida (R\$ milhões)



## EBITDAX (R\$ milhões)



## Lucro Líquido (R\$ milhões)



\* Inclui caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras

## Mensagem da Administração

É com satisfação que apresentamos os resultados financeiros e operacionais do segundo trimestre e do primeiro semestre de 2014, que continuam a distinguir a QGEP como uma Companhia independente de exploração e produção no Brasil. No segundo trimestre, tivemos êxito em maximizar a nossa produção de gás natural, o que nos deu um fluxo de caixa operacional significativo; na preparação para a produção de petróleo, que contribuirá na geração de fluxo de caixa no médio prazo; e na coleta de dados importantes que irá direcionar nossos projetos de exploração com potencial de agregar valor substancial no longo prazo.

A produção de gás natural do Campo de Manati permaneceu constante em 5,9MMm<sup>3</sup> por dia durante o segundo trimestre, devido à habilidade do Consórcio em manter a produção em níveis que atenderam a forte demanda das termelétricas no Brasil. Conforme divulgado anteriormente, a construção da estação de compressão do Campo está em andamento e, quando operacional, nos permitirá retornar à capacidade de produção média diária de 6,0MMm<sup>3</sup> nos próximos anos. Os níveis de lucratividade do Campo de Manati continuam altos, beneficiando-se da eficiente infraestrutura do projeto e do reajuste contratual do preço do gás, que compensarão parcialmente o aumento dos custos de extração previsto quando a planta de compressão estiver em funcionamento. Com base na produção registrada até o momento e na demanda no curto prazo, estamos satisfeitos em anunciar a nossa previsão de produção média diária de gás natural de Manati em 2014 de 5,8MMm<sup>3</sup>. A manutenção de um sólido fluxo de caixa operacional do Campo de Manati proporciona à QGEP suporte no desenvolvimento de nossos projetos de médio e longo prazo.

Continuamos a progredir no desenvolvimento do Campo de Atlanta e já concluímos todas as atividades relacionadas a perfuração e completação dos dois poços previstos para o Sistema de Produção Antecipada. Concordamos com um ajuste no cronograma da licitação do FPSO e estendemos o prazo para os concorrentes submeterem suas propostas finais. Desse modo, a decisão sobre o FPSO que iniciará a produção no Campo de Atlanta será tomada no início do quarto trimestre desse ano. A boa notícia é que estamos confiantes que o FPSO estará na locação no final de 2015 e não haverá alteração significativa do cronograma do primeiro óleo, que está previsto para o início de 2016.

No Bloco BM-S-8, iniciaremos a perfuração do poço de extensão a aproximadamente 5km da descoberta de Carcará no primeiro trimestre de 2015. A perfuração deverá durar seis meses, seguida de dois meses de testes. Além disso, no segundo semestre de 2015, iniciaremos a perfuração do prospecto Guanxuma, também localizado no Bloco BM-S-8, na área do pré-sal da Bacia de Santos.

Continuamos a aplicar com disciplina nossa estratégia de gerenciamento de risco ao portfólio exploratório de modo a concentrar nossa atuação em ativos com maior viabilidade técnica e econômica. Nos blocos adquiridos na 11<sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP, estamos, junto com os outros operadores, adquirindo os dados sísmicos em diversas regiões. No Bloco BM-J-2, localizado na Bacia de Jequitinhonha, aguardamos uma resposta da ANP para o Plano de Avaliação de Descoberta submetido pela QGEP.

Passados mais da metade de 2014, temos a satisfação de afirmar que a QGEP está em um momento importante de sua história, preparada para crescer e criar valor no médio e longo prazos. Temos um portfólio balanceado, com ativos operados e não-operados, em diferentes estágios – exploratório, em desenvolvimento e em produção - localizados em diversas bacias brasileiras *offshore*. Nosso balanço patrimonial é o mais forte do setor independente de óleo e gás brasileiro, garantindo recursos para financiar projetos do nosso portfólio e permitindo que estejamos preparados para oportunidades de *farm-ins*, caso algum evento de desinvestimento que possa agregar valor à QGEP venha a ocorrer no mercado.

Resumindo, estamos orgulhosos das nossas conquistas até o momento, e ainda mais entusiasmados com o futuro.

