

Relatório de Atividades 2010



Sumário

PERFIL, MISSÃO, VISÃO 2020

PRINCIPAIS INDICADORES

MENSAGEM DO PRESIDENTE

RESULTADOS E GESTÃO

- Análise do mercado de petróleo
- Estratégia e desempenho empresarial
- Desempenho das ações
- Governança Corporativa
- Gerenciamento de riscos
- Financiamentos
- Recursos Humanos

NEGÓCIOS

- Exploração e Produção
- Refino e Comercialização
- Petroquímica
- Transporte
- Distribuição
- Gás natural
- Energia elétrica

BIOCOMBUSTÍVEIS

INTERNACIONAL

- Atuação internacional
- Desenvolvimento dos negócios

Pesquisa & Desenvolvimento

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

- Gestão em Responsabilidade Social
- Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde

ORGANIZAÇÃO GERAL DA PETROBRAS

Perfil

Empresa líder do setor petrolífero brasileiro, fundada em 1953, a Petrobras é uma sociedade anônima de capital aberto, que chega ao final de 2010 como a terceira maior companhia de energia do mundo, com base no valor de mercado, segundo o *ranking* da consultoria PFC Energy.

Na indústria de óleo, gás e energia, atua de forma integrada e especializada nos segmentos de exploração e produção, refino, comercialização, transporte, petroquímica, distribuição de derivados, gás natural, energia e biocombustíveis.

Missão

Atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua.

Visão 2020

Seremos uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo e a preferida pelos nossos públicos de interesse.

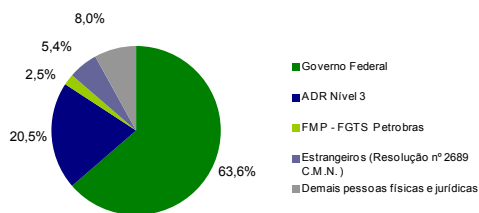
Atributos da Visão 2020

Nossa atuação se destacará por:

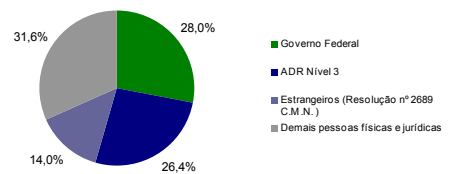
- Forte presença internacional
- Referência mundial em biocombustíveis
- Excelência operacional, em gestão, em eficiência energética, em recursos humanos e em tecnologia
- Rentabilidade
- Referência em responsabilidade social e ambiental
- Comprometimento com o desenvolvimento sustentável

POSIÇÃO ACIONÁRIA NO ENCERRAMENTO DE 2010

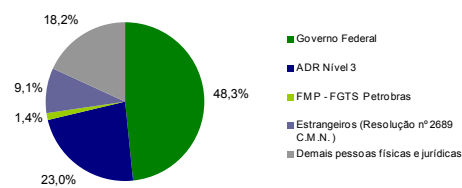
Capital Votante - Ações Ordinárias



Capital Não-Votante - Ações Preferenciais

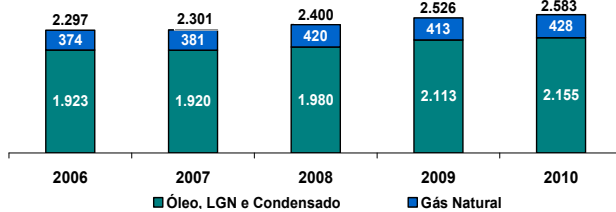


Capital Social

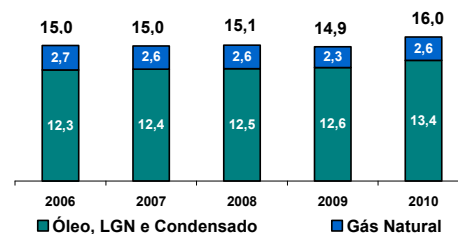


PRINCIPAIS INDICADORES

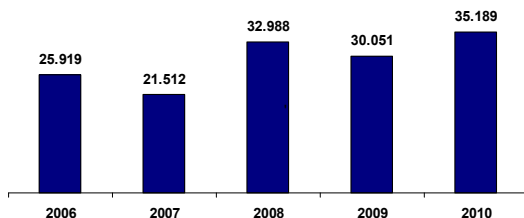
Produção de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural (mil boed)



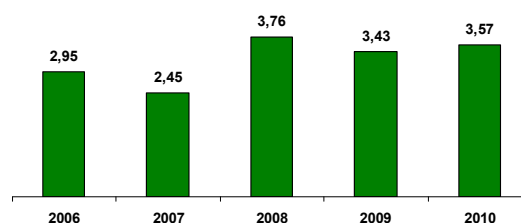
Reservas Provadas de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural - Critério ANP/SPE (bilhões de boe)



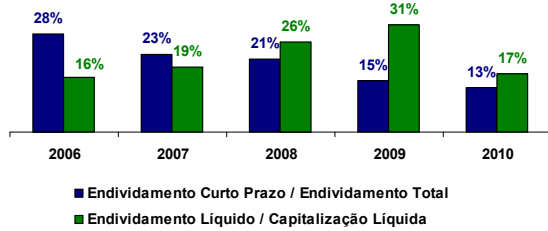
Lucro Líquido Consolidado R\$ milhões



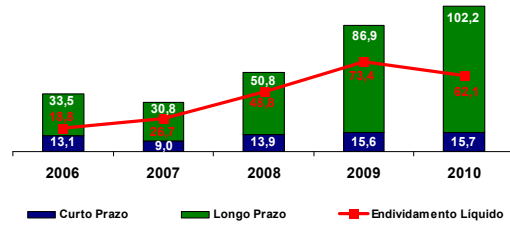
Lucro/Ação Consolidado (R\$/ação)



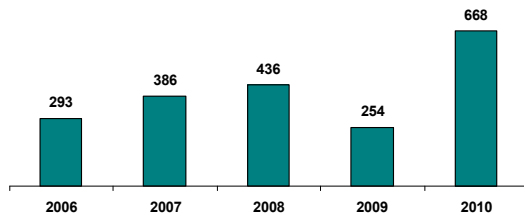
Índice de Endividamento da Petrobras



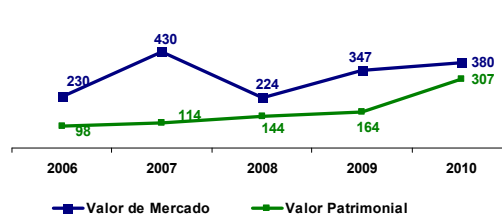
Endividamento Bruto Consolidado (R\$ bilhões)



Vazamentos de Óleo e Derivados (m³)



Valor de Mercado x Valor Patrimonial (R\$ bilhões)



MENSAGEM DO PRESIDENTE

Três grandes realizações marcaram o ano de 2010: o início da operação do Sistema Piloto do campo de Lula, na área da acumulação conhecida como Tupi, no Pré-Sal da Bacia de Santos; a captação de R\$ 120,2 bilhões pela maior oferta pública de ações já realizada no mundo; e a assinatura do Contrato de Cessão Onerosa, que garantiu à companhia o direito de produzir 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) em áreas não licitadas do Pré-Sal.

A dedicação da Petrobras em explorar novas fronteiras de negócio levou a essas conquistas, que fortalecem a companhia. A Petrobras conta com um robusto portfólio no Pré-Sal da Bacia de Santos, a região exploratória mais promissora da costa brasileira. A operação de capitalização propiciou à companhia os recursos para o Contrato de Cessão Onerosa, e também para o financiamento do Plano de Negócios 2010-2014, que prevê investimentos de US\$ 224 bilhões.

O lucro líquido atingiu 35,2 bilhões, valor 17% superior ao de 2009, refletindo a expansão da economia brasileira, o crescimento da produção de óleo e gás natural, o aumento dos volumes de venda de derivados no mercado brasileiro e a recuperação das cotações internacionais de petróleo. A produção nacional de óleo e líquidos de gás natural atingiu 2.004 mil de barris de petróleo por dia (bpd), volume 1,7% acima do registrado em 2009, devido, sobretudo, à entrada em operação de novas plataformas. Já a produção de gás natural no Brasil chegou a 56,6 milhões de m³/dia, representando aumento de 5,6% em relação ao ano anterior. O volume total de petróleo e gás natural produzido pela Petrobras em 2010 foi de 2.583 mil boed, dos quais 245 mil provenientes de unidades no exterior.

As reservas provadas de óleo e gás natural da companhia, segundo o critério ANP/SPE, alcançaram 15,986 bilhões de boe no final de 2010, o que representou um aumento de 7,5% em relação a 2009, graças à incorporação de novas descobertas, notadamente nos campos de Lula e Cernambi. O índice de reposição de reservas foi de 229%, ou seja, para cada barril de óleo equivalente produzido, a Petrobras acrescentou 2,29 barris a suas reservas.

Os excelentes resultados obtidos em 2010 comprovam o acerto do direcionamento estratégico da Petrobras. No ano, foram investidos R\$ 76,4 bilhões, 8% a mais do que em 2009. Os investimentos destinaram-se principalmente ao aumento da produção de petróleo e gás natural, à melhoria e ampliação do parque de refino, à contratação de novas embarcações para o transporte de seus produtos e à conclusão de obras da malha de dutos que interliga todos os grandes mercados do Brasil. Os investimentos de grande porte em cada um dos segmentos em que a companhia opera consolidam a posição da Petrobras como companhia integrada de energia.

Do total investido, a maior parcela, 42%, foi direcionada à área de Exploração e Produção, que recebeu 32,4 bilhões, valor 5% superior ao ano de 2009. Os investimentos visaram ao aumento da produção e das reservas de petróleo e

gás natural. No Pré-Sal, destacou-se a entrada em operação do Sistema Piloto de Lula, com capacidade nominal de 100 mil barris por dia de óleo e de 5 milhões de m³ de gás natural.

Na área de Abastecimento, foram aplicados R\$ 28,0 bilhões, o que equivale a um aumento de 70% em relação ao ano anterior. A companhia deu continuidade às obras de instalação da Refinaria Abreu e Lima e do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), além de ter iniciado o projeto das duas refinarias Premium, sempre com o objetivo de valorizar o óleo produzido no País e assegurar o abastecimento do mercado brasileiro de derivados.

A área de Gás e Energia investiu R\$ 4,9 bilhões, valor correspondente a 6% do total. Esses recursos destinaram-se, sobretudo, à integração das malhas Sudeste-Nordeste de gasodutos, principalmente através do Gasene, que viabilizarão a diversificação e flexibilização das fontes de suprimento de gás natural.

Para ampliar sua participação nos negócios de biodiesel e etanol, a companhia investiu nessa área R\$ 1,2 bilhão, equivalente a 2% do total. Já na área de Distribuição, a Petrobras continuou expandindo sua participação no mercado, mantendo a liderança no mercado doméstico de combustíveis, com *market share* de 38,8%. Para tanto, investiu R\$ 895 milhões, o equivalente a 1% do total, principalmente nos projetos do mercado automotivo e nas áreas de logística e operações.

Nosso desempenho é fruto de investimentos maciços em desenvolvimento tecnológico e na qualificação dos empregados, aliados ao compromisso permanente com a adoção de boas práticas de governança corporativa. Ano após ano, a Petrobras se evidencia mundialmente pelo pioneirismo tecnológico na exploração e produção de petróleo. A Petrobras é a companhia brasileira que mais investe em P&D. Em 2010, aplicou R\$ 1,8 bilhão nessa área, com destaque para a duplicação do Centro de Pesquisas, um dos maiores do mundo, fundamental para o desenvolvimento de novas tecnologias para todos os segmentos de atuação da companhia, especialmente a produção de petróleo no Pré-Sal.

Para fazer frente aos desafios empresariais e a expansão dos negócios da companhia, o Sistema Petrobras aumentou seu efetivo em 4,65% em relação a 2009, encerrando o ano com 80.492 empregados. Somente em relação à Petrobras Controladora, foram realizados dois processos seletivos, com cerca de 336.000 candidatos inscritos e 2.687 admitidos.

Com atuação em todos os continentes e atividades operacionais em 25 países, além do Brasil, a Petrobras encerrou 2010 como a terceira no *ranking* das empresas globais de energia em valor de mercado. Pelo quinto ano consecutivo integramos o Índice Dow Jones de Sustentabilidade, o mais importante nesse quesito no mundo, o que reflete nosso compromisso com o meio ambiente e com o desenvolvimento sustentável.

