

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.

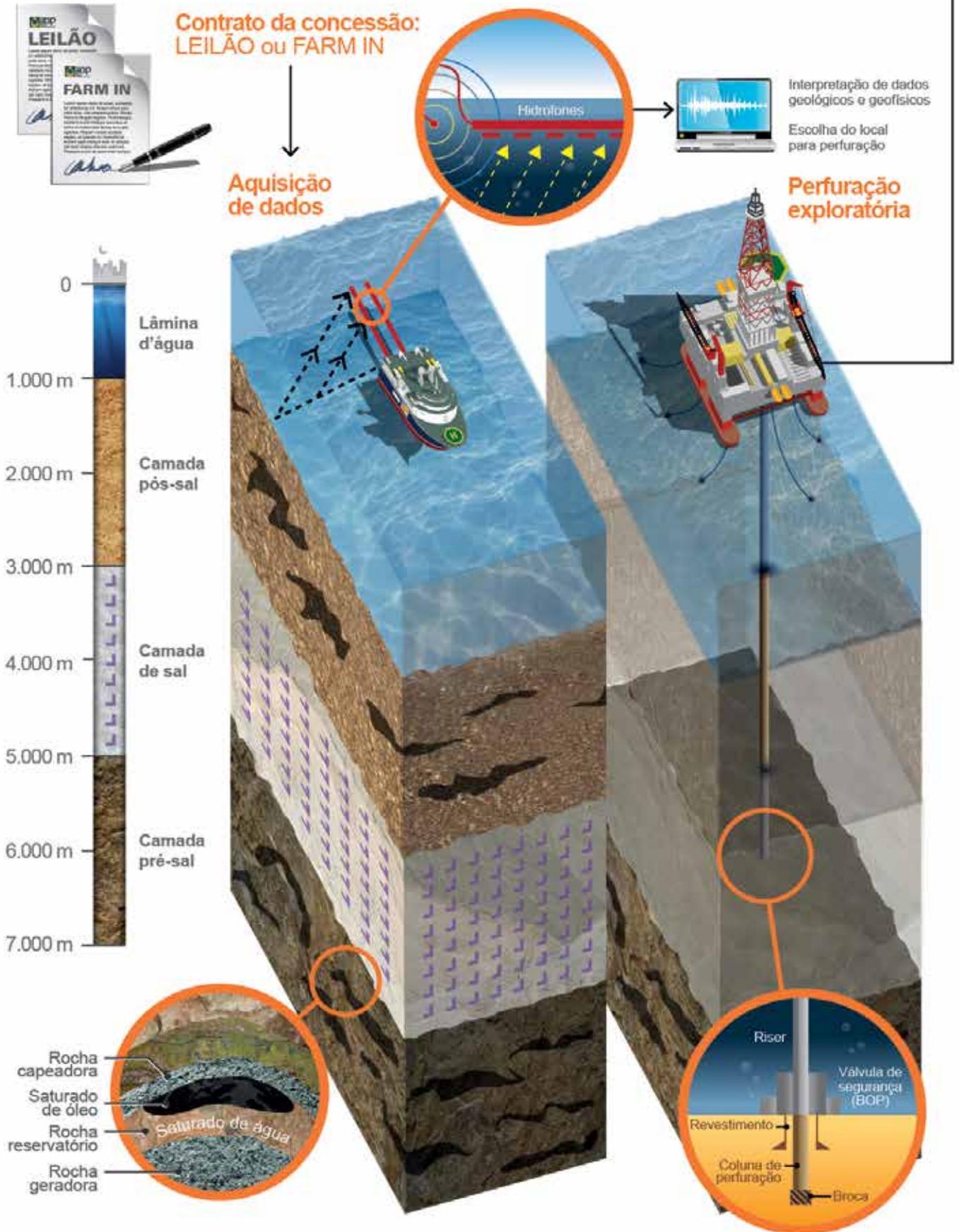
A descoberta de novas jazidas de petróleo e gás em águas ultraprofundas (lâmina d'água acima de 1.500 metros) das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo abriu uma nova fronteira para a indústria de petróleo e gás natural. O desenvolvimento da camada pré-sal estabeleceu uma nova condição para o Brasil 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.

