

Operação

---

## Em 2012, a Companhia fortaleceu seu planejamento voltado ao desenvolvimento de novos projetos, preparando-se para os próximos *bids* da ANP

A prospecção de óleo e gás é caracterizada pelo alto nível de sofisticação de métodos geológicos e geofísicos e de sondagem, de forma que se gereencie adequadamente o nível de riscos inerente à atividade. Por isso, o setor de E&P investe em pesquisa e desenvolvimento de técnicas avançadas para a identificação de prospectos, perfuração e produção.

Ainda assim não é possível saber com exatidão a quantidade de petróleo existente. As estimativas de volume de petróleo e gás são projeções e podem ser classificadas como reservas ou recursos provados, prováveis e possíveis, com base em dados geológicos e de engenharia de reservatórios de modo que as reservas provadas apresentem um elevado nível de confiança, as reservas prováveis, um nível mediano de confiança e as reservas possíveis, um baixo nível de confiança.

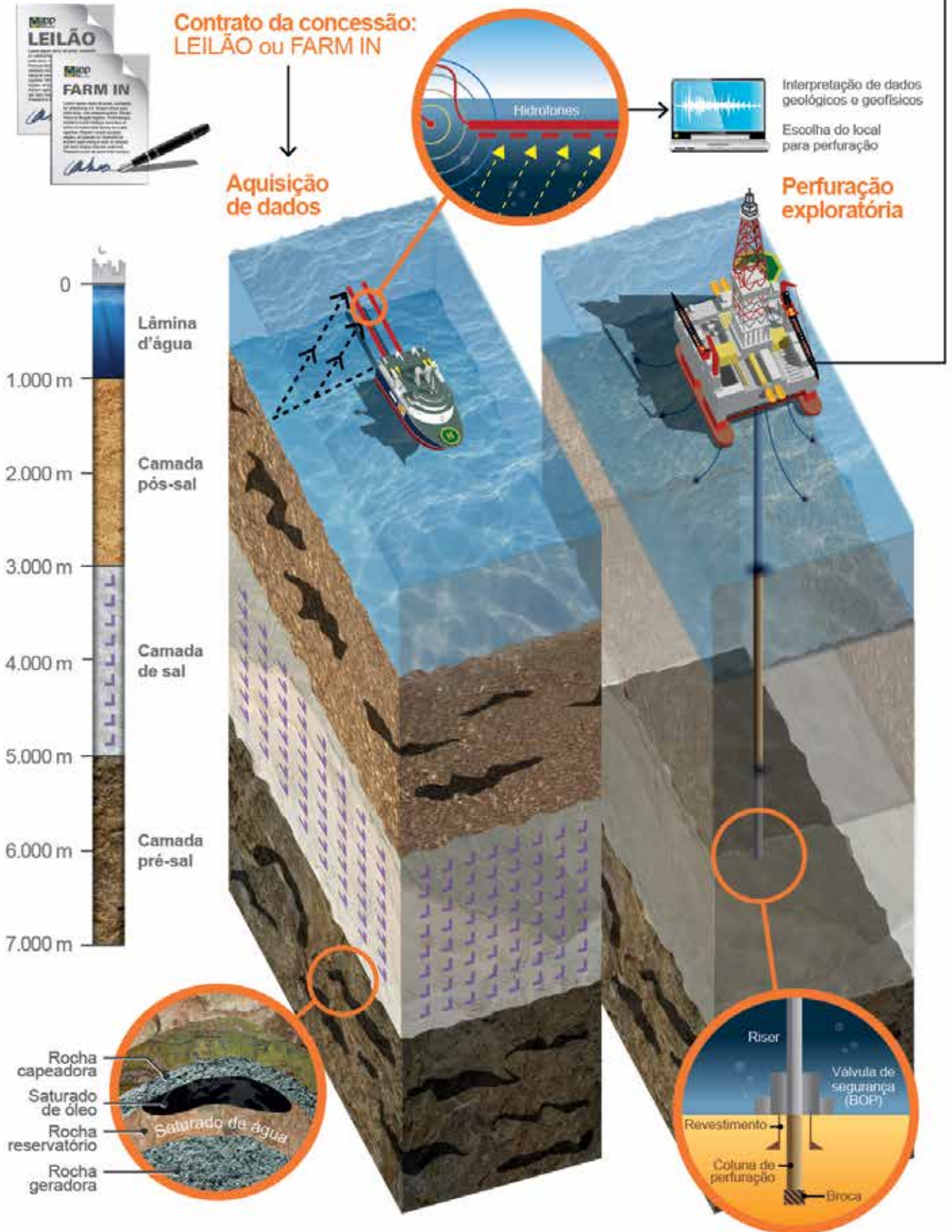
A descoberta de novas jazidas de petróleo e gás em águas ultraprofundas (lâmina d'água acima de 1.500 metros) das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo abriu uma nova fronteira para a indústria de petróleo e gás natural. O desenvolvimento da camada pré-sal estabeleceu uma nova condição para o Brasil no mercado internacional de petróleo e gás natural, ampliando suas reservas provadas e duplicando a capacidade de produção do país até 2020, com investimentos da ordem de US\$ 400 bilhões.