Em 2010, a Petrobras demonstrou mais uma vez sua competência para superar desafios. Conquistas tecnológicas, aumento de reservas e de produção, expansão e modernização do parque de refino e capitalização recorde asseguram a solidez necessária à companhia e garantem a continuidade na implementação de seu Plano de Negócios.

José Sergio Gabrielli de Azevedo
Presidente da Petrobras

RESULTADOS E GESTÃO

Análise do mercado de petróleo

O melhor desempenho da economia mundial proporcionou mais um ano de recuperação do mercado de petróleo. O preço do barril do Brent oscilou menos que em 2009, com mínimo de US\$ 69,55 e máximo de US\$ 94,75. O valor médio anual ficou em US\$ 79,47, uma alta de 29% em relação à cotação média de 2009.

O consumo de petróleo em 2010 retornou aos níveis pré-crise, superando a projeção inicial dos analistas. A alta foi liderada em termos absolutos pelos países não membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como China e Índia, que, mais uma vez, se destacaram com crescimento da demanda superior à média dos últimos cinco anos. O consumo dos países da OCDE também excedeu as estimativas, especialmente no segundo semestre.

Em relação à oferta, não se confirmou o receio de que o crescimento da produção de petróleo não OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) pudesse ser significativamente afetado pela crise econômica de 2008. A Rússia manteve o patamar de cerca de 10 milhões de bpd, enquanto Brasil, Canadá e China registraram aumento em 2010. Os volumes produzidos na região do Mar do Norte e no México, por sua vez, continuaram em declínio. Já líquidos de gás natural e condensados (LGN) da OPEP – não sujeitos às cotas de produção – apresentaram relevante alta. Como em 2009, a OPEP produziu acima da meta de 24,8 milhões de bpd, estabelecida em dezembro de 2008.

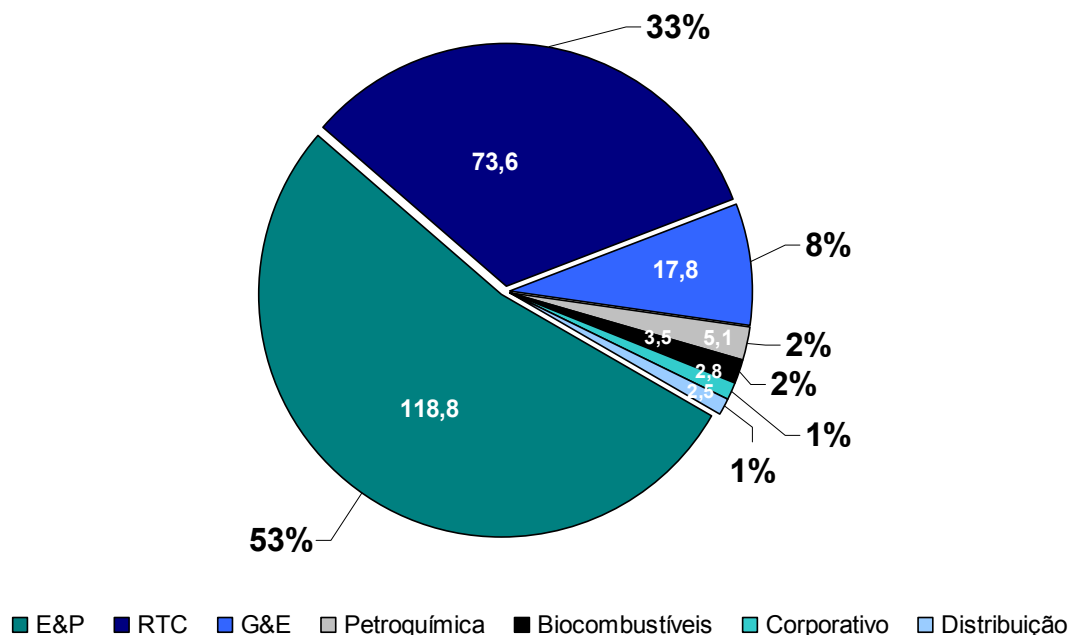
O acidente no Golfo do México, na plataforma Deepwater Horizon, acarretou a moratória da exploração de petróleo nos Estados Unidos por alguns meses, mas não ocasionou impacto expressivo no volume produzido naquele país em 2010. No ambiente geopolítico, as sanções contra o Irã, aliadas aos movimentos de guerrilha na Nigéria, foram os eventos mais marcantes, mas não afetaram de forma acentuada os preços do petróleo.

Estratégia e desempenho empresarial

Estratégia

A estratégia corporativa contempla a expansão de todos os negócios da companhia e baseia-se nos seguintes fatores de sustentabilidade: crescimento integrado, rentabilidade e responsabilidade social e ambiental. O programa de investimentos para atingir as metas de crescimento do Plano de Negócios 2010-2014 soma US\$ 224 bilhões. Desse total, US\$ 212,3 bilhões destinam-se a projetos no Brasil e US\$ 11,7 bilhões a atividades no exterior, com foco nos Estados Unidos, na América Latina e no oeste da África.

Plano de Negócios 2010-14
US\$ 224 bilhões



O segmento de Exploração e Produção (E&P) concentra a maior parte dos investimentos. Ao todo, serão US\$ 118,8 bilhões – 53% do total aprovado para o período. Desse valor, aproximadamente US\$ 33 bilhões destinam-se à exploração e desenvolvimento do Pré-Sal, cuja produção deverá atingir 241 mil bpd de óleo em 2014. O Plano 2010-2014 priorizou a produção doméstica. A produção total de óleo e gás natural deverá alcançar 3.907 mil boed em 2014, dos quais 3.603 mil boed no Brasil.

O segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) contará com US\$ 73,6 bilhões, o equivalente a 33% do total dos investimentos. Será mantida a estratégia de aumentar a capacidade de refino, assegurando o abastecimento nacional. Os investimentos se concentrarão na melhoria da qualidade dos combustíveis, na elevação do nível de processamento de óleo pesado e na expansão da capacidade do parque de refino. A carga processada de petróleo no Brasil deverá atingir 2.260 mil bpd até 2014, com a entrada em operação da Refinaria Abreu e Lima, em 2012, da primeira fase do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em 2013, e da primeira fase da Refinaria Premium I, em 2014.

Os investimentos em Gás e Energia (G&E), de US\$ 17,8 bilhões, destinam-se à conclusão da ampliação da malha de transporte de gás natural e à geração de energias termelétrica, eólica e de biomassa. Além disso, esses investimentos permitirão o escoamento do gás do Pré-Sal, a conversão do gás natural em uréia e amônia e a atuação na cadeia de GNL.

O Plano estabelece que os projetos tenham 67% de conteúdo nacional, com geração de encomendas de US\$ 28,4 bilhões/ano, em média, aos

fornecedores estabelecidos no Brasil e criação de 1,46 milhão de postos de trabalho diretos e indiretos, em todo o País.

Investimentos

Investimentos Consolidados

	R\$ milhões				
	Exercício				
	2010	%	2009	%	Δ%
• Investimentos diretos	73.631	96	63.663	90	16
Exploração e produção	32.426	42	30.819	44	5
Abastecimento	28.007	38	16.508	23	70
Gás e Energia	4.884	6	6.562	9	(26)
Internacional	4.771	6	6.833	10	(30)
Distribuição	895	1	635	1	41
Corporativo	2.648	3	2.306	3	15
• Sociedades de propósito específico (SPEs)	2.780	4	5.564	8	(50)
• Empreendimentos em negociação			1.530	2	
Total de investimentos	76.411	100	70.757	100	8

Em 2010, a Petrobras investiu R\$ 76,4 bilhões, principalmente na atividade exploratória e em tecnologia, como base para o seu crescimento e garantia do desenvolvimento de toda a sua cadeia produtiva. Também foram realizados investimentos buscando as sinergias operacionais e a integração dos negócios, em linha com seu Plano Estratégico, que prevê crescimento integrado, rentabilidade e responsabilidade social e ambiental.

A Área de Exploração e Produção recebeu volume recorde de investimento: R\$ 32,4 bilhões, correspondentes a 42% do total. Em linha com o Plano Estratégico, os investimentos visaram ao aumento da produção e das reservas de petróleo e gás natural. No Pré-Sal, destacaram-se o Sistema Piloto de Lula (antiga área de Tupi), que iniciou sua produção no último trimestre, com capacidade nominal de 100 mil bpd de óleo e de 5 milhões de m³/dia de gás natural, e o início dos investimentos em oito FPSOs (unidades que produzem, armazenam e transferem óleo e gás) replicantes a serem utilizados no desenvolvimento da produção do polo Pré-Sal da Bacia de Santos. As unidades são denominadas replicantes porque seus cascos idênticos são produzidos em série, permitindo maior rapidez no processo de construção e consequente otimização dos custos. Prosseguem os investimentos no desenvolvimento de campos de produção do pós-sal do Sudeste brasileiro.

A Área de Abastecimento investiu R\$ 28,0 bilhões, 38% do total dos investimentos. Prosseguiram as obras de instalação da Refinaria Abreu e Lima e do Comperj e foram iniciados os investimentos nas duas refinarias Premium, com o objetivo de valorizar o óleo produzido, assegurar o abastecimento do mercado brasileiro de derivados e intensificar a exportação de derivados. A Petrobras continuou investindo na melhoria do perfil de produção de derivados e na qualidade desses produtos para atender aos mais rigorosos padrões

internacionais e ambientais. Além disso, intensificaram-se os investimentos em dutos e na expansão da frota.

A Área de Gás e Energia recebeu R\$ 4,9 bilhões, 6% do total dos investimentos. Esses recursos foram aplicados principalmente na integração das malhas Sudeste-Nordeste de gasodutos, que possibilitará a diversificação e flexibilização das fontes de suprimento de gás natural e o melhor aproveitamento do gás associado produzido no Pré-Sal. Foram inaugurados os gasodutos Gasduc III, que aumenta a flexibilidade de oferta e a capacidade para atender ao mercado do Sudeste; Gasbel II, que promoverá a garantia de funcionamento simultâneo das usinas termelétricas (UTES) Aureliano Chaves e Juiz de Fora e permitirá a instalação de novas unidades na região; e Pilar-Ipojuca, que levará gás natural para importantes empreendimentos, como a Refinaria Abreu e Lima e a Petroquímica Suape. Outro importante projeto é o gasoduto Gastau, cuja inauguração está prevista para 2011 e que tem função estratégica no desenvolvimento do Pré-Sal da Bacia de Santos.

Na Área de Distribuição de derivados e biocombustíveis, a Petrobras continuou expandindo sua participação de mercado e investiu R\$ 895 milhões (1% do total dos investimentos), principalmente nos projetos do mercado automotivo e nas áreas de logística e operações, contribuindo para o crescimento do *market share*.

A Área Internacional investiu R\$ 4,8 bilhões, o equivalente a 6% do total, com foco nos projetos de exploração e produção em campos na parte americana do Golfo do México, na Nigéria e em Angola. Destacaram-se as aquisições da participação de 100% dos campos de Cascade e de 66,7% do campo de Chinook, ambos no Golfo do México; os investimentos em exploração de petróleo e gás natural nas bacias de Medanito e Malvinas, na Argentina; e a exploração e a produção de petróleo em águas profundas nos campos de Akpo, Agbami e Egina, na Nigéria, onde o petróleo é leve, com reduzido teor de enxofre.

Para conquistar uma participação relevante nos negócios de biodiesel e etanol, a companhia investiu R\$ 1,2 bilhão em 2010 no negócio de biocombustíveis, o equivalente a 2% do total. A Petrobras ingressou no mercado de etanol por meio das integralizações de R\$ 132 milhões no capital social da Total Agroindústria Canavieira S.A. e de R\$ 682 milhões do Açúcar Guarani S.A.. Também foram realizados investimentos na duplicação da usina de Candeias (BA); no aumento da capacidade de produção das usinas de Quixadá (CE) e Montes Claros (MG); e na adaptação das usinas experimentais de Guamaré (RN), para produção em escala comercial.