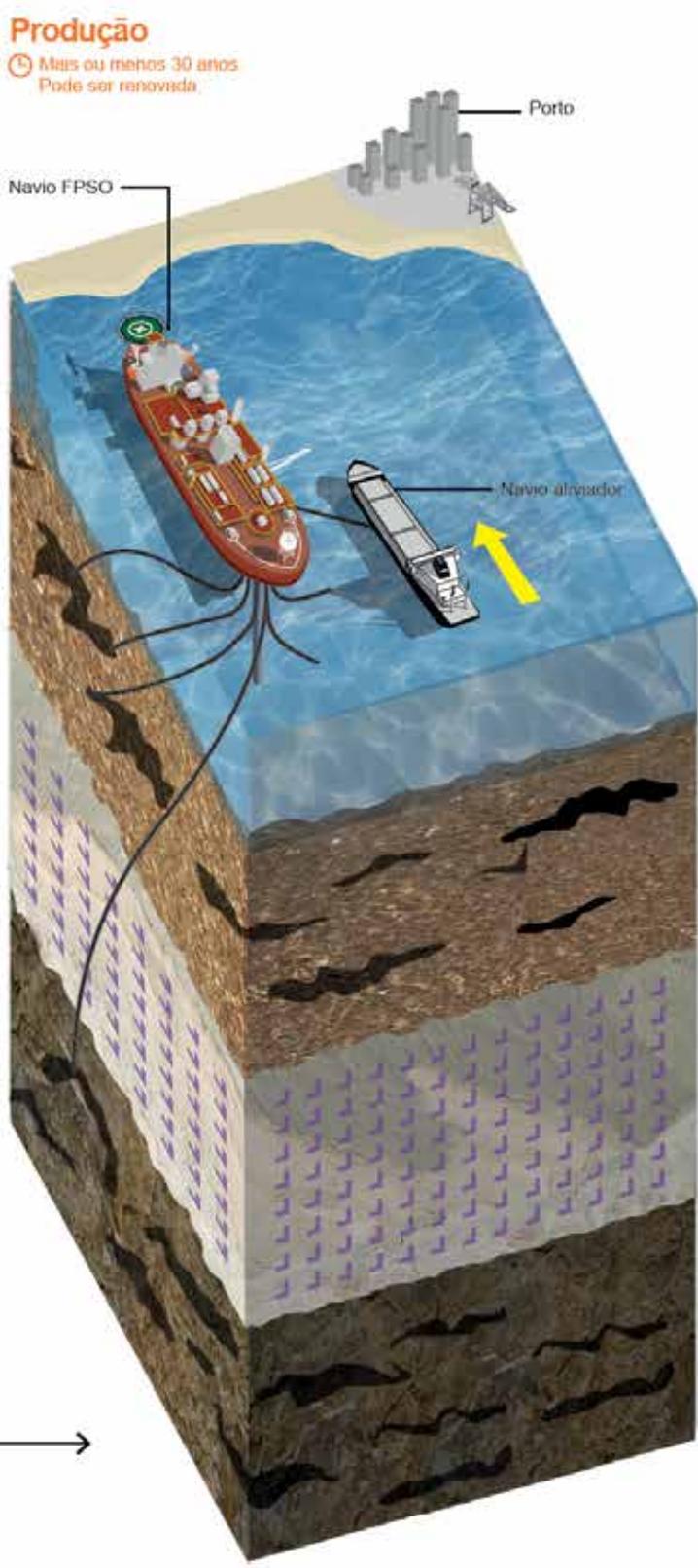
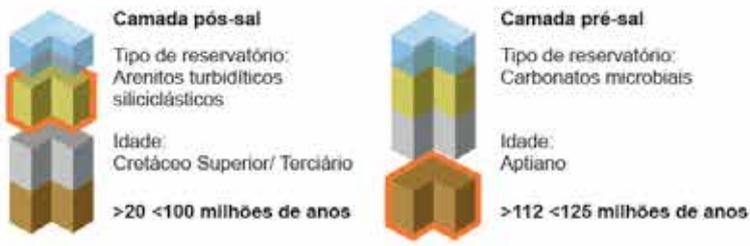
A Queiroz Galvão Exploração e Produção fortaleceu em 2012 as atividades de planejamento, estruturação de projetos e estudo de novas oportunidades. O único ativo em produção, o Campo de Manati, em que a Companhia detém 45% de participação, é operado pela Petrobras. Nos últimos anos, os investimentos foram 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