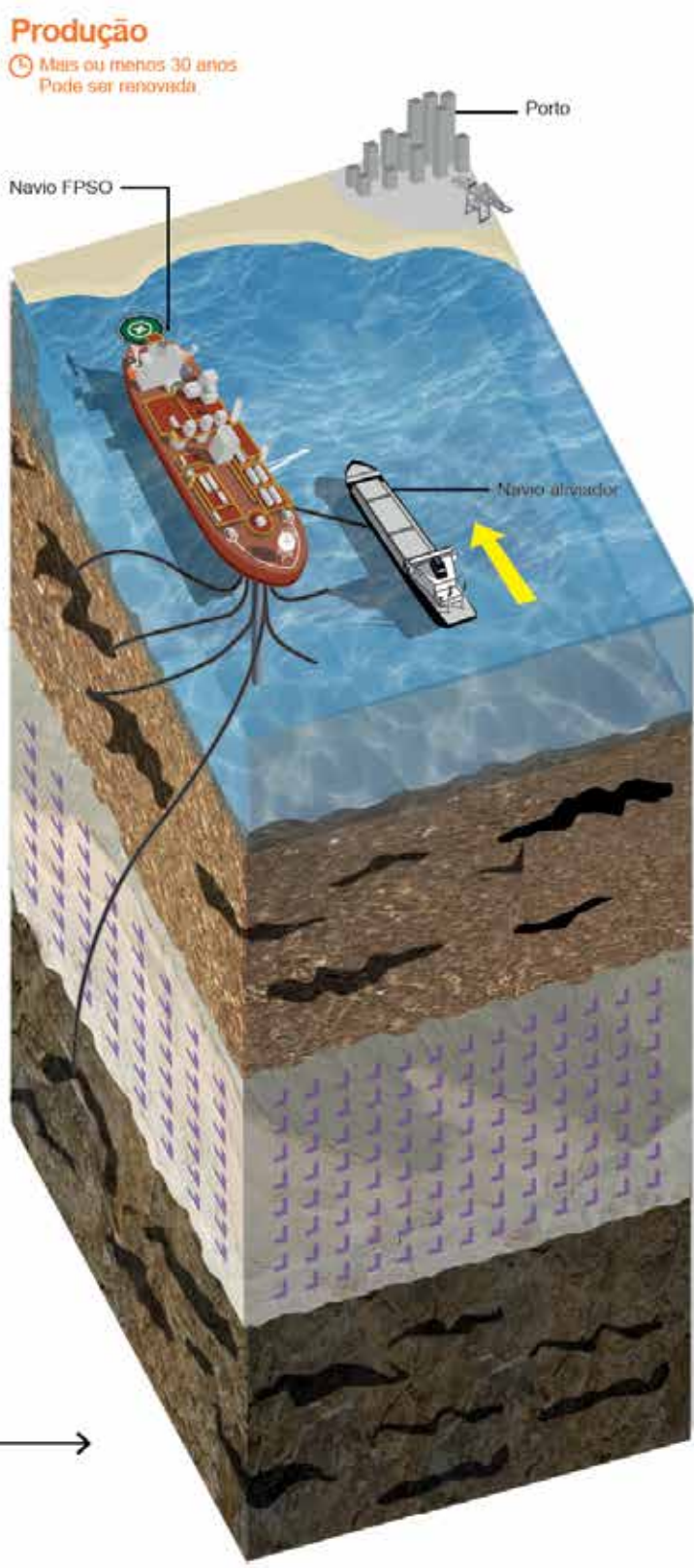
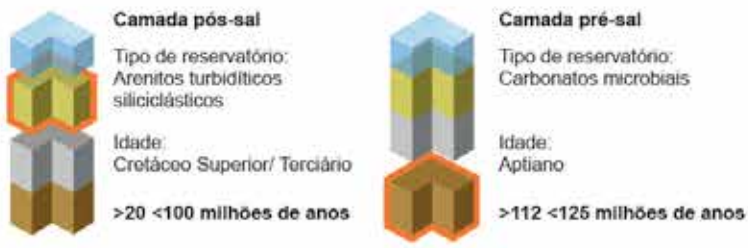
A Queiroz Galvão Exploração e Produção fortaleceu em 2012 as atividades de planejamento, estruturação de projetos e estudo de novas oportunidades. O único ativo em produção, o Campo de Manati, em que a Companhia detém 45% de participação, é operado pela Petrobras. Nos últimos anos, os investimentos foram voltados ao desenvolvimento dos prospectos e projetos, incluindo aquisição de dados sísmicos para estudar áreas a serem adquiridas via *farm-ins* e preparar-se para os próximos *bids* da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