Desempenho das ações

Após a forte recuperação do mercado acionário brasileiro em 2009, o ano de 2010 foi marcado pela estabilidade. O Ibovespa encerrou o período com alta de 1,04%, aos 69.305 pontos. A Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa) registrou o maior volume de negócios da história, demonstrando a solidez do

mercado acionário brasileiro. Nos Estados Unidos, o índice Dow Jones terminou o ano com valorização de 11,02%.

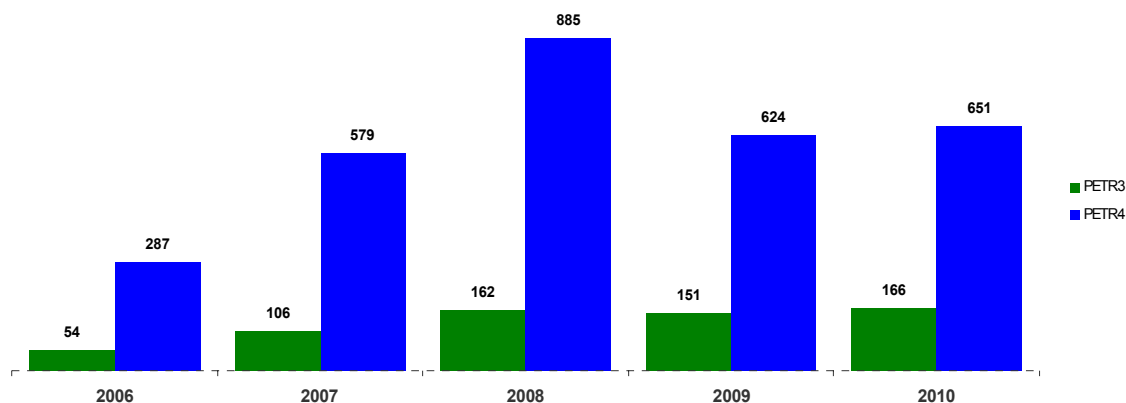
Apesar dos bons resultados operacionais e da confirmação do enorme potencial da região do Pré-Sal, com a declaração de comercialidade das áreas de Tupi e Iracema ao final do ano (batizados de Lula e Cernambi, respectivamente), as ações da companhia fecharam o ano em queda. Na BM&FBovespa, as ações ordinárias (PETR3) caíram 26,65%, e as preferenciais (PETR4), 25,62%. Na New York Stock Exchange (NYSE), onde se negociam os recibos ordinários (PBR) e preferenciais (PBR/A), as quedas foram de 20,63% e 19,38%, respectivamente. Mesmo com a queda das cotações, o valor de mercado da companhia encerrou o exercício 18,6% acima do registrado em 2009, alcançando US\$ 236,5 bilhões, como consequência do processo de capitalização.

Uma grande quantidade de novos investidores participou da capitalização da Petrobras, elevando para 396.975 o número de acionistas na BM&FBovespa em 31 de dezembro de 2010, um aumento de 26,48% em relação ao ano anterior. Considerando os cotistas de fundos de investimentos em ações da Petrobras, os aplicadores de recursos com o FGTS e os detentores de ADRs (180.000, aproximadamente), o total de investidores da companhia ficou em torno de um milhão.

A companhia distribuiu dividendos brutos de R\$ 1,03 por ação ordinária ou preferencial, referentes ao exercício de 2010, totalizando R\$ 11,73 bilhões. Além disso, em 2010, a Petrobras aprovou e efetuou o pagamento de distribuições antecipadas de juros sobre capital próprio (JCP), referentes ao exercício de 2010. O valor dessa antecipação foi de R\$ 0,91 por ação ordinária ou preferencial, somando R\$ 7,95 bilhões.

Volume Financeiro Negociado na BM&FBovespa

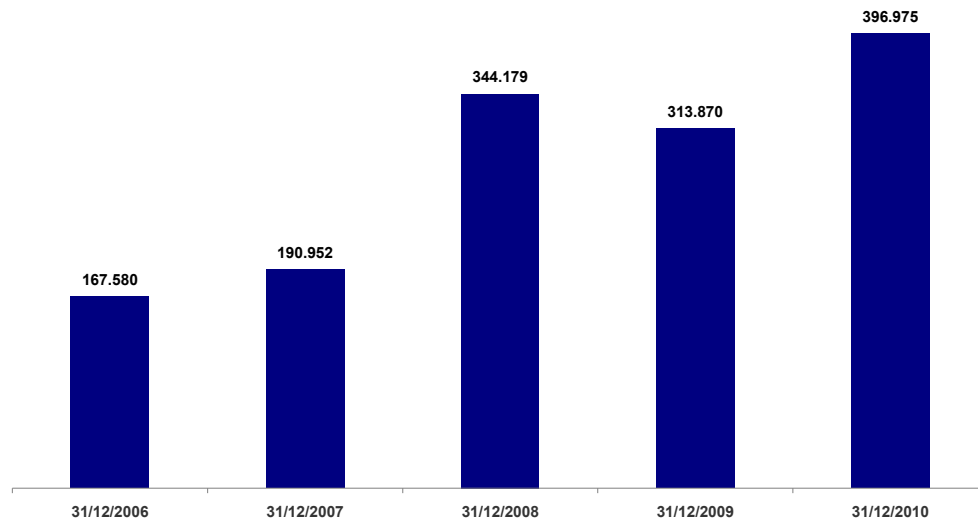
média diária em R\$ milhões



Fonte: Bloomberg

Acionistas na BM&FBovespa
(sem considerar cotistas do FGTS e dos FIAs Petrobras)

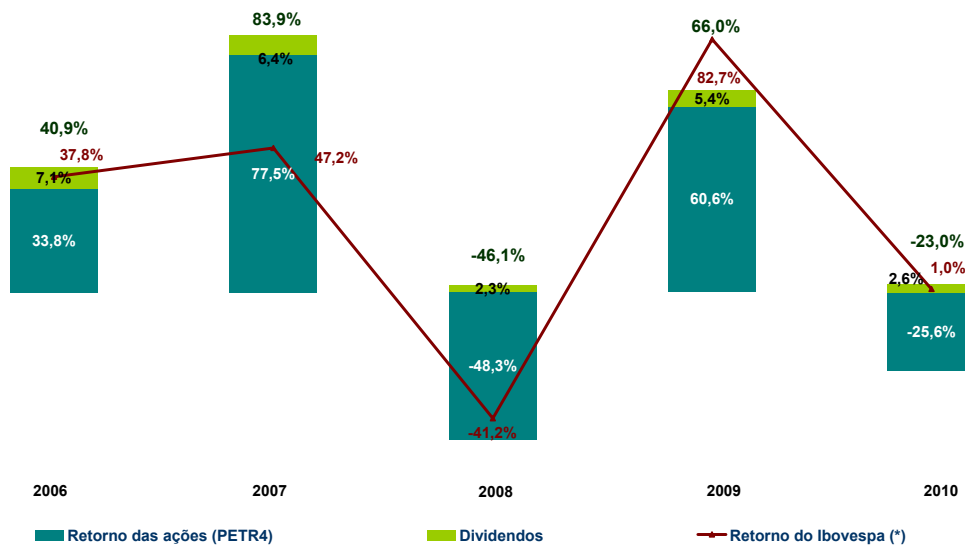
A emissão de ações para capitalização da companhia proporcionou um significativo aumento do número de acionistas em setembro de 2010.



Fonte: BM&FBovespa

FIAs= Fundo de investimento em ações

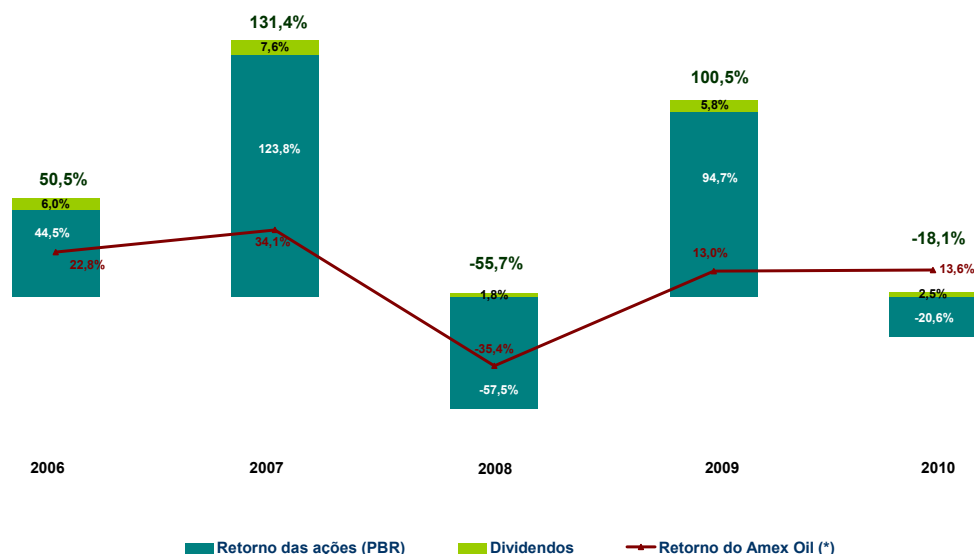
Comparativo dos Retornos Anuais: Petrobras PN (PETR4) e Ibovespa
(supondo reinvestimento de dividendos)



Fonte: Bloomberg

(*) inclui dividendos para fins de comparação

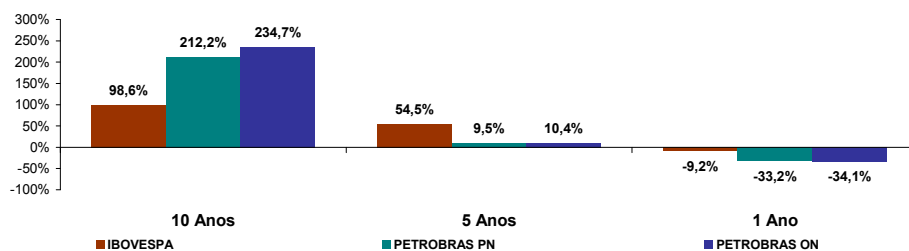
Comparativo dos Retornos Anuais: PBR e Amex Oil
(supondo reinvestimento de dividendos)



Fonte: Bloomberg

(*) inclui dividendos para fins de comparação

Rendimento das Ações da Petrobras e Ibovespa(*)
Variação Real Acumulada



*Como deflator foi utilizado o IGP-DI.

Fonte: Bloomberg

Capitalização

Em 2010, a Petrobras realizou a maior oferta de ações da história, que resultou na emissão de 2.369.106.798 ações ordinárias e de 1.901.313.392 ações preferenciais, totalizando R\$ 120,2 bilhões (US\$ 69,9 bilhões), dos quais R\$ 45,5 bilhões foram para o caixa e R\$ 74,8 bilhões destinaram-se ao pagamento da cessão onerosa dos direitos de produção de até 5 bilhões de barris de óleo equivalente em áreas não licitadas do Pré-Sal.

No Brasil, o preço da ação ordinária foi R\$ 29,65 e o da preferencial, R\$ 26,30. Nos Estados Unidos, os preços foram US\$ 34,49 e US\$ 30,59, para os recibos ordinários e preferenciais, respectivamente. Cerca de 145 mil investidores participaram da operação, sendo que União Federal, BNDES e Fundo Soberano aportaram US\$ 46,4 bilhões, aumentando a participação do Governo na composição do capital social da Petrobras.

A capitalização contribuiu ainda para manter os índices de alavancagem da companhia em patamares dentro das metas traçadas pela administração: Dívida Líquida / Capitalização entre 25% e 35% e Dívida Líquida / EBITDA de no máximo 2,5 vezes. Encerrando o ano de 2010 com alavancagem em 17%, a Petrobras poderá, nos próximos anos, captar recursos adicionais junto ao mercado e garantir financiamento para a realização de seus projetos.

Governança Corporativa

A Petrobras adota as melhores práticas de governança corporativa e os mais avançados instrumentos de gestão. Por ser uma companhia de capital aberto, está sujeita às regras da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e da BM&FBovespa. No exterior, cumpre as normas da Securities and Exchange Commission (SEC) e da NYSE, nos Estados Unidos; do Latibex da Bolsa de Madri, na Espanha; da Bolsa de Comércio de Buenos Aires e da Comisión Nacional de Valores (CNV), na Argentina.

A companhia adota padrões internacionais de transparência, em respeito aos seus diversos públicos de interesse: acionistas, investidores, clientes, fornecedores, empregados e sociedade, entre outros.