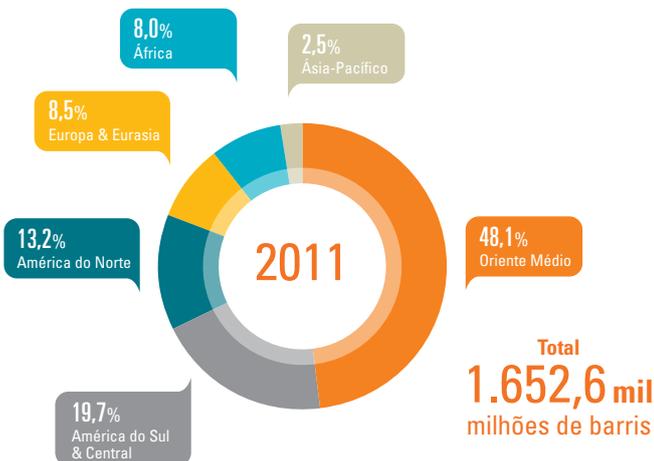
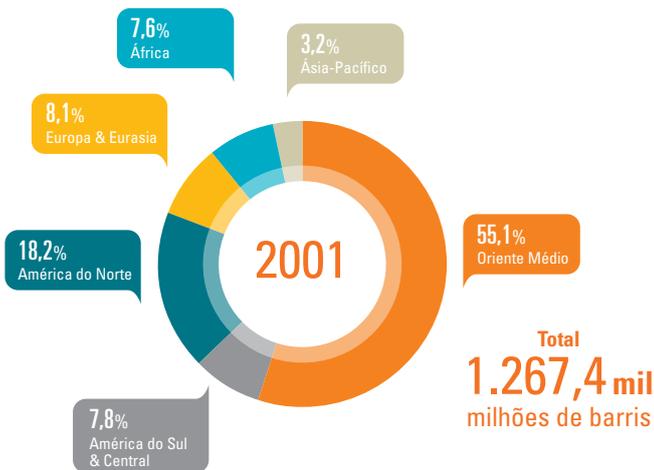
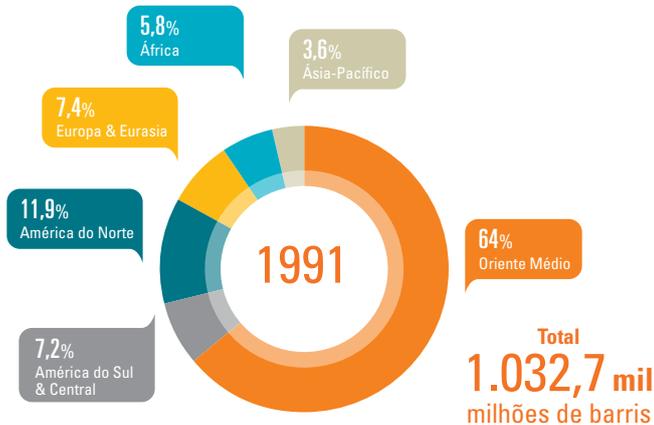
Entenda como acontece o processo de exploração e produção de óleo *offshore*

🕒 = tempo da operação





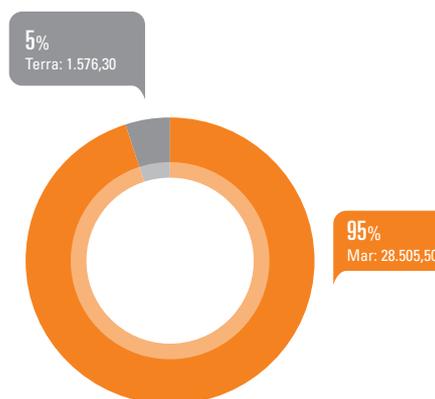
DISTRIBUIÇÃO DE RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO



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.