# E&P offshore

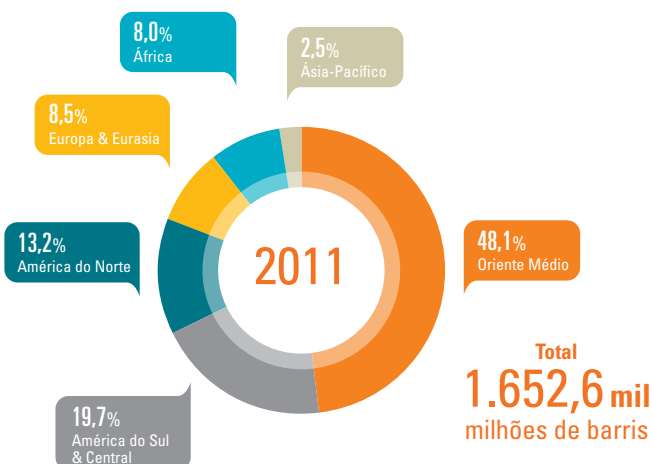
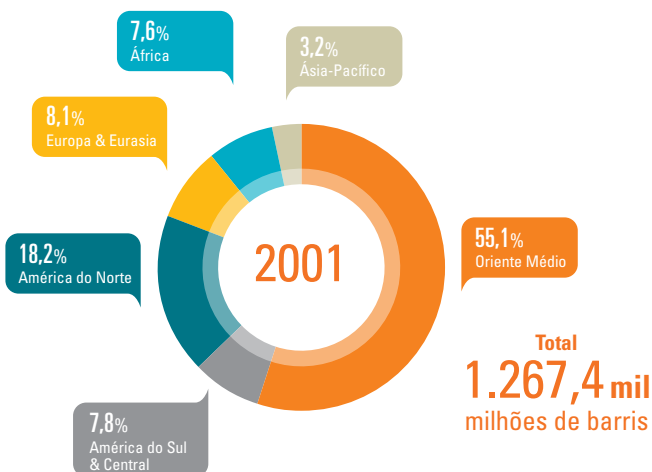
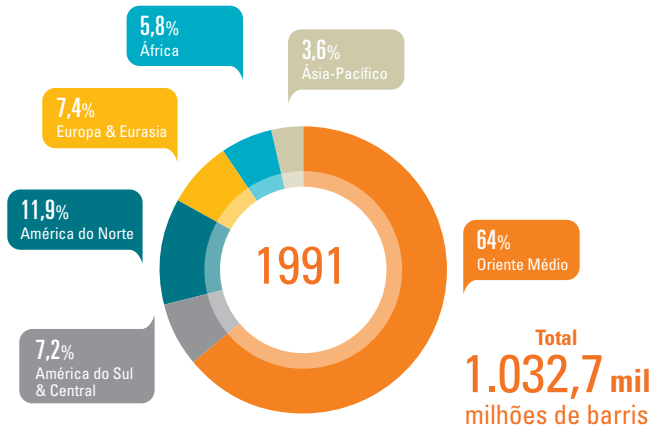
Entenda como acontece o processo de exploração e produção de óleo *offshore*

🕒 = tempo da operação





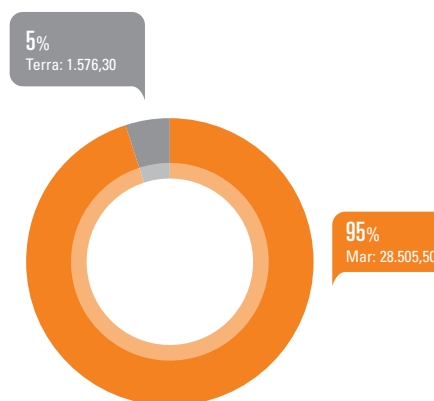
## DISTRIBUIÇÃO DE RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO



Petróleo – De acordo com os últimos dados divulgados no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da Agência Nacional do Petróleo (ANP), até 2012 as reservas mundiais de petróleo provadas eram de 1,6 trilhão de barris. Nos últimos 2 anos, o consumo global cresceu 1,5% ao ano, atingindo a marca de 85 milhões de barris por dia.

De acordo com a ANP, em 2012 cerca de 200 poços exploratórios foram perfurados no Brasil. No país, a produção diária de petróleo manteve-se em 2 milhões de barris de óleo equivalente e as reservas totais em 1,5 bilhão de barris. A exploração no pré-sal respondeu por 217 mil barris de óleo equivalente (boe)/dia desse total.