A estrutura de Governança Corporativa da Petrobras é composta por: Conselho de Administração e seus comitês, Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Auditoria Interna, Ouvidoria Geral, Comitê de Negócios e Comitês de Integração.

Em 2010, o Plano Básico de Organização, aprovado pelo Conselho de Administração, foi aprimorado de forma a contemplar o Modelo de Governança Corporativa da Petrobras, bem como sua estrutura de Comitês do Conselho de Administração, Comitê de Negócios e Comitês de Integração.

O Conselho de Administração estabeleceu mandato de dois anos para o titular da Ouvidoria Geral da Petrobras, que pode ser reconduzido uma única vez por igual período, incluindo esta prática nas Diretrizes de Governança Corporativa da companhia.

Controles internos

A Petrobras, a Petrobras International Finance Company (PifCo) e a Petrobras Argentina concluíram suas Certificações de Controles Internos do exercício de 2009, em atendimento à Seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley (SOX) e à Instrução CVM 480/09. Os relatórios financeiros consolidados foram certificados, sem ressalvas, pelos auditores independentes, repetindo o êxito alcançado nos exercícios anteriores.

Em dezembro de 2009, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) divulgou a Instrução CVM 480, que, a exemplo da SOX (aplicável às empresas reguladas pela Securities and Exchange Commission – SEC), exige que os diretores das

empresas com ações negociadas na BM&FBovespa atestem a efetividade dos controles internos da companhia no encerramento de cada exercício.

Essas certificações são planejadas e operacionalizadas pela área corporativa de Controles Internos da Petrobras e contemplam os principais processos da controladora, assim como os das subsidiárias e controladas que se enquadrem na categoria de relevantes, de acordo com os quesitos da SOX/CVM e suas regulamentações. A supervisão dos trabalhos é uma atribuição dos Comitês Corporativos da Diretoria Financeira e do Comitê de Auditoria do Conselho de Administração.

O processo de certificação anual está estruturado em três etapas: avaliação dos controles em nível de entidade (*entity level*) para diagnosticar o ambiente de governança corporativa; autoavaliação, pelos gestores, do desenho de processos empresariais e dos controles internos; e teste dos referidos controles pela Auditoria Interna.

Informações sobre a prestação de outros serviços que não sejam de auditoria externa pelo auditor independente – Instrução CVM 381/2003

A Petrobras utiliza instrumentos de gestão empresarial pautada em seu código de Ética, Código de Boas Práticas e Diretrizes de Governança Corporativa.

O Estatuto Social da companhia, no artigo 29, determina que os auditores independentes não poderão prestar serviços de consultoria à Petrobras durante a vigência do contrato de auditoria.

A Petrobras contratou a KPMG Auditores Independentes para a prestação de Serviços Técnicos Especializados em Auditoria Contábil nos exercícios sociais de 2006, 2007, 2008, desde abril de 2006.

Em abril de 2009 o contrato foi prorrogado por mais dois anos, para os exercícios de 2009 e 2010.

Durante o exercício de 2010, a KPMG Auditores Independentes prestou os seguintes serviços para a Petrobras e suas subsidiárias e controladas:

	<u>R\$ Mil</u>
Auditoria Contábil	24.448
Auditoria SOX	2.740
Serviços adicionais relacionados à auditoria	1.045
Outros	<u>218</u>
Total dos serviços	<u>28.451</u>

Gerenciamento de riscos

O gerenciamento de riscos da Petrobras é de responsabilidade de seus diretores, por intermédio do Comitê de Integração Financeira, e está alinhado com os objetivos e metas corporativos estabelecidos no Plano de Negócios 2010-2014.

Fatores como variações no preço do petróleo e de seus derivados, taxas de juros (doméstica e internacionais), oscilações cambiais e outras classes de riscos impactam os resultados e exigem constante monitoramento para adequar o grau de tolerância de riscos às metas de crescimento e à expectativa de rentabilidade.

Riscos de mercado

A Petrobras limita as operações com derivativos a transações específicas de curto prazo. As operações com derivativos (futuros, *swaps* e opções) são realizadas exclusivamente para proteger o resultado de transações de cargas físicas no mercado internacional. Nessas operações de proteção patrimonial (*hedge*), as variações positivas ou negativas são compensadas, total ou parcialmente, por resultados opostos nas referidas transações.

Tais operações só se realizam dentro dos limites de uma diretriz específica para gestão de risco de *commodities*. Nesse contexto, as posições de caixa, a dívida e as transações comerciais são consideradas para a quantificação da exposição líquida da companhia aos riscos relacionados às taxas de câmbio e juros.

Seguros

A Petrobras transfere ao mercado segurador, por meio de compra de seguros, os riscos que podem gerar prejuízos significativos à companhia e os que devem ser obrigatoriamente segurados, por disposição legal ou contratual.

Devido à capacidade de assumir parcela expressiva de riscos, a Petrobras contrata franquias que podem chegar a US\$ 50 milhões. Os riscos relacionados às apólices de lucros cessantes e de controle de poços, assim como a maior parte da malha de dutos em território brasileiro, não são segurados. Plataformas, refinarias e outras instalações são cobertas por apólices de riscos operacionais e de petróleo. A movimentação de cargas é coberta por apólices de transporte, enquanto as embarcações estão protegidas por seguro de casco e máquinas. Responsabilidade civil e poluição ambiental também são cobertas por apólices específicas.

Os projetos e as instalações em construção com potencial de dano máximo provável superior a US\$ 50 milhões são protegidos contra riscos de engenharia por seguros contratados pela própria Petrobras, preferencialmente, ou pelas empreiteiras. Face aos investimentos previstos no Plano de Negócios 2010-2014, espera-se um aumento significativo no volume de prêmios pagos com a

contratação de seguros para cobrir os riscos de engenharia associados aos novos empreendimentos.

Na contratação dos seguros, os ativos são avaliados a partir do custo de reposição. O Limite Máximo de Indenização (LMI) da apólice de riscos operacionais é de US\$ 1,2 bilhão, considerando-se o dano máximo provável das instalações. No caso da apólice de riscos do petróleo, esse limite chega a US\$ 2,3 bilhões e corresponde ao maior valor de reposição das plataformas da Petrobras.

Em 2010, o prêmio final das principais apólices da companhia (riscos operacionais e de petróleo) totalizou US\$ 45,1 milhões, para um valor segurado dos ativos de US\$ 95 bilhões.

Crédito

A política de crédito adotada pela Petrobras para concessão e revisão dos créditos de seus clientes segue as diretrizes da Lei Sarbanes-Oxley (SOX). Depois de analisados, os créditos são aprovados pelas Comissões de Crédito ou, em instância superior, pelas diretorias financeiras e de contato com os clientes.

O volume de crédito concedido vem crescendo a cada ano, acompanhando a expansão da companhia e permitindo o incremento de vendas com o menor risco possível, principalmente no exterior.

O controle da utilização de crédito pelos clientes, no País e no exterior, é centralizado, e os processos de controle e concessão de créditos são aprimorados constantemente, de modo a oferecer maior suporte ao desempenho cada vez mais sustentável da atividade comercial. Com isso, a companhia aproxima-se ainda mais de seus clientes e amplia o uso do crédito como instrumento comercial.

Financiamentos

Financiamentos corporativos

A Petrobras manteve elevado grau de liquidez para executar seu plano de investimentos. O reconhecimento da qualidade do crédito da companhia por bancos, agências oficiais de crédito (Export Credit Agencies – ECAs) e investidores refletiu-se em custos e prazos favoráveis para o financiamento de suas atividades. No mercado bancário, foram realizadas operações de US\$ 9 bilhões no exterior e R\$ 4,2 bilhões no Brasil. Também foram feitas operações de administração de passivos de R\$ 7,5 bilhões, com o objetivo de alongar o perfil de endividamento da companhia. Nos financiamentos pelas ECAs, a Petrobras captou US\$ 313 milhões por meio da Petrobras Netherlands B.V. (PNBV) e US\$ 300 milhões por meio da Petrobras International Braspetro B.V. (PIBBV).

Para dar suporte aos seus negócios, foram contratadas garantias bancárias de US\$ 8,8 bilhões, nos mercados doméstico e internacional.

Financiamentos estruturados

Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe) – Para a construção das plantas de PET (resina de polietileno tereftálico) e de POY (filamentos têxteis de poliéster), a Citepe obteve financiamentos no valor de € 90 milhões e de R\$ 430 milhões. Quando estiver em operação, a Citepe, juntamente com a Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape), fará parte do mais importante polo integrado de poliéster da América Latina, no Complexo Industrial Portuário de Suape.

Gasoduto Urucu-Coari-Manaus – Em 2010, a Transportadora Urucu Manaus (TUM) realizou captação adicional de R\$ 725,7 milhões para dar continuidade ao projeto. Em agosto, a TUM foi incorporada pela Transportadora Associada de Gás (TAG) e seus financiamentos contratados com o BNDES foram aditados. A TAG passou a ser a beneficiária, e a Petrobras, a garantidora da operação. Desta forma, todas as garantias relacionadas ao financiamento estruturado também foram extintas.

P&M Drilling International BV – Foi contratado um financiamento de US\$ 489 milhões na modalidade Project Finance – Limited Recourse. A Petrobras detém participação nessa empresa, cuja atividade principal é a perfuração de poços para a área Internacional.

Financiamentos a Fornecedores e a Clientes

Em 2010, a Petrobras deu continuidade a sua política de fomento aos seus fornecedores por meio do Programa de Recebíveis e de Participação e do Programa de Financiamento aos Clientes.

O Programa de Recebíveis se consolidou a partir da estruturação, desenvolvimento e acompanhamento dos Fundos de Investimentos de Direitos Creditórios (FIDCs). Com o apoio da Petrobras, as instituições do mercado de capitais estruturaram os fundos, oferecendo aos fornecedores taxas mais baixas que as praticadas no mercado. No total, foram implementados cinco FIDCs, colocando R\$ 733 milhões à disposição dos fornecedores, dos quais R\$30 milhões aportados pela Petrobras.

O Programa de Participação destina-se ao fortalecimento econômico-financeiro da cadeia produtiva, com foco em empresas que tenham dificuldade de obtenção de financiamento para assumir contratos com a Petrobras. O aporte direto de patrimônio aos fornecedores da cadeia de óleo e gás é realizado por meio da estruturação de Fundos de Investimento em Participações (FIP). Atualmente, os três FIPs em operação somam um Patrimônio Líquido (PL) de R\$ 1,7 bilhão. Esses investimentos proporcionam o aumento da capacidade operacional e tecnológica das empresas e do nível de suas garantias.

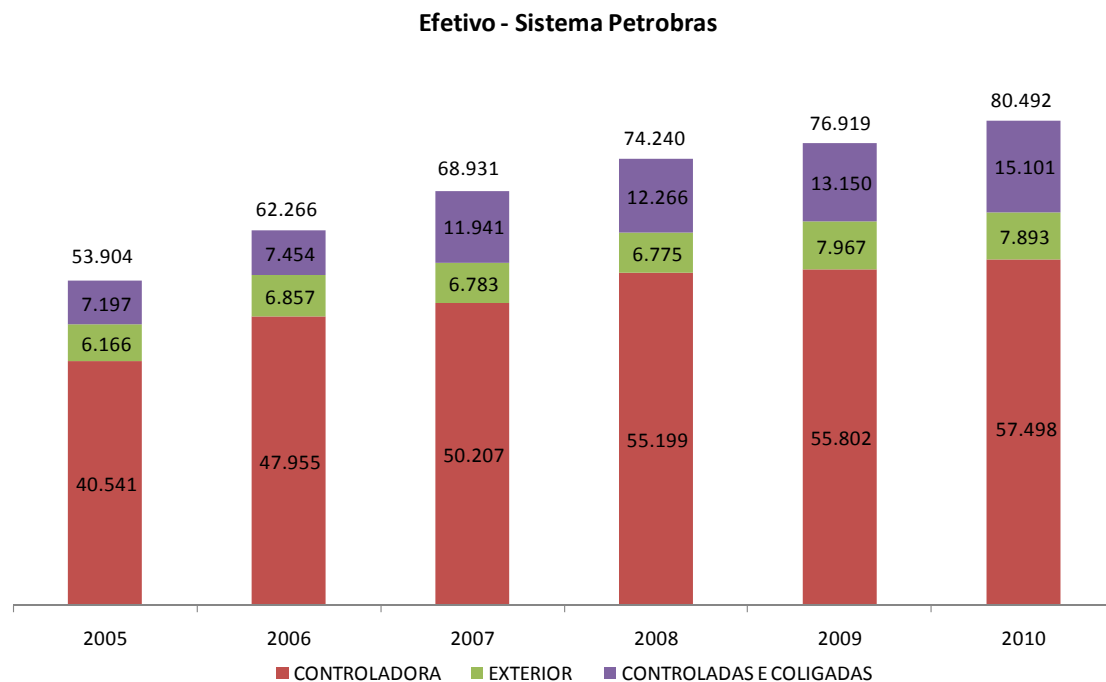
O Programa de Financiamento a Clientes visa melhorar a administração do fluxo de caixa dos clientes da companhia. O programa baseia-se em FIDC que atua como intermediário entre os clientes e a Petrobras. O fundo paga a Petrobras à vista e recebe a prazo dos clientes. Assim, são atendidos os prazos para pagamento de compra dos clientes, sem impacto no caixa da Petrobras.