## Ativos da QGEP

Bacia	Bloco/ Concessão	Campo/ Prospecto	Participação QGEP	Categoria Recursos	Fluido
Camamu	BCAM-40 <sup>(1)</sup>	Manati	45%	Reservas	Gás
Camamu	BCAM-40 <sup>(1)</sup>	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%	Contingente/ Prospectivo	Óleo-Gás
Jequitinhonha	BM-J-2	Alto Externo	100%	Prospectivo	Óleo-Gás
Campos	BM-C-27 <sup>(2)</sup>	Guanabara Profundo	30%	Prospectivo	Óleo-Gás
Santos	BM-S-8	Carcará	10%	Contingente/ Prospectivo	Óleo
Santos	BM-S-8	Guanxuma	10%	Prospectivo	Óleo
Santos	BS-4	Atlanta	30%	Reserva/ Contingente	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

<sup>(1)</sup> O Bloco BCAM-40 foi devolvido depois da delimitação das áreas dos campos de Manati e Camarão Norte.

<sup>(2)</sup> Até 30 de junho de 2014, a transferência de 30% dos direitos relacionados à Concessão BM-C-27 não havia sido concluída.

# Produção e Desenvolvimento

## MANATI

O Campo de Manati continuou apresentando forte produção no segundo trimestre de 2014, com produção média diária de 5,9MMm<sup>3</sup>, em linha com a produção média diária do 1T14 e de 2013. Para 2014, esperamos uma produção média de 5,8MMm<sup>3</sup> por dia.

As atividades para a instalação da estação de compressão do Campo de Manati tiveram início no segundo trimestre e seguem dentro do prazo e do orçamento definidos. A estação de compressão estará operacional no segundo semestre de 2015, quando a capacidade média de produção do Campo de Manati deverá retornar a 6,0MMm<sup>3</sup> por dia.

A pintura da plataforma de Manati será iniciada no final do 4T14. Não é esperado qualquer impacto na produção do Campo e o custo operacional líquido para a QGEP será de aproximadamente R\$20 milhões.

## ATLANTA E OLIVA (Bloco BS-4)

Continuamos com o processo de licitação para o FPSO. Esta licitação considera dois possíveis cenários: um FPSO de 25 mil barris por dia, para o Sistema de Produção Antecipada, ou um FPSO de 80 mil barris por dia, passando diretamente para o Sistema Definitivo. A Companhia espera concluir o processo de licitação do FPSO, incluindo a assinatura do contrato, no quarto trimestre de 2014, com a entrega da unidade entre 12 e 14 meses. O primeiro óleo do Campo de Atlanta é esperado, em ambos os cenários, para início de 2016.

Os dois poços horizontais do Campo de Atlanta, produtores do Sistema de Produção Antecipada, foram concluídos no primeiro trimestre de 2014. Os testes de formação indicaram que a capacidade de produção dos poços está próximo a 12 mil barris por dia por poço, conforme nossa melhor expectativa. No segundo teste, a bomba elétrica submersa foi colocada no leito marinho, ao invés de dentro do poço. Com base nos níveis de produtividade obtidos utilizando essa alternativa, o Consórcio está considerando a possibilidade de utilizar esta opção no desenvolvimento do Campo, o que traria redução significativa nos custos operacionais.

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

O primeiro óleo do Campo de Oliva é esperado para 2021. A QGEP, com participação de 30%, é o operador do Bloco BS-4, onde estão localizados os campos de Atlanta e Oliva.

# Exploração

## BM-J-2

A Companhia submeteu à ANP o Plano de Avaliação de Descoberta para o Bloco BM-J-2 em dezembro de 2013. No momento, a QGEP continua negociando com a Agência, com a expectativa de conclusão do processo até o quarto trimestre de 2014.

A QGEP retomou a perfuração no Bloco BM-J-2 em julho de 2013, após a suspensão da perfuração em setembro de 2011 devido à regulamentação ambiental determinada pelo IBAMA que proíbe a perfuração durante alguns períodos do ano. Em agosto de 2013, a Companhia protocolou uma Notificação de Descoberta junto à ANP baseada nas anomalias de gás identificadas no detector, indícios de óleo em calha e interpretações de potenciais zonas de interesse nos perfis obtidos na seção pré-sal do poço 1-QG-5A-BAS.