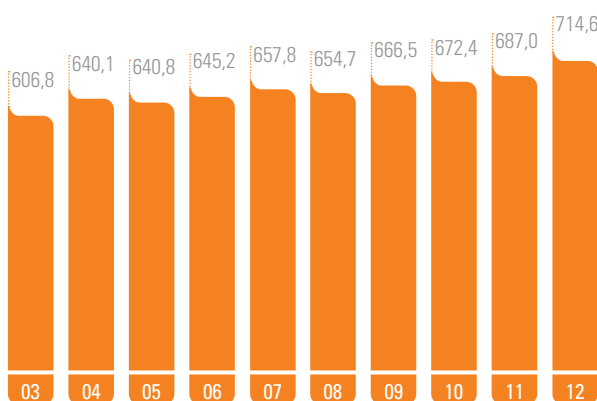
**RESERVAS TOTAIS DE PETRÓLEO NO BRASIL (MILHÕES DE BARRIS)**



Fonte: Agência Nacional de Petróleo (ANP).

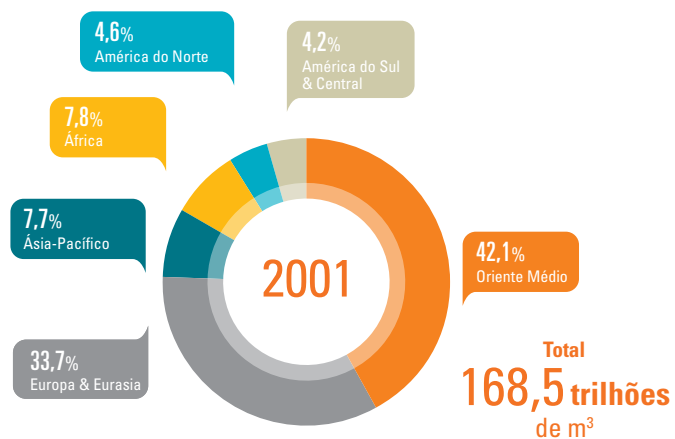
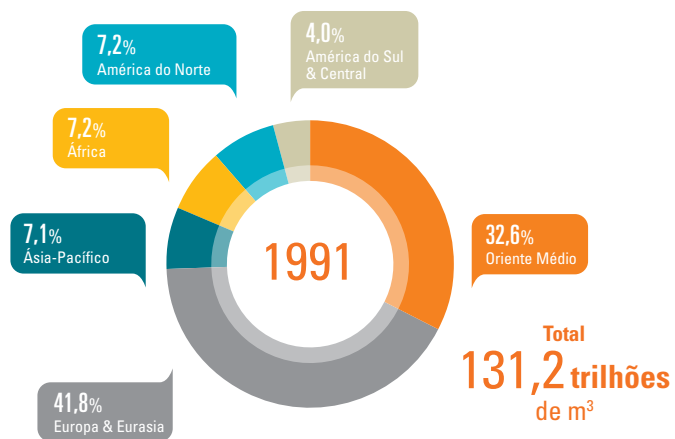
Gás – As reservas mundiais de gás natural no mundo somavam 208,4 trilhões de metros cúbicos, de acordo com os últimos dados disponíveis até 2012.

**VOLUME DE PETRÓLEO REFINADO NO BRASIL (MILHÕES DE BARRIS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO)**



Fonte: Agência Nacional de Petróleo (ANP).

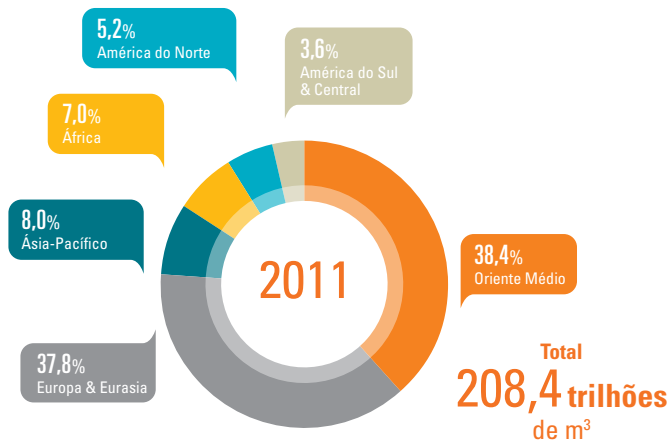
## DISTRIBUIÇÃO DE RESERVAS PROVADAS DE GÁS



No Brasil, as reservas de gás natural atingiram 450 bilhões de de m<sup>3</sup>.