Recursos Humanos

A gestão de pessoas em 2010 foi marcada por estratégias que contribuíram para que a Petrobras prosseguisse em sua trajetória de conquistas. A companhia foi apontada como “empregador ideal” por mais de 11.300 universitários brasileiros pela consultoria internacional Universum Global, organizadora da pesquisa Top 100 Ideal Employer.

Evolução do efetivo

O Sistema Petrobras encerrou o ano com 80.492 empregados, aumentando seu efetivo em 4,65% em relação a 2009. Em virtude da expansão dos negócios da companhia, foram realizados dois processos seletivos para a Petrobras Controladora, com cerca de 336.000 candidatos inscritos e 2.687 admitidos.



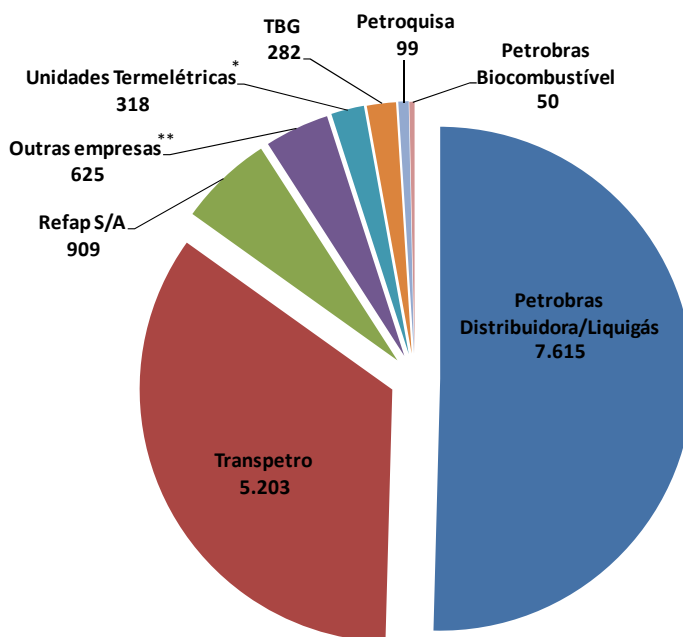
Efetivo por Diretoria - Petrobras Controladora



* Empregados da Petrobras Controladora lotados em empresas do Sistema Petrobras

**Empregados recém-admitidos participantes de curso de formação na Universidade Petrobras

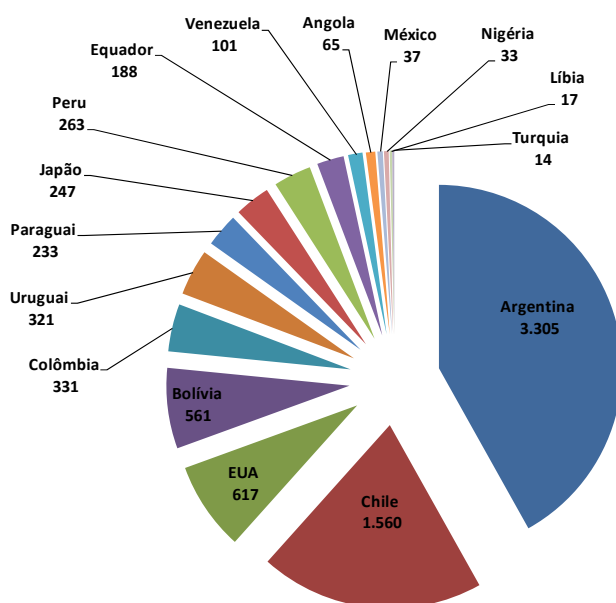
Efetivo - Controladas



* Termoçu S.A, Sociedade Fluminense de Energia Ltda., Termomacaé Ltda., Termorio S.A., Termoceará Ltda., Usina Termelétrica de Juiz de Fora S.A., Fafen Energia S.A. e UTE Bahia I - Camaçari Ltda.

** Companhia Petroquímica de Pernambuco, Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - Citepe, Ipiranga Asfaltos S/A e Innova.

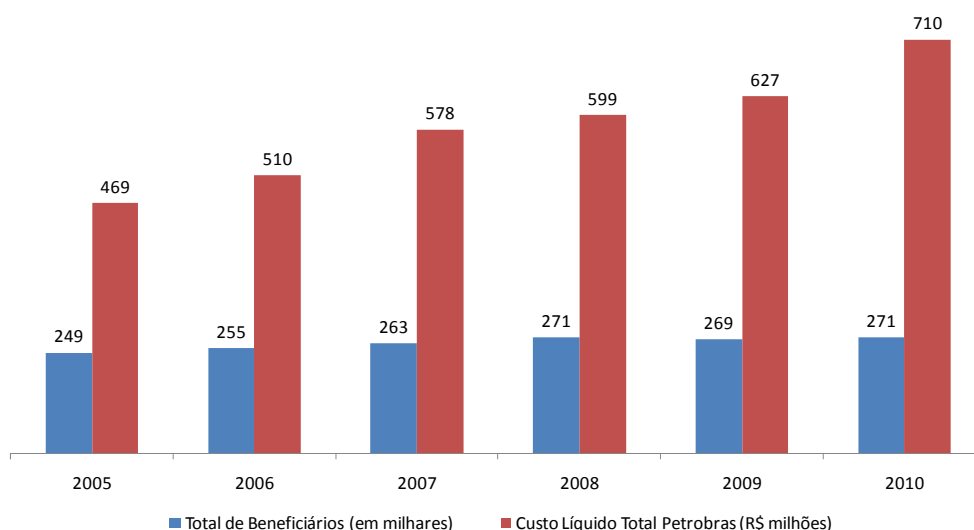
Efetivo - Unidades do Exterior



Benefícios

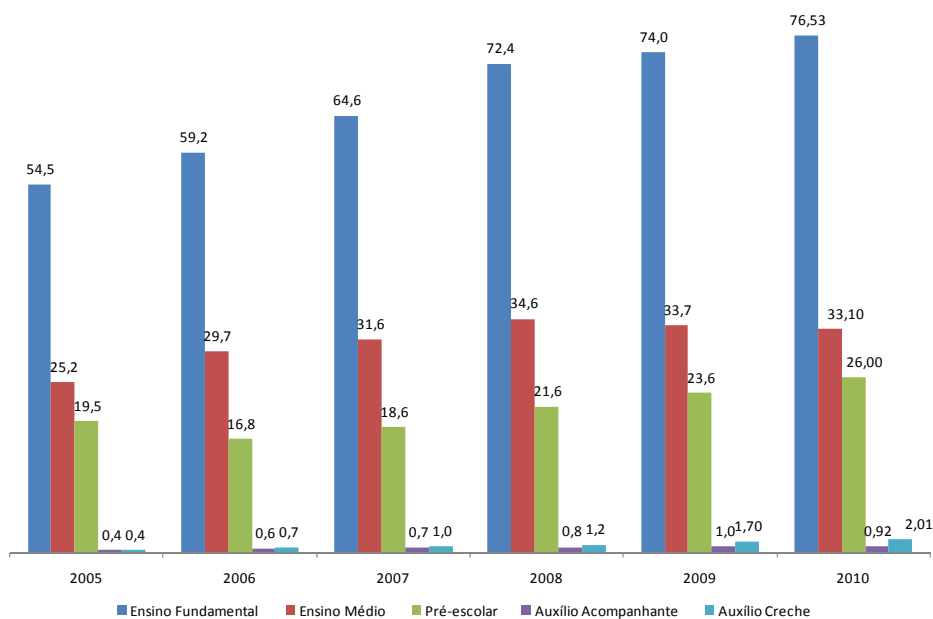
A Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) deu cobertura a 271 mil beneficiários em aproximadamente 23 mil pontos de atendimento. O dispêndio da Petrobras com consultas, exames e internações foi de R\$ 710 milhões.

AMS - Beneficiários x Custo Líquido (Petrobras)



Foram aplicados R\$ 138,56 milhões em benefícios educacionais, contemplando 20.720 empregados, com a concessão do auxílio a 29.881 dependentes.

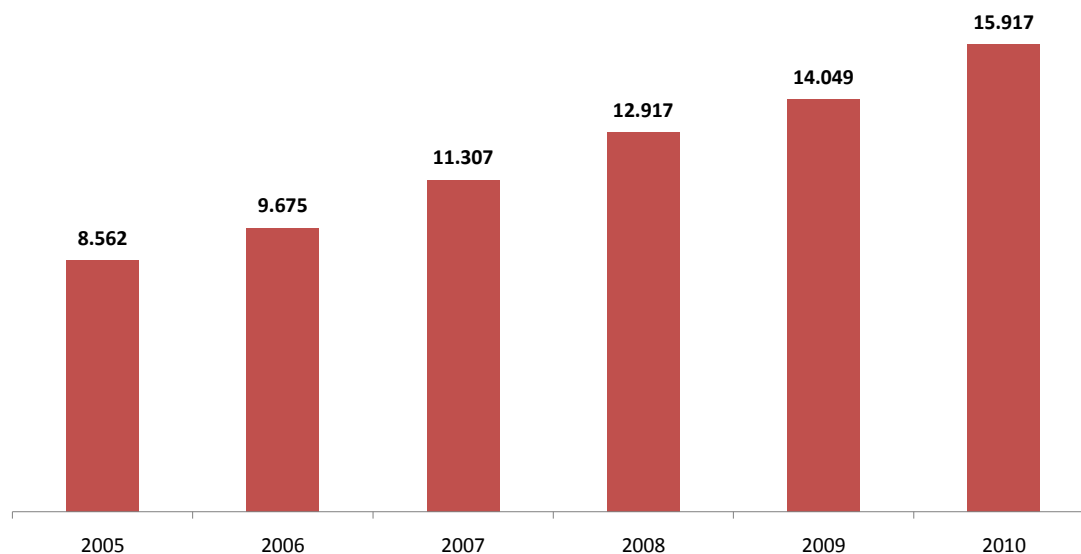
Evolução dos Custos dos Benefícios Educacionais por Modalidade (R\$ milhões)



Custo de pessoal e participação nos lucros e resultados

O custo de pessoal é composto pela remuneração fixa dos empregados (gastos com salários, vantagens, adicionais e encargos) e pelas despesas referentes aos benefícios educacionais, de previdência complementar e AMS. Em 2010, esse custo atingiu R\$ 12,3 bilhões na controladora, 13,74% superior ao do ano anterior. Contribuíram para esse aumento o reajuste salarial, com ganho real para os empregados de até 4,66%, a expansão do efetivo e o crescimento da folha de pagamento, em virtude de anuênios e progressão dos empregados na carreira. No Sistema Petrobras, o custo total de pessoal foi de aproximadamente R\$ 15,9 bilhões.

**Custo de Pessoal - Sistema Petrobras
(R\$ Milhões)**



A companhia distribuiu, em 2011, R\$ 1,69 bilhão a seus empregados a título de Participação nos Lucros e Resultados do exercício de 2010.

Desenvolvimento de Recursos Humanos

Em 2010, a companhia investiu R\$ 161,3 milhões em desenvolvimento dos seus profissionais, o que se traduziu em uma média de 86 horas de treinamento por empregado e em mais de 218 mil participações em cursos de educação continuada no país e no exterior e em formação de novos empregados. No Brasil, os investimentos alcançaram R\$ 142,3 milhões.