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

## BS-4

O Consórcio continua avaliando o cronograma para exploração do prospecto Piapara no pré-sal. As análises dos dados sísmicos 3D indicam que a seção pré-sal do bloco tem um potencial atrativo. Os dados foram adquiridos para melhorar o imageamento das seções de pré e pós-sal.

## BM-S-8

A perfuração do poço de extensão de Carcará está planejada para começar no primeiro trimestre de 2015, com resultados dos testes durante o segundo semestre do próximo ano.

O Consórcio está avaliando a alocação de uma sonda dedicada para o Bloco BM-S-8. O Teste de Longa Duração (TLD) está planejado para 2017, com o primeiro óleo previsto para o final de 2018.

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

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

Até 30 de junho de 2014, a transferência de 30% dos direitos relacionados à Concessão BM-C-27 não havia sido concluída. Consequentemente, não existem, até o momento, custos e obrigações de responsabilidade da QGEP, relacionados a este contrato. Avaliações técnicas e econômicas, que envolvem a atratividade do projeto, estão em andamento pelo Operador com vistas a definir o real interesse nessa 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)

O Consórcio protocolou junto ao IBAMA o pedido de licença ambiental, após a realização de estudos relacionados ao impacto das atividades na Concessão BM-CAL-12. A expectativa é de que a licença seja emitida no início de 2015, com a perfuração começando no meio do ano. Um poço pioneiro será perfurado visando o prospecto CAM#01 localizado no Bloco CAL-M-372.

O CAPEX, líquido para a QGEP, para esta perfuração na Concessão BM-CAL-12 é de aproximadamente US\$40 milhões.

## BM-CAL-5

No Bloco BM-CAL-5, o Consórcio já recebeu o Termo de Referência do IBAMA. O próximo passo envolve a realização de estudos de impacto ambiental (EIA/RIMA) que também serão submetidos ao IBAMA. A emissão da licença é esperada para 2015 e a perfuração do poço poderá iniciar 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. A profundidade do reservatório está entre 2.700 e 3.700 metros, e os recursos contingentes 3C, líquidos para a QGEP, são estimados em 17,9 milhões de barris de óleo equivalente.

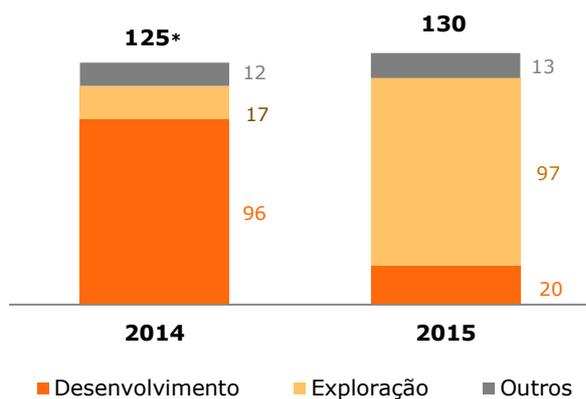
## Blocos Adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP

Nos blocos localizados nas bacias da Foz do Amazonas e do Espírito Santo já foram iniciados os levantamentos sísmicos. Para os blocos localizados nas Bacias do Pará-Maranhão e Ceará foram iniciadas as contratações para a aquisição de dados sísmicos, estando o início destas atividades sujeito a emissão das licenças ambientais pelo IBAMA, que são esperadas para 2015. Em 2016, está previsto o início do levantamento sísmico nos ativos da Bacia de Pernambuco-Paraíba.

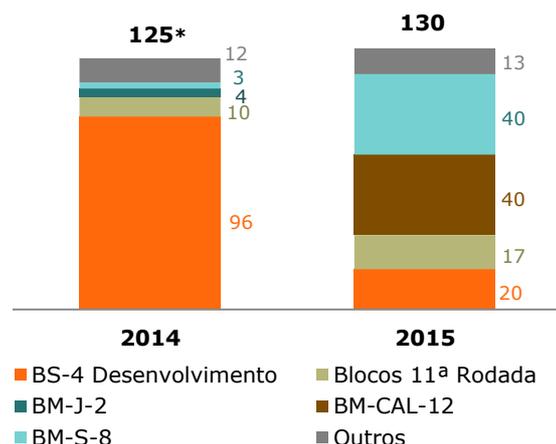
O custo total, líquido para QGEP, relacionado à aquisição de dados sísmicos no decorrer dos próximos três anos será de aproximadamente US\$46 milhões. Além disso, a QGEP espera desembolsar, a partir de 2017, aproximadamente US\$200 milhões na perfuração de pelo menos quatro poços exploratórios.