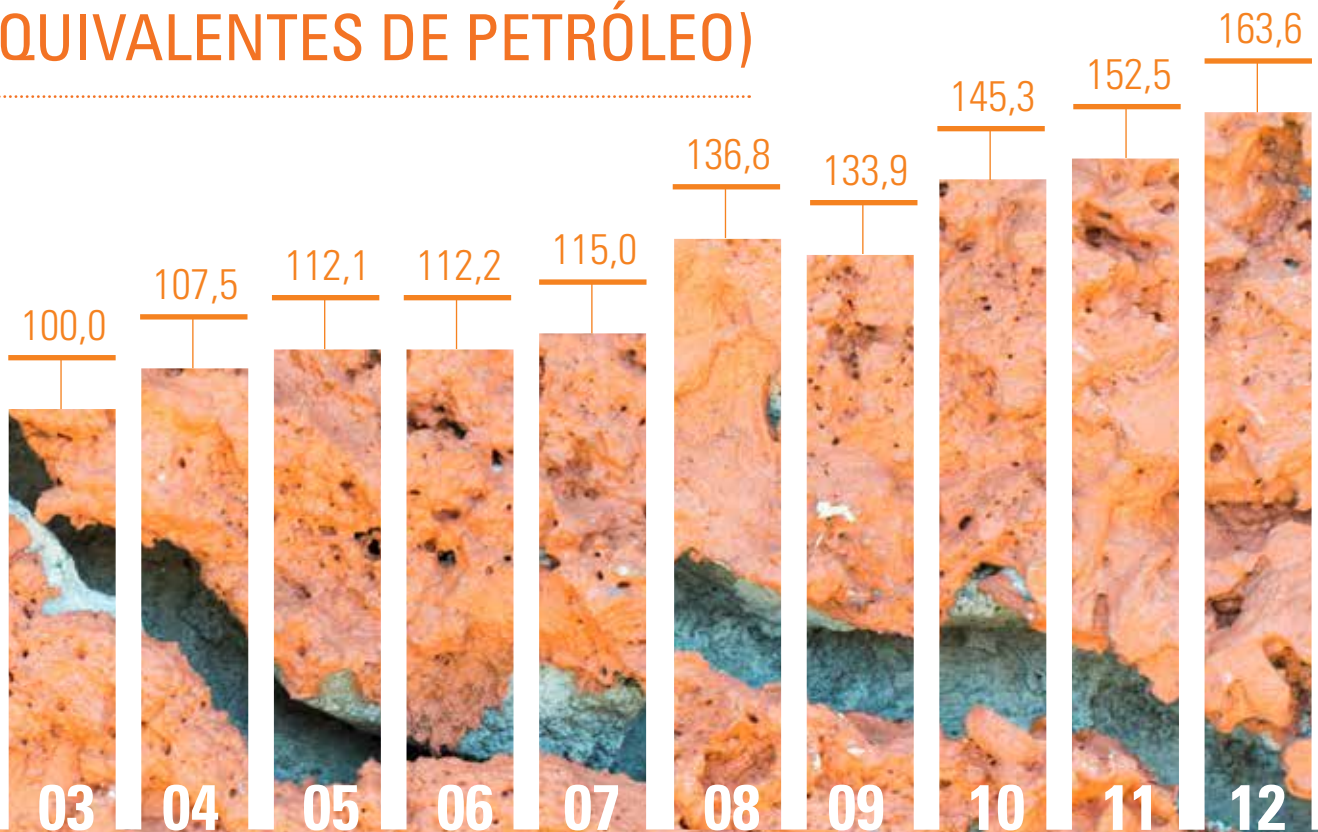
No Brasil, a produção de gás natural foi de 25 bilhões de m<sup>3</sup> em 2012.





Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2012.

## PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL (MILHÕES DE BARRIS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO)



Fonte: Agência Nacional de Petróleo (ANP).



Bacia de Camamu

Bacia do Jequitinhonha

Bacia de Campos

Bacia de Santos

## PORTFÓLIO DE ATIVOS

GRI 2.2 | OG1

### BACIA DE SANTOS

#### BM-S-12

**Situação:** em exploração.

**Lâmina d'água:** 470 m.

**Fluído:** óleo.

**Consórcio:** QGEP – 30%; Petrobras (operador) – 70%.

**Ano de descoberta:** 2008.

**Desembolsos totais:** R\$ 172 milhões em gastos exploratórios despendidos até 2012.

**Desempenho em 2012:** a atividade de perfuração no poço Ilha do Macuco não identificou zonas potencialmente produtoras. O consórcio solicitou à ANP a revisão do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) realizado no poço Ilha Bela, perfurado inicialmente há quatro anos, para a realização de um Teste de Formação a Poço Revestido (TRF). O consórcio aguarda resposta da ANP; caso seja aprovado, o projeto de reentrada no poço, esperado para 2014, prevê o investimento de cerca de US\$ 25 milhões.

**Próximos passos:** o consórcio planeja a continuidade das atividades de acompanhamento e preparação para a perfuração em 2014.