A Petrobras entregou oficialmente à Organização das Nações Unidas (ONU) a metodologia de formação de líderes globalmente responsáveis, desenvolvida pela área de Recursos Humanos da companhia, através da Universidade Petrobras. O modelo poderá ser disseminado pelos organismos vinculados ao Pacto Global da ONU, como a European Foundation for Management Development (EFMD), que congrega mais de 500 escolas de negócio em todo o mundo.

Com o intuito de fomentar a mão de obra para a indústria de óleo, gás, energia e biocombustíveis, os convênios estabelecidos pelo Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos (PFRH) permitiram à companhia destinar recursos da Participação Especial para a concessão de bolsas de graduação, mestrado, doutorado e pesquisador visitante a alunos e professores de instituições educacionais de nível técnico e superior. Em 2010, foram investidos R\$ 9 milhões em convênios com 24 instituições de ensino superior e técnico no Brasil, gerando 1.605 bolsas de estudo.

Outra ação voltada para formação de recursos humanos com foco no nível técnico foi o projeto Profissões de Futuro, destinado a despertar nos

estudantes do último ano do nível fundamental e nos dos níveis médio e técnico o interesse pelas carreiras técnicas da indústria de óleo e gás.

NEGÓCIOS

Exploração e Produção

Exploração

Em 2010, a Petrobras consolidou o sucesso da atividade exploratória nas seções Pré-Sal e pós-sal das bacias sedimentares brasileiras do Sul e do Sudeste, e desbravou uma nova fronteira petrolífera na costa de Sergipe, fortalecendo os alicerces para que a produção de petróleo no Brasil continue a sua trajetória de crescimento, com sustentabilidade, ao longo das próximas décadas.

BACIA DE SERGIPE

Barra (1-SES-158)

A Petrobras identificou em 2010 uma nova província petrolífera em águas ultraprofundas da Bacia de Sergipe, com a perfuração do poço 1-SES-158, denominado prospecto Barra, a uma profundidade aproximada de 4.700 m. A ocorrência de gás e condensado foi comprovada com esse poço pioneiro, no bloco SEAL-426 da concessão BM-SEAL-11, a aproximadamente 60 km da costa do estado de Sergipe, em lâmina d'água de 2.341 m.

BACIA DE SANTOS

Marujá (1-SPS-76)

Foi descoberto óleo leve a 2.200 m de profundidade no poço 1-SPS-76 (prospecto Marujá), perfurado no bloco S-M-1352 da concessão BM-S-41. O poço localiza-se a cerca de 215 km da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 400 m e a aproximadamente 15 km das acumulações de Tiro e Sidon.

A descoberta confirma a adequação da estratégia exploratória na busca da formação de um novo polo de produção na parte sudoeste da Bacia de Santos, que poderá ser integrado aos campos já descobertos, como Caravela, Cavalo Marinho e Coral e as áreas de Tiro e Sidon.

Franco (2-ANP-1-RJS)

Foi constatada acumulação de óleo de boa qualidade, com cerca de 30° API, com a perfuração do poço 2-ANP-1-RJS, no prospecto Franco, a 195 km da costa do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 1.889 m. Estimativas preliminares, com base na sísmica e no poço perfurado, indicam volumes recuperáveis da ordem de 3 bilhões de barris de petróleo. Franco é uma das

áreas da Cessão Onerosa, conforme contrato firmado entre a Petrobras e a União Federal.

Plano de Avaliação de Tupi

Em 2010, no Plano de Avaliação de Tupi, que incluiu as áreas de Tupi e de Iracema, foram perfurados cinco poços exploratórios e um poço injetor de gás e iniciada a perfuração de mais três poços (um para o Piloto de Produção). No final do ano foi declarada a comercialidade de duas acumulações nessas áreas. Tais acumulações foram denominadas campos de Lula e de Cernambi.

BACIA DE CAMPOS

Brava (6-MRL-199D-RJS)

Na área de concessão de Marlim, a Petrobras constatou a presença de uma jazida profunda em reservatórios do Pré-Sal, portadores de óleo de boa qualidade (29° API). A descoberta foi resultado da perfuração do prospecto exploratório conhecido como Brava, realizada através do poço 6-MRL-199D-RJS, em lâmina d'água de 648 m, numa acumulação a 4.460 m de profundidade. Estimativas preliminares apontam para volumes recuperáveis em torno de 380 milhões de boe. A descoberta está localizada em área próxima à infraestrutura instalada dos campos de Marlim e Voador.

Carimbé (6-CRT-43-RJS)

A companhia descobriu duas acumulações de óleo de boa qualidade (29° API) na área do Campo de Caratinga, em reservatórios do pós e do Pré-Sal, com a perfuração do poço 6-CRT-43-RJS, conhecido como prospecto Carimbé, situado a 106 km da costa do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 1.027 m.

Uma delas, nos reservatórios do pós-sal, está localizada a 3.950 m de profundidade, com estimativa de volumes recuperáveis de aproximadamente 105 milhões de barris. A outra, em reservatórios do Pré-Sal, encontra-se a uma profundidade de 4.275 m e possivelmente está relacionada à acumulação identificada na área do campo de Barracuda. O potencial de volume recuperável é estimado em 360 milhões de boe, caso a ligação entre as duas acumulações se confirme.

Tracajá (6-MLL-70-RJS)

No poço 6-MLL-70-RJS (Tracajá), perfurado próximo a Marlim Leste, constatou-se a presença de reservatórios de hidrocarbonetos no Pré-Sal a uma profundidade de 4.442 m, em lâmina d'água de 1.366 m, a 124 km da costa do Rio de Janeiro.

BACIA DO SOLIMÕES

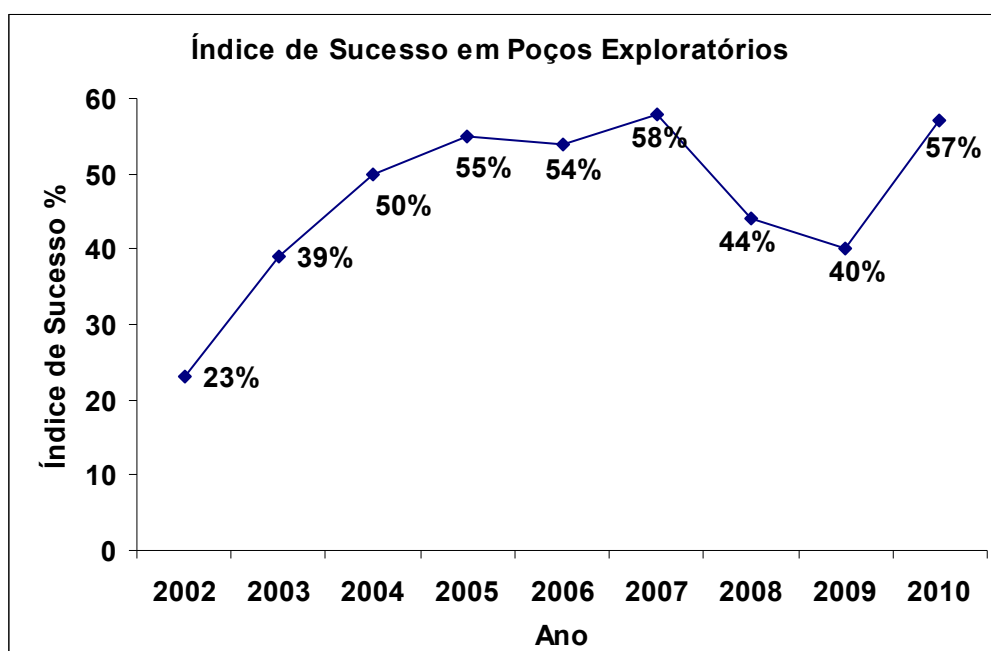
Igarapé Chibata (1-ICB-1-AM)

A Petrobras fez uma importante descoberta de petróleo de excelente qualidade (46° API) e gás associado em reservatórios areníticos da Bacia do Solimões. Esse resultado foi obtido com a perfuração do poço pioneiro 1-ICB-1-AM (Igarapé Chibata nº 1), que atingiu a profundidade de 3.485 m. A descoberta

localiza-se na província petrolífera de Urucu. O Teste de Longa Duração (TLD) iniciado em setembro indica uma capacidade de produção de 2.500 bpd.

Índice de sucesso exploratório

Em 2010, foram perfurados 116 poços, dos quais 67 em terra e 49 no mar. Destes, 31 localizam-se no pós-sal e 18 no Pré-Sal. O índice de sucesso exploratório foi de 57%.



Concessões

Não houve rodada de licitações da ANP em 2010. O portfólio de concessões exploratórias da companhia, com as aquisições e as devoluções realizadas no ano, passou a contar com 198 blocos, que totalizam 113,8 mil km². Além disso, estão sendo avaliadas descobertas em outras 31 áreas, que compreendem 16,4 mil km². A área exploratória da Petrobras é de 130,2 mil km².

Cessão Onerosa

Em 2010, foi sancionada a Lei nº 12.276, de 30/06/2010, referente à Cessão Onerosa. Essa lei autoriza a União Federal a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas do Pré-Sal, limitando-se à produção de no máximo 5 bilhões de boe.

<i>Contratos da Cessão Onerosa na Bacia de Santos</i>			
Área do Contrato	Volume da Cessão Onerosa (mil barris de óleo equivalente)	Valor do Barril (US\$/boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Florim	466.968	9,01	4.207.382
Franco	3.058.000	9,04	27.644.320
Iara	599.560	5,82	3.489.439
Tupi NE	427.784	8,54	3.653.275
Guará Sul	319.107	7,94	2.533.710
Tupi Sul	128.051	7,85	1.005.200
Peroba (contingente)	-	-	-
TOTAL	4.999.470		42.533.326

Sondas de Perfuração

Sondas de Perfuração	<i>Em 31 de Dezembro</i>					
	2010		2009		2008	
	Contratadas	Próprias	Contratadas	Próprias	Contratadas	Próprias
Terra	22	12	31	13	25	11
Mar, por lâmina d'água (LDA)	44	9	36	9	31	8
Sondas Jack-up	1	5	2	5	2	4
Sondas Flutuantes	43	4	34	4	29	4
500 a 1000 m LDA	9	2	9	2	9	2
1000 a 1500 m LDA	13	1	12	1	10	1
1500 a 2000 m LDA	8	1	8	1	7	1
2000 a 2500 m LDA	9	0	4	0	2	0
2500 a 3000 m LDA	4	0	1	0	1	0
TOTAL	66	21	67	22	56	19

Produção

A Petrobras iniciou, em março de 2010, o TLD das áreas de Tiro e Sidon, com a instalação da plataforma semissubmersível SS-11 Atlantic Zephyr, cuja capacidade de produção de óleo é de 20 mil bpd e a de tratamento de gás é de 475.720 m³/dia. As jazidas estão localizadas no bloco exploratório BM-S-40 (100% Petrobras), na região sul da Bacia de Santos, a cerca de 210 km da costa. O TLD será feito em duas etapas: produção no poço 1-SPS-56, na acumulação de Tiro, por um período de 12 meses, e teste do poço 1-SPS-57, na área de Sidon, por igual período.

Em maio, foi iniciada a produção do FPSO Capixaba, no campo de Cachalote. Em julho, foi conectado a este FPSO um poço da seção Pré-Sal no campo de Baleia Franca. Esses campos ficam no Parque das Baleias, no litoral sul do

Espírito Santo, na Bacia de Campos. O FPSO tem capacidade para processar 100 mil bpd de óleo e 3,2 milhões de m³/dia de gás.

Além do início da produção do campo de Baleia Franca, no segundo semestre de 2010, foram iniciadas as operações de quatro novas plataformas. Em julho, entrou em produção o FPSO Cidade de Santos, para o desenvolvimento dos campos de Uruguá e Tambaú. Trata-se do primeiro FPSO instalado para o desenvolvimento definitivo de campos de petróleo e gás da Bacia de Santos. O navio está ancorado a 160 km da costa do estado de São Paulo, com lâmina d'água de 1.300 m, e tem capacidade para produzir 10 milhões de m³/dia de gás natural e 35 mil bpd de óleo.