## CAPEX

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



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



\* US\$ 66 milhões foram gastos até 30 de junho de 2014

## Eventos Corporativos Recentes

- ▶ Em 16 de abril de 2014, os acionistas elegeram o Sr. José Ribamar Lemos de Souza, o Sr. Sérgio Tuffy Sayeg e o Sr. Axel Brod como membros efetivos do Conselho Fiscal da Companhia. O Sr. José Ribamar é pós-graduado em Economia e Direito Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas, e possui experiência profissional em várias empresas, incluindo Formac (PE) S.A. e Dosftware do Brasil. O Sr. Sérgio Sayeg possui pós-graduação em Administração de Empresas e Mercado de Capitais da Universidade de São Paulo e trabalhou em diversas empresas, incluindo Unibanco, Banco Safra e SABESP. O Sr. Axel Brod foi Diretor Presidente do Grupo América Sul e Mahle Metal Leve S.A., bem como ocupou diversas posições na KPMG. Ele é mestre em Finanças pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e graduado pela Universidade de Saarland.
- ▶ Em 5 de maio de 2014, a Companhia pagou os dividendos correspondentes aos resultados do ano fiscal terminado em 31 de dezembro de 2013. O total pago foi de R\$40 milhões, ou R\$0,155 por ação.
- ▶ Em 7 de maio de 2014, a Companhia divulgou as reservas certificadas do Campo de Atlanta, baseadas no relatório de certificação de reservas de 31 de março de 2014 elaborado pelos consultores independentes Gaffney, Cline & Associates (GCA). Os principais destaques do relatório são reservas de petróleo de 147 milhões de bbl (1P), 191 milhões de bbl (2P) e 269 milhões de bbl (3P), e reservas de gás natural de 56MMm<sup>3</sup> (1P), 90MMm<sup>3</sup> (2P) e 311MMm<sup>3</sup> (3P). Líquidas para a QGEP, representam reservas de petróleo de 44 milhões de bbl (1P), 57 milhões bbl (2P) e 81 milhões bbl (3P), e reservas de gás natural de 17MMm<sup>3</sup> (1P), 27 MMm<sup>3</sup> (2P) e 93MMm<sup>3</sup> (3P).

## Sustentabilidade, Meio Ambiente e Segurança

A QGEP realizou com sucesso as atividades de perfuração, completação e descida da Árvore de Natal Horizontal Molhada e da Bomba Centrífuga Submersa (BCS) nos dois poços perfurados no Campo de Atlanta (BS-4). Como operador do Consórcio, a QGEP comemorou a aplicação bem-sucedida de tecnologias que, pela primeira vez, foram combinadas em atividades operacionais de perfuração no Brasil.

Associados à operação do BS-4, a QGEP deu continuidade aos projetos socioambientais condicionantes da sua licença de operação, tendo iniciado o diagnóstico ambiental para a etapa do Sistema de Produção Antecipada e encaminhado para o IBAMA o Estudo de Impacto Ambiental/ Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA). Ainda referente a esse ativo, destacamos a realização de um workshop inédito no Brasil, com intuito de promover a discussão sobre plano de emergência voltado para pequenos cetáceos em caso de vazamento de óleo, com a participação de especialistas internacionais.

Neste 2º trimestre de 2014, a exposição Portinari - Arte e Meio Ambiente foi levada em itinerância para os municípios de Caraguatatuba e Ubatuba, com visita agendada para São Sebastião e Ilhabela, todos localizados no litoral paulista, área de estudo da operação de Atlanta.

Com o compromisso de continuamente ampliar suas práticas de gestão sustentável, a QGEP publicou o 3º Relatório Anual de Sustentabilidade baseado nas diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) e, pela primeira vez, preparou sua matriz de materialidade com base em consulta pública presencial realizada no Rio de Janeiro e na Bahia, com a participação de diversos setores da sociedade. O documento, verificado pela organização, está disponível para consulta em nosso site.