**BM-S-8**

**Situação:** em exploração/avaliação.

**Lâmina d'água:** 2.025 m.

**Fluído:** óleo.

**Consórcio:** QGEP – 10%; Petrobras (operador) – 66%; Petrogal – 14%; Barra Energia – 10%.

**Ano de descoberta:** Bem-Te-Vi (2008), Biguá (2011), Carcará (2012).

**Desempenho em 2012:** neste que é o Bloco mais extenso da Bacia de Santos, a QGEP concluiu no ano a perfuração do prospecto Carcará que atingiu uma profundidade final de 6.671 m. As avaliações realizadas até o momento constataram uma coluna expressiva de pelo menos 471 m de óleo de 31° API, sendo mais de 400 m em carbonatos microbiais. Para a perfuração do poço Carcará, a QGEP investiu US\$ 35 milhões. Em outubro, o consórcio solicitou à ANP a revisão do Plano de Avaliação da Descoberta (PAD) do prospecto Bem-Te-Vi em razão dos bons resultados obtidos no poço Carcará e aguarda resposta da ANP.

**Próximos passos:** o consórcio planeja iniciar a perfuração do poço de extensão de Carcará em 2013 e prospecto Guanxuma em 2014.

**BS-4**

**Situação:** em desenvolvimento.

**Lâmina d'água:** 1.550 m.

**Fluído:** óleo.

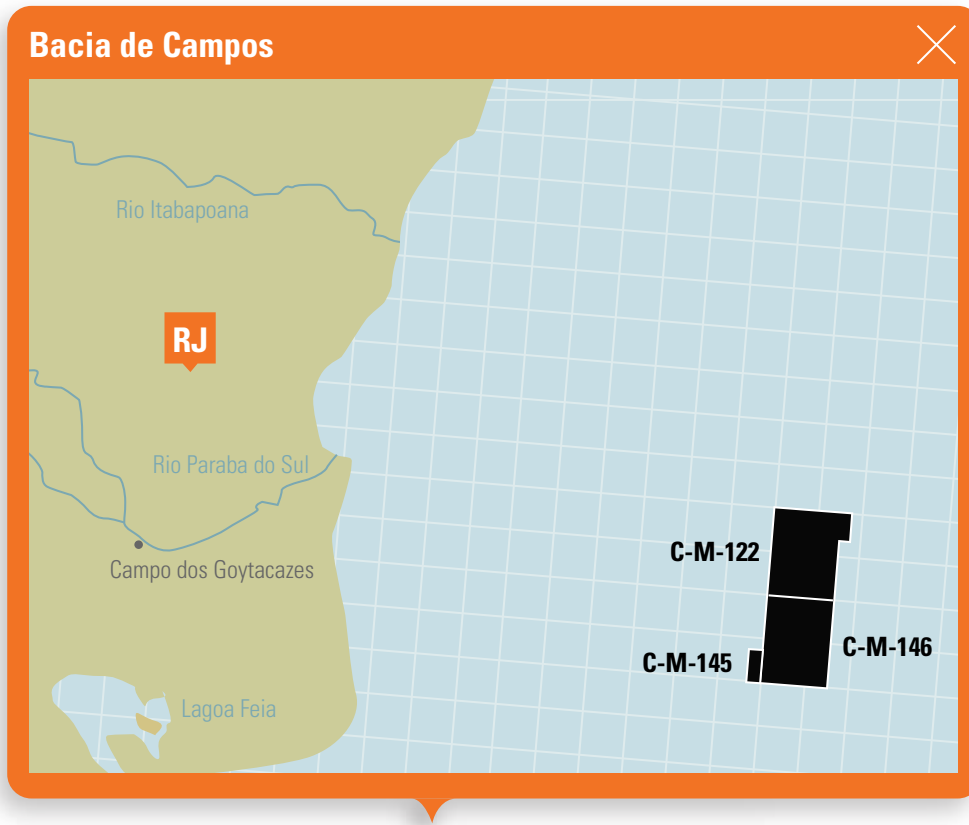
**Consórcio:** QGEP (operador) – 30%; OGX – 40%; Barra Energia – 30%.

**Ano de descoberta:** Atlanta (2001) e Oliva (1993).

**Previsões de desembolso:** US\$ 45 milhões em 2013 e US\$ 78 milhões em 2014 para o Sistema de Produção Antecipada (SPA) e outros US\$ 80 milhões para o prospecto Piapara.

**Desempenho em 2012:** a Companhia avançou nas negociações para contratação de equipamentos para cumprir o cronograma, em especial do Campo de Atlanta de óleo do pós-sal. Esse Campo tem óleo de 14° API. O volume de óleo recuperável de Atlanta está estimado em 260 MM de boe, baseado em um fator de recuperação estimado de 17%. O Bloco BS-4 também engloba o Campo de Oliva, para o qual a Companhia submeteu um Plano de Desenvolvimento em 2012, além do prospecto Piapara.

**Próximos passos:** em 2013/2014, serão perfurados dois poços horizontais que serão necessários para a produção integrada no Campo de Atlanta. Essa perfuração está prevista no Sistema de Produção Antecipada (SPA), que tem o objetivo de avaliar os parâmetros técnicos representativos para melhor dimensionar o projeto definitivo. A QGEP prepara-se para produzir o primeiro óleo no início de 2015. Também está previsto o início da perfuração do prospecto Piapara no primeiro semestre de 2014. Os contratos estão sendo negociados/contratados com diversos fornecedores para a sonda e os outros equipamentos necessários para a perfuração.