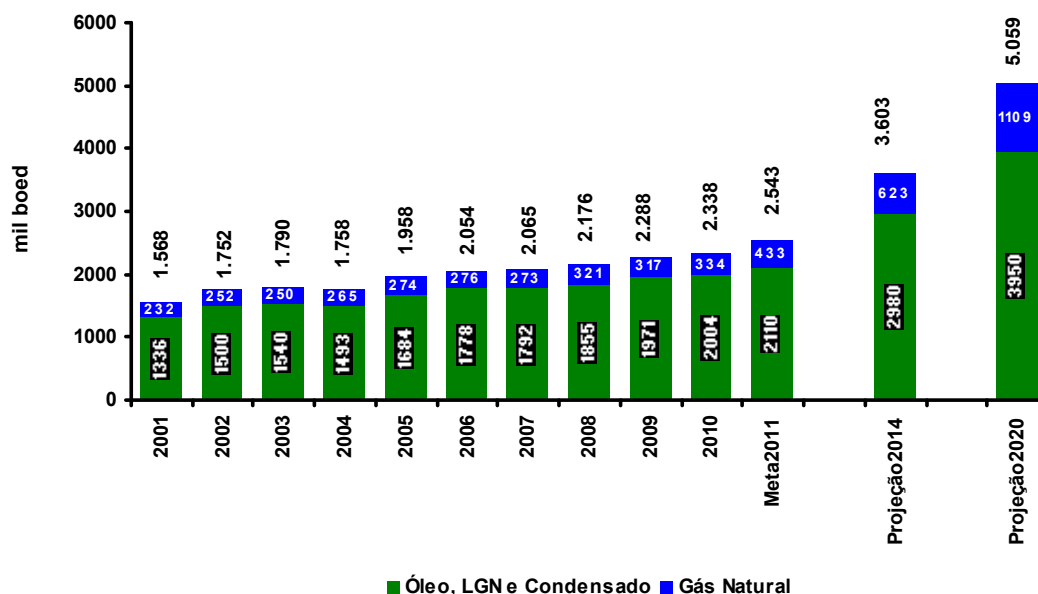
Em outubro, foi iniciada a operação do navio-plataforma Cidade de Angra dos Reis, a primeira unidade programada para produzir em escala comercial no Pré-Sal da Bacia de Santos, no campo de Lula. Esse sistema piloto complementar os dados técnicos colhidos pelo TLD iniciado em 2009, com informações relevantes sobre o reservatório e a produção, indispensáveis à concepção das futuras unidades que irão operar no Pré-Sal. O sistema tem capacidade para produzir 100 mil bpd de óleo e 5 milhões de m³/dia de gás natural e está ancorado a cerca de 300 km da costa, em lâmina d'água de aproximadamente 2.100 m. O campo de Lula é operado pela Petrobras (65%), em parceria com as empresas BG Group (25%) e Galp Energia (10%).

Em dezembro, a Petrobras iniciou a produção no campo de Jubarte, na Bacia de Campos, com a plataforma P-57, a 80 km da costa do Espírito Santo. A plataforma está ancorada em lâmina d'água de 1.260 m e tem capacidade para processar 180 mil bpd de óleo e 2 milhões de m³/dia de gás. Essa unidade inaugura uma nova geração de plataformas, concebidas a partir do conceito de engenharia que privilegia a simplificação de projetos e a padronização de equipamentos.

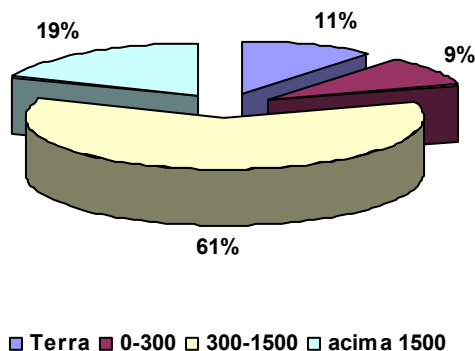
No mesmo mês, foi iniciado o TLD de Guará, no bloco exploratório BM-S-9 da Bacia de Santos, a cerca de 310 km da costa de São Paulo e a 55 km a sudoeste do campo de Lula. A plataforma Dynamic Producer foi instalada em lâmina d'água de 2.140 m. A Petrobras é a operadora (45%), em parceria com as empresas BG Group (30%) e Repsol (25%).

Esses projetos, aliados ao aumento de produção após a interligação de novos poços em diversas plataformas (P-53, P-51, P-34, FPSO Cidade de Vitória, FPSO Espírito Santo e FPSO Frade), compensaram o declínio natural da produção e ainda garantiram à companhia um aumento de 1,7% na produção nacional de óleo e LGN, que atingiu 2.004 mil bpd.

Evolução da Produção de Óleo, LGN e Condensado e Gás Natural no Brasil



Produção de Óleo, LGN e Condensado no Brasil (Em terra e por lâmina d'água)



Custos de Extração

Em 2010, o custo médio de extração, sem participação governamental, foi de US\$ 10,03/boe, um aumento de 14% em relação ao ano anterior devido ao maior número de intervenções em poços. Desconsiderando o efeito cambial, este índice cai para 5%. Com as participações governamentais, o custo de extração chegou a US\$ 24,64/boe, valor 20% acima do verificado em 2009. Sem computar o efeito cambial, o aumento ficou em 16%, influenciado principalmente pela elevação do preço médio de referência do petróleo nacional.

Em reais, o custo médio de extração foi de R\$ 17,58/boe, superior em 2% ao registrado no ano anterior. Incluídas as participações governamentais, o custo atingiu R\$ 43,48, valor superior em 10% ao do exercício anterior, novamente

influenciado pelo crescimento de 17% no preço médio de referência do petróleo nacional, em reais.

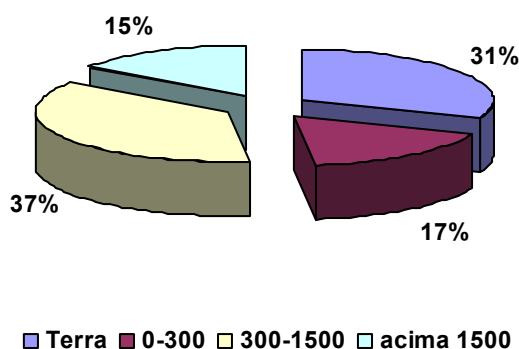
Produção de gás natural

A produção de gás natural em 2010 totalizou 56,6 milhões de m³/dia, um incremento de 3 milhões m³/dia em relação ao ano anterior, decorrente do aumento da demanda, principalmente no segundo semestre.

A oferta no Brasil cresceu em relação a 2009, devido principalmente à entrada em operação de novos projetos previstos no Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás), como a antecipação da produção de gás do campo de Canapu e o aumento da produção do campo de Camarupim, no Espírito Santo. Além disso, o início das operações de processamento na Unidade de Tratamento de Gás (UTG) Sul Capixaba permitiu o escoamento da produção proveniente do Parque das Baleias, assim como o término da adequação da Unidade de Processamento de Gás da Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) possibilitou o incremento da produção do campo de Lagosta, na Bacia de Santos.

Em continuidade à implementação dos projetos previstos no Plangás, o campo de Mexilhão entrará em produção em 2011 e será iniciado o escoamento do gás dos campos de Uruguá e Tambaú. Nesse mesmo ano, a produção do campo de Lula começará a ser escoada, o que confirmará a trajetória ascendente da oferta de gás para o atendimento à demanda do mercado.

Produção de Gás Natural no Brasil
(Em terra e por lâmina d'água)



Pré-Sal

As descobertas na camada Pré-Sal localizam-se na Bacia de Campos (campos de Marlim, Albacora Leste e Caratinga e no Parque das Baleias – Jubarte, Cachalote e Baleia Franca) e na Bacia de Santos (nas áreas de Guará, Iara, Júpiter, Parati, Bem-Te-Vi, Caramba, Carioca e Franco e nos campos de Lula e Cernambi). Caso sejam confirmados os volumes recuperáveis entre 8,1 bilhões

e 9,6 bilhões de boe, referentes à parcela da Petrobras em Lula, Cernambi, Guará, Iara e Parque das Baleias, deverá haver um aumento significativo nas reservas provadas da Petrobras nos próximos anos.

Em 2010 foram concluídas as perfurações de oito poços, sendo sete nas áreas licitadas do Pré-Sal da Bacia de Santos operadas pela Petrobras e um na área de Cessão Onerosa. Outros sete estão sendo perfurados, um deles na área de Cessão Onerosa. Os poços perfurados nos campos de Lula e Cernambi confirmaram o alto potencial e risco controlado sobre a ocorrência de hidrocarbonetos da área.

A entrada em operação do primeiro sistema definitivo do polo Pré-Sal da Bacia de Santos ocorreu em outubro, com o navio plataforma Cidade de Angra dos Reis e um poço produtor (9-RJS-660). O projeto, denominado Piloto de Lula, que prevê a interligação de seis poços produtores e três injetores, inclui a construção do gasoduto Tupi-Mexilhão, por onde será escoado o gás até a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato, em Caraguatatuba (SP), para posterior comercialização. O óleo do Piloto é transferido das plataformas por navios aliviadores de posicionamento dinâmico e destinado às refinarias brasileiras.

Em dezembro de 2010, a Petrobras encaminhou à ANP a declaração de comercialidade dos campos de Lula e Cernambi, com volumes recuperáveis de 6,5 bilhões de boe e 1,8 bilhão de boe, respectivamente. Até a declaração de comercialidade de Lula, a vazão de óleo do FPSO Cidade de São Vicente foi mantida próxima de 15 mil bpd, devido à limitação da vazão de gás direcionada para o *flare* de 500 mil m³/dia, conforme acordo com a ANP para o TLD. Com o início da produção comercial do FPSO Cidade de Angra dos Reis e da entrada em operação da infraestrutura de escoamento de gás, o pico de produção deve ser atingido em 2012, com vazão de óleo próxima de 100 mil bpd.

Em dezembro de 2010 também foi iniciado o segundo TLD do Pré-Sal da Bacia de Santos, no BM-S-9 (Guará).

Para atender às atividades do Pré-Sal, foram assinados os contratos para construção dos oito cascos de FPSOs replicantes. Esses cascos, somados aos três FPSOs pilotos já contratados (Cidade de Angra dos Reis, Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty), destinam-se à primeira fase de desenvolvimento da produção do Pré-Sal da Bacia de Santos. Essa foi a primeira contratação em bloco, seguindo a estratégia de utilização de soluções e equipamentos padronizados como forma de acelerar o desenvolvimento da área.

Os promissores resultados obtidos nessas jazidas mais profundas permitiram à companhia estimar, para 2017, uma produção diária superior a 1 milhão de boe nas áreas do Pré-Sal em que é operadora, incluindo a parcela de produção que cabe aos seus parceiros.

Reservas provadas

As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural da Petrobras no Brasil atingiram 15,283 bilhões de boe em 2010 pelo critério ANP/SPE, um

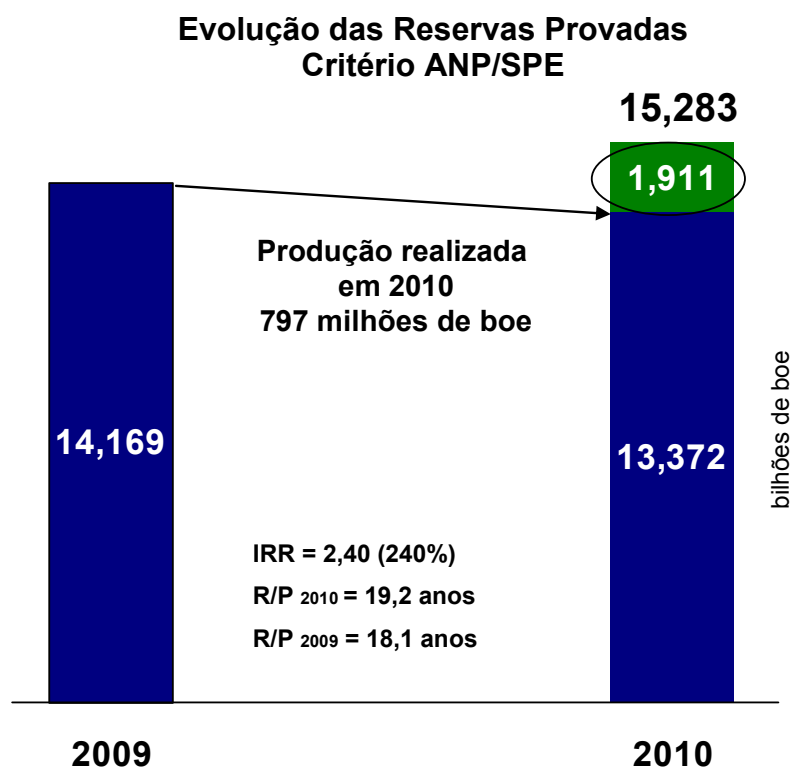
aumento de 8% em relação ao ano anterior. Foi apropriado 1,911 bilhão de boe em reservas e produzidos 797 milhões de boe, incorporando às reservas provadas da companhia 1,114 bilhão de boe.