# Desempenho Financeiro

As demonstrações financeiras abaixo representam as informações financeiras consolidadas da Companhia para o 2T14 e 2T13. 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)

	2T14	2T13	Δ%
Lucro líquido	53,6	30,1	77,7%
Amortização e depreciação	29,1	18,7	55,6%
Despesa (receita) financeira líquida	(20,6)	(9,7)	-112,9%
Imposto de Renda e contribuição social	5,3	1,5	247,4%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>67,4</b>	<b>40,7</b>	<b>-65,5%</b>
Despesas de exploração de óleo e gás com poços secos ou sub-comerciais <sup>(2)</sup>	-	1,0	-100,0%
<b>EBITDAX<sup>(3)</sup></b>	<b>67,4</b>	<b>41,7</b>	<b>61,7%</b>
Margem EBITDA <sup>(4)</sup>	53,4%	40,6%	31,4%
Margem EBITDAX <sup>(5)</sup>	53,4%	41,6%	28,4%
Dívida Líquida <sup>(6)</sup>	(839,5)	(1.054,0)	20,3%
Dívida Líquida/EBITDAX	(3,65)	(3,99)	8,6%

<sup>(1)</sup> 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.

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

<sup>(3)</sup> 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.

<sup>(4)</sup> EBITDA dividido pela receita líquida.

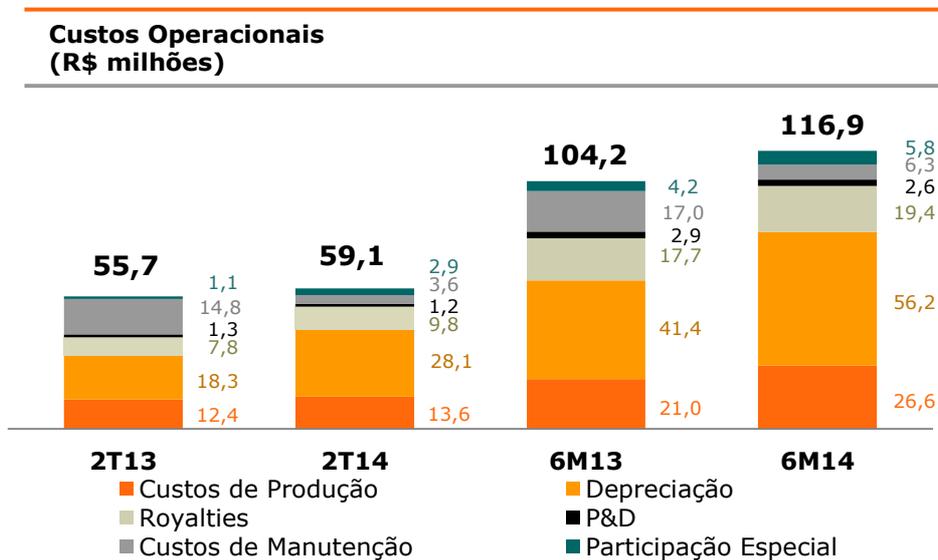
<sup>(5)</sup> EBITDAX dividido pela receita líquida.

<sup>(6)</sup> 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 2T14 foi de R\$126,2 milhões, um aumento de 25,9% em relação ao 2T13, quando houve a manutenção programada do Campo de Manati que reduziu a produção de gás natural. No 2T14, a receita foi impulsionada pelo aumento da produção e preços mais elevados, em relação ao 2T13. Para 6M14, a receita líquida totalizou R\$253,5 milhões, um aumento de 9,2% em relação ao 6M13, devido à maior produção de gás no período e ao reajuste contratual dos preços do gás natural ocorrido em janeiro de 2014.

Os custos operacionais no segundo trimestre foram de R\$59,1 milhões e referem-se a R\$28,1 milhões em depreciação e amortização, R\$13,6 milhões em custos de produção, R\$9,8 milhões em royalties, R\$3,6 milhões em custos de manutenção, R\$2,9 milhões em participação especial e R\$1,2 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Durante os primeiros seis meses de 2014, os custos operacionais totais foram de R\$116,9 milhões, 12,2% superior ao mesmo período de 2013, principalmente devido ao aumento definitivo dos custos de amortização relacionados ao aumento da provisão de abandono de Manati.



## Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas do segundo trimestre de 2014 somaram R\$13,7 milhões, montante 11,6% inferior ao registrado no 2T13. No 2T14, os reembolsos dos parceiros foram maiores em relação ao mesmo período do ano passado, justificado pelo aumento nas atividades nos blocos operados pela QGEP. Em comparação com o 1T14, no segundo trimestre o aumento das despesas foi devido principalmente ao aumento dos custos relacionados aos serviços contratados de terceiros.