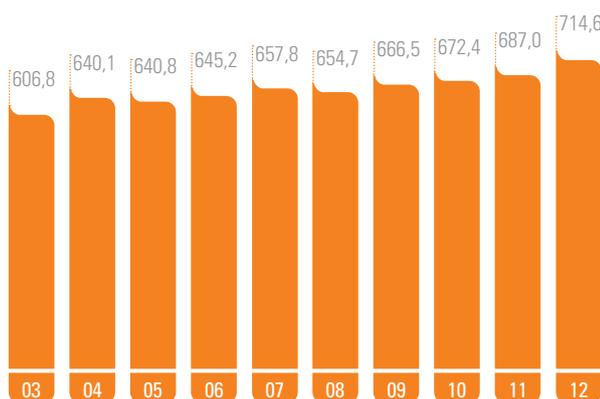
RESERVAS TOTAIS DE PETRÓLEO NO BRASIL (MILHÕES DE BARRIS)



Fonte: Agência Nacional de Petróleo (ANP).

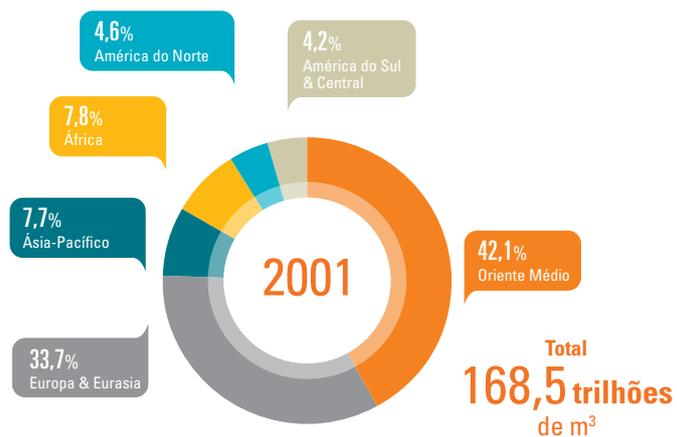
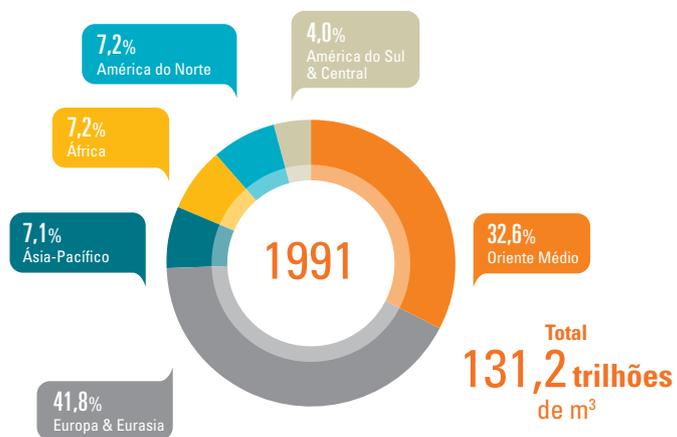
Gás – As reservas mundiais de gás natural no mundo somavam 208,4 trilhões de metros cúbicos, de acordo com os últimos dados disponíveis até 2012.

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



Fonte: Agência Nacional de Petróleo (ANP).