## BACIA DE CAMPOS

**BM-C-27 (C-M-122, C-M-145, C-M-146)**

**Situação:** em exploração.

**Lâmina d'água:** 50 m.

**Fluído:** maior probabilidade de gás úmido.

**Consórcio:** QGEP – 30%, Petrobras (operador) – 70%.

**Ano de descoberta:** 2011.

**Previsão de desembolso:** US\$ 55 milhões que serão desembolsados em 2014.

**Desempenho em 2012:** a Companhia firmou acordo com a Petrobras para a aquisição de 30% da participação no Bloco e aguarda aprovação da ANP sobre a transferência dos direitos de participação. O Bloco apresenta uma descoberta no pós-sal, Guanabara, que deu origem a um Plano de Avaliação de Descoberta.

**Próximos passos:** preparação para a perfuração de um poço em 2014 visando ao prospecto de pré-sal, Guanabara Profundo.

**BACIA DO JEQUITINHONHA****BM-J-2**

**Situação:** em exploração.

**Lâmina d'água:** 50 m.

**Fluído:** gás ou óleo.

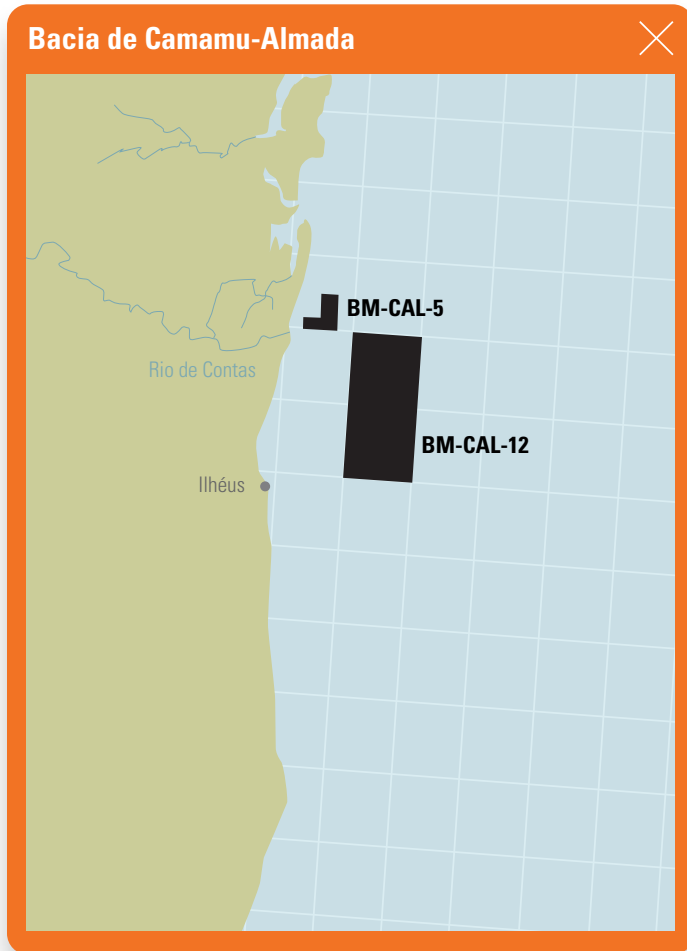
**Consórcio:** QGEP (operador) – 100%.

**Desembolsos totais:** US\$ 70 milhões desembolsados em 2011. O Capex esperado em 2013 está estimado em US\$ 70 milhões.

**Desempenho em 2012:** a perfuração do prospecto Alto de Canavieiras foi interrompida ainda em 2011 na profundidade de 2.540 m (saiba mais em Biodiversidade, no capítulo Desempenho socioambiental).

**Próximos passos:** retomada no segundo trimestre de 2013 da perfuração do prospecto Alto de Canavieiras, com previsão de atingir a profundidade final estimada em 4.700 m ainda no terceiro trimestre do ano.

**Bacia do Jequitinhonha**



## BACIA DE CAMAMU-ALMADA

### BM-CAL-12 (CAL-M-312, CAL-M-372)

**Situação:** em exploração.

**Lâmina d'água:** 1.600 m.

**Fluído:** óleo.

**Consórcio:** QGEP – 20%; Petrobras (operador) – 60%; EP Energy – 20%.

**Ano de descoberta:** até 2012, nenhum poço havia sido perfurado neste Bloco.

**Desembolsos totais:** US\$ 40 milhões que serão desembolsados em 2014.

**Desempenho em 2012:** neste Bloco, localizado em águas profundas, a QGEP pretende perfurar o primeiro poço em 2014, visando ao prospecto CAM#01. De acordo com a Gaffney Cline Associates (GCA) – consultoria internacional contratada pela QGEP para certificar as reservas –, o prospecto apresenta recursos prospectivos médios não riscados, estimados em 77,7 milhões de boe, sendo formados por 91% de óleo e 9% de gás associado. Sua profundidade é de 2.700 m. As atividades em 2012 incluíram a solicitação ao IBAMA de emissão da licença ambiental.