As despesas gerais e administrativas totais no 6M14 foram de R\$25,9 milhões, montante 19,6% inferior aos R\$32,2 milhões registrados no 6M13.

## Gastos Exploratórios

Os gastos exploratórios totais no 2T14 foram de R\$14,6 milhões, comparados com R\$7,0 milhões no 2T13 e R\$35,4 milhões no 1T14. O aumento em relação ao mesmo período do ano anterior se deve a aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitação da ANP em 2013, principalmente para o Bloco FZA-M-90 localizado na Bacia da Foz do Amazonas.

Para 6M14, os gastos exploratórios atingiram R\$50,0 milhões, quando comparados a R\$20,5 milhões no 6M13, principalmente devido ao gasto relacionado à devolução da área de Biguá para a ANP no 1T14 e as despesas relacionadas a aquisição de dados sísmicos para os blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitação da ANP nesse trimestre.

## Resultado Financeiro Líquido

No 2T14, a QGEP gerou receita financeira líquida de R\$20,6 milhões, comparado com R\$9,7 milhões no 2T13 e R\$20,1 milhões no 1T14. O aumento é resultado da variação cambial que teve efeito positivo não caixa no saldo da provisão para abandono do Campo de Manati e do Campo de Atlanta.

Para 6M14, o resultado financeiro líquido totalizou R\$40,7 milhões em comparação com R\$28,0 milhões no 6M13, devido à menor receita financeira e ao impacto da variação cambial sobre o passivo.

## Lucro Líquido

O lucro líquido do 2T14 foi de R\$53,6 milhões, comparado com R\$30,1 milhões no 2T13. Tal crescimento se deve à maior produção de gás em Manati, ao reajuste de preço do gás natural e à maior receita financeira, fatores que mais do que compensaram o aumento dos custos operacionais no mesmo período.

No 6M14 a companhia gerou um lucro líquido de R\$78,7 milhões, comparado com R\$95,9 milhões no 6M13. O menor lucro reflete, principalmente, despesas relacionadas à devolução da área de Biguá para a ANP no 1T14.

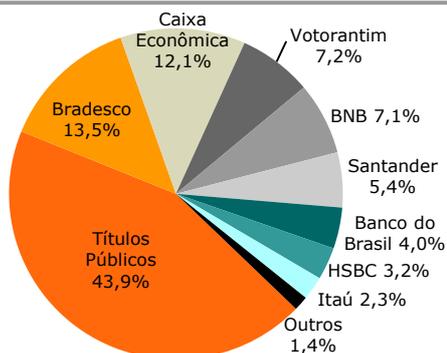
## Destaques do Balanço / Fluxo de Caixa

### Caixa (Caixa, Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras)

Ao final do 2T14, a Companhia registrava saldo de caixa de R\$1,0 bilhão, incluindo R\$168,1 milhões de caixa proveniente dos créditos da FINEP. Em 30 de junho de 2014, a QGEP tinha 23,4% de seus investimentos financeiros aplicados em fundos cambiais, enquanto o restante continuava em moeda local.

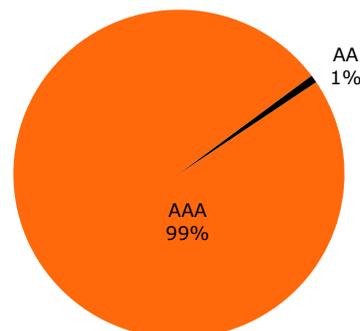
O rendimento médio acumulado do caixa em reais em 30 de junho de 2014 foi de 102,2% do CDI, e 81,5% dos fundos investidos contam com liquidez diária. Os investimentos em reais estão distribuídos conforme os gráficos abaixo:

#### Investimentos



\* Não inclui títulos da dívida pública

#### Ratings\*



## Contas a Receber/ Pagar

Ao final do 2T14, o saldo de contas a receber era de R\$101,9 milhões, comparado com R\$100,4 milhões no encerramento do 1T14. O saldo de contas a pagar encerrou o 2T14 em R\$151,0 milhões, comparado com R\$119,6 milhões ao final do 1T14, em função do aumento da conta fornecedores relacionada às atividades de desenvolvimento do Campo de Atlanta no valor de R\$27,1 milhões, bem como a contratação da sísmica para o Bloco FZA-M-90 na Bacia da Foz do Amazonas no valor de R\$8,1 milhões.