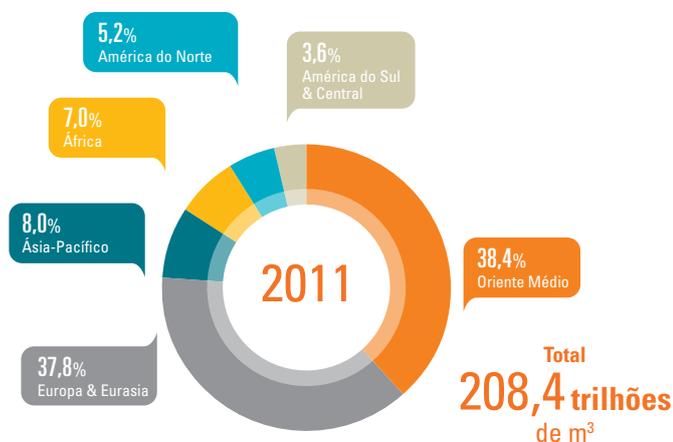
DISTRIBUIÇÃO DE RESERVAS PROVADAS DE GÁS



No Brasil, as reservas de gás natural atingiram 450 bilhões de de m³.

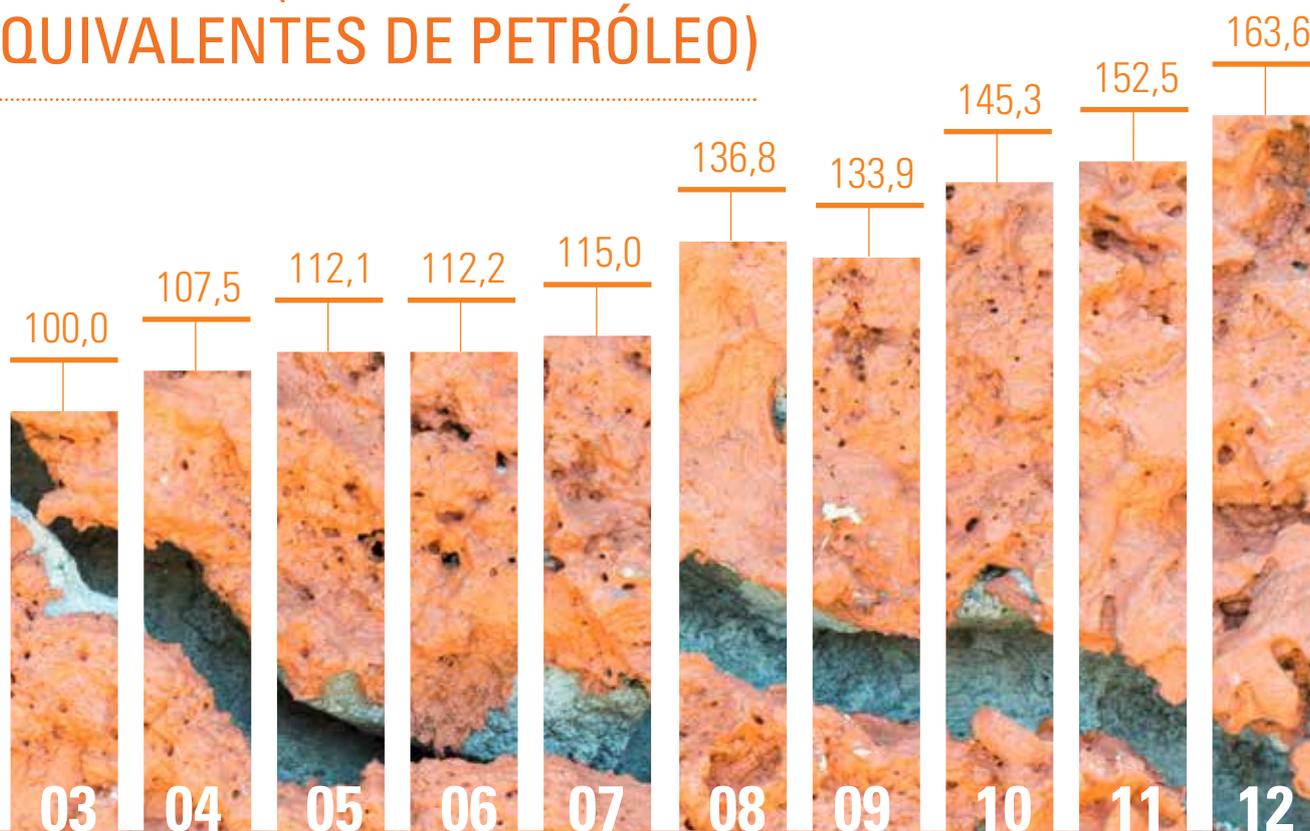
No Brasil, a produção de gás natural foi de 25 bilhões de m³ em 2012.