**Próximos passos:** início da perfuração do prospecto CAM#01 em 2014.

## Bacia de Camamu-Almada

**BM-CAL-5**

**Situação:** em exploração.

**Lâmina d'água:** 500 a 860 m.

**Fluído:** óleo.

**Consórcio:** QGEP – 27,5%; Petrobras (operador) – 72,5%.

**Ano de descoberta:** Copaíba (2008).

**Desembolsos totais:** US\$ 22 milhões que serão desembolsados em 2014.

**Desempenho em 2012:** Copaíba é uma descoberta cujo plano de avaliação continua em andamento. Atualmente, o consórcio está em processo de renovação da licença ambiental para perfuração. Estima-se que os recursos contingentes dessa descoberta de óleo cheguem a 17,9 milhões de boe, sendo 89% de óleo e 11% de gás associado. Com relação ao prospecto Jequitibá, outra descoberta que havia no Bloco, o consórcio devolveu a área à ANP em 2012, já que o volume não se mostrou economicamente viável para desenvolvimento.

**Próximos passos:** será perfurado um poço adicional em 2014 para avaliar a descoberta de Copaíba.

**CAMPO DE CAMARÃO NORTE**

**Situação:** em desenvolvimento.

**Fluído:** gás.

**Consórcio:** QGEP – 45%; Petrobras (operador) – 35%; Panoro\* – 10%; Brasoil – 10%.

**Ano de descoberta:** 2001.

**Desempenho em 2012:** esteve em processo de unitização com o Bloco adjacente. Sua extensão vai até o Campo de Camarão, no qual a empresa EP Energy tem participação de 100%. Os reservatórios produtores são os mesmos do Campo de Manati. O consórcio planeja iniciar o desenvolvimento do Campo após a conclusão da unitização.

**Próximos passos:** o Campo de Camarão Norte será desenvolvido com o início do declínio de Manati previsto para 2017/2018.

\* Em junho de 2013, a Geopark adquiriu a participação da Panoro.

## Bacia de Camamu-Almada



**CAMPO DE MANATI**

**Situação:** em produção.

**Lâmina d'água:** 35 m.

**Fluído:** gás.

**Consórcio:** QGEP – 45%; Petrobras (operador) – 35%; Panoro\* – 10%; Brasoil – 10%.

**Ano de descoberta:** 2000.

**Desempenho em 2012:** um dos maiores Campos de gás natural em produção no país, o Campo de Manati teve a certificação anual pela GCA divulgada em outubro de 2012 referente às reservas de 31 de dezembro de 2011. A certificação mostrou reservas 1P de 19,7 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural e reservas 2P e 3P de 20,5 e 22,0 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, respectivamente. O Campo está em operação há 5 anos e apto a produzir uma média de aproximadamente 6,0 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia, conforme a demanda do mercado.

**Próximos passos:** manter a produção estável em uma média entre 5,5 e 6,0 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Deverá ser realizada a manutenção programada no Campo com parada da produção por 20 a 30 dias no segundo trimestre de 2013.

\* Em junho de 2013, a Geopark adquiriu a participação da Panoro.

**Bacia de Camamu-Almada****PREVENÇÃO DE ACIDENTES**

Ciente dos riscos inerentes a sua atividade, a QGEP trabalha constantemente para reduzi-los ao máximo por meio da prevenção de acidentes. Analisa os riscos de cada atividade que será contratada e identifica as medidas de controle que devem ser inseridas como requisitos contratuais para seus fornecedores. A Companhia busca trabalhar com empresas reconhecidamente preparadas e conceituadas do mercado. Em 2012, como as atividades de perfuração do Bloco BM-J-2 mantiveram-se paralisadas e não houve atividades de perfuração no Campo de Atlanta, também operado pela QGEP, as ações de prevenção de acidentes e promoção da saúde estiveram focadas nas áreas administrativas. A área de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) elaborou um manual de procedimentos de SMS que será impresso e distribuído entre seus colaboradores e as empresas contratadas antes das operações. Por enquanto, o arquivo está disponível na *intranet*.

Entre as metas para 2013 está a implementação de uma nova estrutura de gerenciamento de incidentes, baseada no Incident Command System (ICS), com a capacitação de cerca de 35 profissionais nesse sistema. O ICS é adotado internacionalmente na estruturação de processos de planejamento e gestão de recursos para o gerenciamento de incidentes. **GRI EN14 | Princípio do Pacto Global 8**