## Crédito com Parceiros

Em 30 de junho de 2014, o saldo de crédito com parceiros registrado era de R\$70,4 milhões, comparado com R\$87,7 milhões no encerramento do 1T14. Essa linha representa: i) nos blocos operados pela QGEP, despesas que serão alocadas para parceiros, mas cuja chamada de capital ainda não foi realizada; ii) nos blocos não operados pela QGEP, chamadas de capital já efetuadas pelo operador, mas cujo investimento ainda não foi comprovado. Em 30 de junho de 2014, nenhum parceiro da QGEP registrava atraso ou inadimplência.

## Endividamento

O endividamento total no encerramento do 2T14 era de R\$168,1 milhões, em linha com o saldo registrado no final do 1T14.

Esses números estão relacionados a recursos tomados do financiamento total de R\$266,1 milhões obtido da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos – Agência Brasileira de Inovação) para dar suporte ao desenvolvimento do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta. O pacote consiste de duas linhas de crédito, uma com juros fixos e outra com juros variáveis. 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 de 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\$90,1 milhões no segundo trimestre de 2014, comparado com R\$62,1 milhões no mesmo período do ano anterior. O maior desempenho se deve ao aumento na produção de gás natural e ao preço mais alto do gás natural.

# 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](mailto:ri@qgep.com.br)  
[www.qgep.com.br/ri](http://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 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, 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 m<sup>3</sup> por dia. Para mais informações, acesse [www.qgep.com.br/ri](http://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. Essas 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 junho de 2014 e 30 de junho de 2013 foram preparadas pela Companhia de acordo com as normas IFRS, emitidas pelo IASB.

## Anexo I – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

### Demonstração do Resultado do Exercício (R\$ milhões)

	2T14	2T13	Δ%
<b>Receita Líquida</b>	<b>126,2</b>	<b>100,2</b>	<b>25,9%</b>
Custos operacionais	(59,1)	(55,7)	-6,1%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>67,0</b>	<b>44,5</b>	<b>50,7%</b>
<b>Receitas (Despesas) Operacionais</b>			
Despesas Gerais e Administrativas	(13,7)	(15,4)	11,6%
Equivalência Patrimonial	(0,6)	(0,0)	N/D
Gastos exploratórios	(14,6)	(7,0)	-107,5%
Outras despesas operacionais	-	-	N/D
<b>Lucro (Prejuízo) operacional</b>	<b>38,3</b>	<b>22,0</b>	<b>73,9%</b>
Resultado financeiro líquido	20,6	9,7	112,9%
<b>Lucro (Prejuízo) antes do imposto e contribuição social</b>	<b>58,9</b>	<b>31,7</b>	<b>85,8%</b>
Imposto de Renda e contribuição social	(5,3)	(1,5)	-247,4%
<b>Lucro (Prejuízo) líquido</b>	<b>53,6</b>	<b>30,1</b>	<b>77,7%</b>

# Anexo II – BALANÇO PATRIMONIAL

## Balanço Patrimonial (R\$ milhões)

	2T14	1T14	Δ%
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>	<b>1.239,9</b>	<b>1.243,7</b>	<b>-0,3%</b>
Caixa e Equivalentes de caixa	216,4	275,2	-21,3%
Investimentos	791,2	720,5	9,8%
Contas a receber	101,9	100,4	1,5%
Estoques	44,7	44,4	0,5%
Impostos a recuperar	10,9	10,3	5,7%
Créditos com parceiros	70,4	87,7	-19,7%
Outros	4,4	5,3	-17,0%
<b>Não Circulante</b>	<b>1.803,4</b>	<b>1.760,1</b>	<b>2,5%</b>
Caixa restrito	15,0	9,9	51,8%
Impostos a recuperar	0,4	0,4	24,0%
Imposto de Renda e contribuição social diferidos	3,9	5,7	-31,6%
Investimentos	15,0	11,0	36,8%
Imobilizado	1.132,6	1.098,7	3,1%
Intangível	632,2	631,4	0,1%
Outros	4,3	3,2	35,3%
<b>Total do Ativo</b>	<b>3.043,3</b>	<b>3.003,8</b>	<b>1,3%</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
<b>Circulante</b>	<b>217,8</b>	<b>187,4</b>	<b>16,2%</b>
Contas a pagar	151,0	119,6	26,3%
Impostos a pagar	27,3	31,4	-12,9%
Remuneração e obrigações sociais	9,9	7,5	30,7%
Contas a pagar - Partes Relacionadas	0,3	0,0	N/D
Empréstimos e financiamentos	0,2	0,3	-6,2%
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	10,9	9,9	10,1%
Outros	18,3	18,8	-2,5%
<b>Não Circulante</b>	<b>392,7</b>	<b>398,8</b>	<b>-1,5%</b>
Empréstimos e financiamentos	167,9	167,8	0,1%
Provisão para abandono	224,9	231,0	-2,7%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.432,7</b>	<b>2.417,6</b>	<b>0,6%</b>
Capital social	2.078,1	2.078,1	0,0%
Outros resultado abrangentes	0,7	1,4	-46,1%
Reserva de lucros	328,6	368,6	-10,9%
Reserva de capital	(53,4)	(55,6)	4,0%
Lucro líquido do período	78,7	25,1	213,4%
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>3.043,3</b>	<b>3.003,8</b>	<b>1,3%</b>