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.

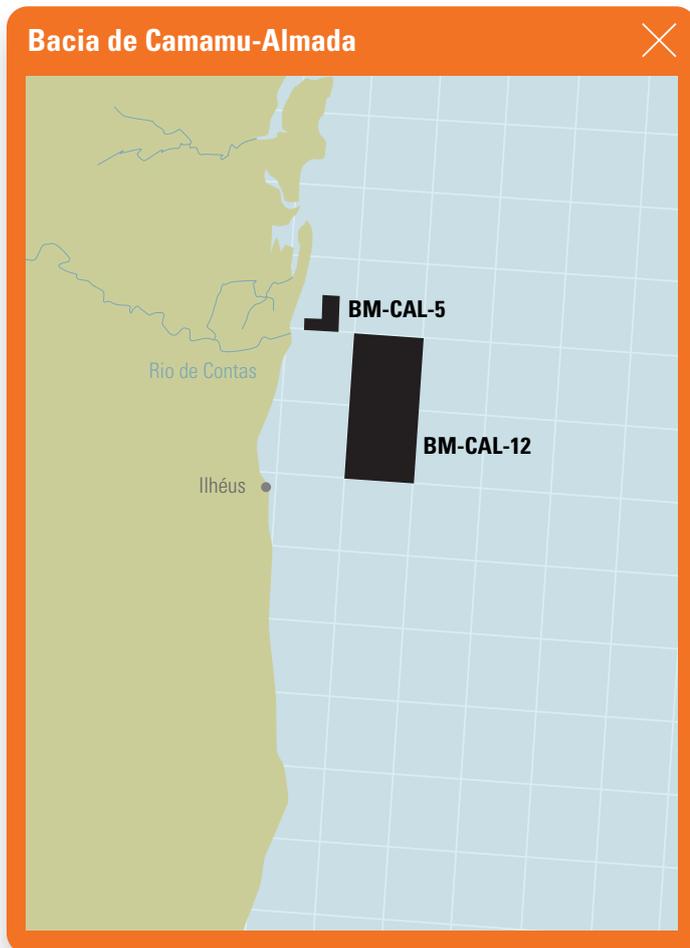
Consórcio: QGEP (operador) – 100%.

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.

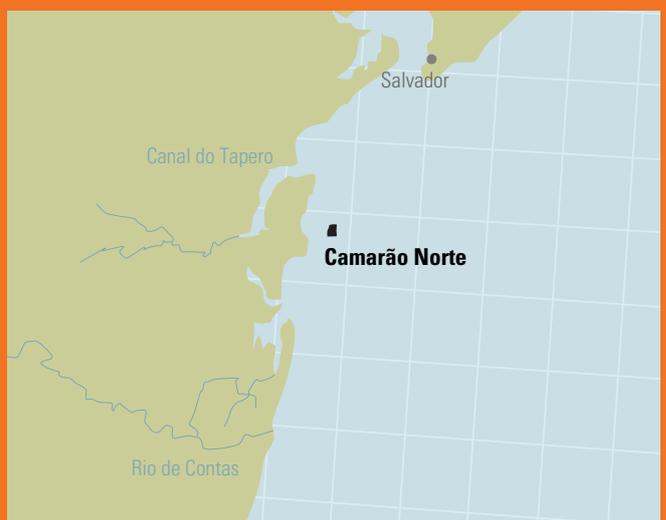
Consórcio: QGEP – 45%; Petrobras (operador) – 35%; Panoro* – 10%; Brasoil – 10%.

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 m³ de gás natural e reservas 2P e 3P de 20,5 e 22,0 bilhões de m³ de gás natural, respectivamente. O Campo está em operação há 5 anos e apto a produzir uma média de aproximadamente 6,0 milhões de m³ 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 m³ 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**