## Anexo III – FLUXO DE CAIXA

### Fluxo de Caixa (R\$ milhões)

	2T14	2T13	Δ%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>			
Lucro líquido do período	53,6	30,1	77,7%
Ajustes para reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado (aplicado) pelas atividades operacionais:			
Amortização e depreciação	29,1	18,7	55,6%
Equivalência patrimonial	0,6	0,0	N/D
Imposto de Renda e contribuição social diferidos	1,8	0,0	N/D
Encargos financeiros e variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	0,3	0,0	N/D
Baixa de Imobilizado/Intangível	(0,6)	0,0	N/D
Reduções do período	0,0	0,0	N/D
Despesas com plano de opções de ações	2,2	2,7	-17,5%
Provisão para Imposto de Renda e contribuição social	(3,5)	(1,5)	-130,1%
Provisão para Pesquisa e Desenvolvimento	1,0	0,9	8,3%
Instrumentos financeiros derivativos	0,0	(0,5)	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 (Aumento)/redução nos ativos operacionais:	(6,2)	(5,8)	-6,2%
Aumento/(redução) nos passivos operacionais:	14,6	15,3	-4,3%
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>90,1</b>	<b>62,1</b>	<b>45,2%</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(108,2)	(148,7)	27,2%
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(40,0)	(13,5)	-196,6%
Total de variação cambial sobre caixa e equivalentes	(0,6)	1,0	-164,6%
<b>Aumento (Redução) do saldo de caixa e equivalente de caixa</b>	<b>(58,7)</b>	<b>(99,1)</b>	<b>40,8%</b>
Caixa e equivalente de caixa no início do período	275,2	674,1	-59,2%
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	216,4	575,0	-62,4%
Aumento (redução) do saldo de caixa e equivalentes de caixa	(58,7)	(99,1)	40,8%

## Anexo IV – GLOSSÁRIO

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

<b>Kbd</b>	Mil barris por dia ( <i>One thousand barrels per day</i> ).
<b>Operador(a)</b>	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.
<b>Operador Tipo A</b>	Qualificação dada pela ANP para operar em terra e no mar, em águas de rasas a ultraprofundas.
<b>Prospecto(s) Exploratório(s)</b>	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.
<b>Recursos Contingentes</b>	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.
<b>Recursos Contingentes 3C</b>	Alta estimativa de recursos contingêntes para refletir uma faixa de incerteza, tipicamente se assume uma chance de 10% de sucesso de atingir ou exceder estimativa.
<b>Recursos Prospectivos Riscados</b>	Recurso prospectivo multiplicado pela probabilidade de sucesso geológico.
<b>Reservas</b>	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.
<b>Reservas 1P</b>	Soma de reservas provadas.
<b>Reservas 2P</b>	Soma de reservas provadas e prováveis.
<b>Reservas 3P</b>	Soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.
<b>Reservas Possíveis</b>	Reservas adicionais que a análise dos dados de geociências e engenharia indicam apresentarem probabilidade menor de serem recuperáveis do que as Reservas Prováveis.
<b>Reservas Provadas</b>	São as quantidades de petróleo que, através 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.
<b>Reservas Prováveis</b>	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.