Com essa incorporação, o Índice de Reposição de Reservas (IRR) foi de 240%, o que significa que para cada barril de óleo equivalente produzido no ano foi acrescentado 1,4 barril de óleo equivalente às reservas. O indicador Reserva/Produção (R/P) aumentou para 19,2 anos.

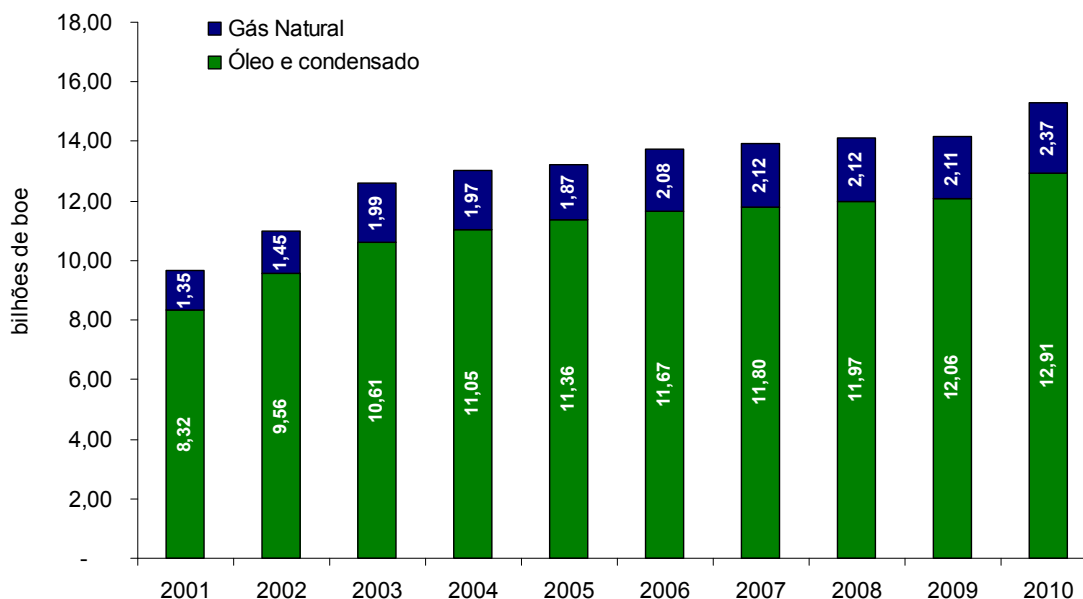
Além dos volumes acima referidos, a Petrobras possui o direito de produzir, em áreas do pré-sal, o volume de 5 bilhões de boe, adquirido em 2010 através do Contrato de Cessão Onerosa.

Entre as principais apropriações em 2010, estão:

- Descobertas de Lula e Cernambi na Unidade de Operações da Bacia de Santos;
- Descobertas nos campos de Marlim e Pampo na Unidade de Operações da Bacia de Campos; e nos campos de Barracuda, Caratinga e Marlim Leste na Unidade de Operações do Rio de Janeiro;
- Projetos de aumento de recuperação de petróleo nos campos de Roncador, Marlim Sul, Albacora Leste e Marlim Leste na Unidade de Operações do Rio de Janeiro; de Marimbá e Maromba na Unidade de Operações da Bacia de Campos e de Leste de Urucu na Unidade de Operações do Amazonas.
- Foi apropriado como reserva provada 1,071 bilhão de boe do Pré-Sal da Bacia de Santos e 0,210 bilhão de boe do Pré-Sal da Bacia de Campos.



IRR: Índice de Reposição de Reservas
R/P: Relação Reserva / Produção

Reservas Provadas - Brasil
Critério ANP/SPE

Projetos

Principais sistemas que entrarão em produção em 2011:

- **Campo de Mexilhão** – Localizado na Bacia de Santos, o campo será desenvolvido com a instalação de uma plataforma fixa, em lâmina d'água de aproximadamente 170 m, com capacidade para 15 milhões de m³/dia de gás. Para o escoamento do gás, foi lançado um gasoduto com 139 km de extensão até o litoral de Caraguatatuba.
- **Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba** – Essa unidade, no litoral de São Paulo, entrará em operação para especificar o gás dos campos de Uruguá, Tambaú, Mexilhão e Lula. Sua capacidade de processamento será de 18 milhões de m³/dia de gás natural e de 42 mil bpd de óleo.
- **Campo de Marlim Sul, Módulo 3 (Plataforma P-56)** – Localizado na Bacia de Campos, o Módulo 3 será desenvolvido com a instalação de uma plataforma semissubmersível (P-56), em lâmina d'água de aproximadamente 1.700 m, com capacidade de processamento de 100 mil bpd de óleo e compressão de 6 milhões m³/dia de gás. O óleo será escoado para a plataforma P-38, e o gás, para a P-51.
- **TLD no BM-C-36 (Aruanã)** – Localizado na Bacia de Campos, o sistema piloto avaliará a descoberta na concessão BM-C-36, do bloco exploratório C-M-401. O poço descobridor RJS-661 será interligado ao FPSO Cidade de Rio das Ostras, em lâmina d'água de aproximadamente 1.000 m, com capacidade de processamento de 20 mil bpd de óleo.

TLDs previstos para 2011:

- **TLD de Lula Nordeste (BM-S-11)** – O teste de produção terá início com a instalação do FPSO BW São Vicente, em lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m.
- **TLD de Carioca Nordeste (BM-S-09)** – Os testes de produção terão início com a instalação do FPSO Dynamic Producer, em lâmina d'água de aproximadamente 2.150 m.
- **TLD de Iracema (BM-S-11)** – O teste de produção terá início com a instalação do FPSO BW São Vicente, em lâmina d'água de aproximadamente 2.100 m.

Prosseguirão as obras de construção e montagem das seguintes plataformas:

- **SS P-55** – Módulo 3 do campo de Roncador, na Bacia de Campos;
- **TLWP P-61 e FPSO P-63** – Módulos 1 e 2 do campo de Papa-Terra, na Bacia de Campos;
- **FPSO P-58** – Parque das Baleias, na Bacia de Campos;
- **P-62** – Módulo 4 do campo de Roncador, na Bacia de Campos;
- **FPSO Cidade de Itajaí** – Área de Tiro e Sidon (BM-S-40), na Bacia de Santos;
- **FPSO Cidade de São Paulo** – Área de Guará (BM-S-09), no Pré-Sal da Bacia de Santos;
- **FPSO Cidade de Paraty** – Área de Lula Nordeste (BM-S-11), no Pré-Sal da Bacia de Santos;

Espera-se a assinatura dos seguintes contratos:

- Construção das sondas de perfuração próprias específicas para operação em lâmina d'água ultraprofunda, de até 3.000 m;
- Construção das facilidades de produção para os FPSOs replicantes para o desenvolvimento do polo Pré-Sal da Bacia de Santos;
- Afretamento de dois FPSOs destinados aos projetos-pilotos da área de Guará-Norte e do campo de Cernambi, na Bacia de Santos, com o objetivo de antecipar a produção do Pré-Sal. Cada FPSO terá capacidade de produzir 150 mil bpd de óleo e 8 milhões de m³/dia de gás.

Refino e Comercialização

Refino

As 12 refinarias da Petrobras no Brasil processaram 1.798 mil bpd de carga fresca em 2010, com utilização média de 93% da capacidade, e produziram 1.832 mil bpd de derivados. Do volume total do petróleo processado, 82% foram provenientes de campos brasileiros.

Ao longo do ano, foram realizadas paradas programadas para manutenção nas refinarias Presidente Bernardes (RPBC), Presidente Getúlio Vargas (Repar), Henrique Lage (Revap) e Paulínia (Replan). Nesta última, a capacidade de processamento foi ampliada para 396 mil bpd.

O programa de maximização da produção de diesel e querosene, via ajuste de condições operacionais das refinarias, gerou 17,1 milhões de barris adicionais em 2010, aumentando de 42,2% para 44,8% o volume destes derivados em relação à carga de petróleo processada.

Devido à crescente produção nacional de petróleo, a companhia vem investindo em novas unidades de refino e em melhorias tecnológicas para adequar os derivados produzidos a partir desse petróleo às necessidades do mercado. Nesse sentido, entrou em operação uma unidade de coqueamento retardado na Revap, com o objetivo de reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a de derivados médios.

Outro destaque foi o início de operação da Unidade de Hidrotratamento de Nafta de Coque da Revap, que trata este produto em conjunto com a nafta de destilação direta, processo que auxilia na produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre. Essa instalação faz parte de um conjunto de unidades que viabilizará a produção de gasolina de baixo teor de enxofre.

Em 2010, a companhia continuou investindo na qualidade de seus combustíveis. Para a gasolina, estão sendo implementadas melhorias nas refinarias Duque de Caxias (Reduc), Gabriel Passos (Regap), Landulpho Alves (RLAM), Capuava (Recap), Repar, Revap, RPBC e Replan. Para a redução do teor de enxofre do diesel vêm sendo realizados investimentos nas refinarias RPBC, Reduc, Regap, RLAM, Repar, Recap, Replan e Refinaria de Manaus (Reman), sendo que a Unidade de Hidrotratamento da Revap já se encontra em operação. Com esses investimentos, a cesta de derivados estará mais adequada à demanda e à qualidade requerida.

A capacidade de produção de propeno, produto de alto valor agregado, cresceu com a entrada em operação de unidades na Repar e na Replan, alcançando 1.329 mil t/ano.

Em setembro, entrou em operação a unidade de gasolina na Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), com capacidade para produzir 5,2 mil bpd de gasolina

e 1,6 mil bpd de nafta petroquímica. A Refinaria atingiu a capacidade total de processamento de 34 mil bpd de petróleo.

Novos empreendimentos

Refinaria Abreu e Lima

A Refinaria terá capacidade para processar 230 mil bpd de óleo pesado e produzir até 162 mil bpd de diesel com baixo teor de enxofre (10 ppm), em conformidade com as especificações internacionais para esse combustível. Produzirá também GLP, nafta petroquímica, óleo combustível para navios e coque de petróleo. O início das atividades operacionais da refinaria está previsto para dezembro de 2012.

Refinarias Premium

A Petrobras construirá duas refinarias para produzir derivados classificados como Premium (elevada qualidade e baixo teor de enxofre), otimizando o uso do petróleo nacional. Essas refinarias produzirão basicamente destilados médios, como diesel e QAV. Parte do coque será consumida nas próprias unidades, para geração de vapor e energia.

A Refinaria Premium I, a ser construída em Bacabeira (MA), está programada para operar em duas fases: a primeira, prevista para 2014, com capacidade de processamento de 300 mil bpd de óleo, e a segunda, em 2016, ampliando a capacidade para 600 mil bpd de petróleo. O empreendimento contará com um terminal portuário para receber, armazenar e expedir granéis líquidos e sólidos.

A Premium II, com início de operação previsto para 2017, será construída em Caucaia (CE) e terá capacidade para processar 300 mil bpd de óleo. A Refinaria será interligada a um terminal portuário em Pecém por uma faixa de dutos de 11 km de extensão.

Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)

A Refinaria do Comperj está sendo construída em Itaboraí (RJ) e está programada para operar em duas fases: a primeira, prevista para o final de 2013, com capacidade de processamento de 165 mil bpd de óleo, e a segunda, em 2018, elevando a capacidade para 330 mil bpd de petróleo.

Na Refinaria, serão produzidos diesel, GLP, QAV, nafta, óleo combustível, coque e enxofre, a fim de suprir o mercado nacional e fornecer matéria-prima para as unidades petroquímicas.

Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)

As obras de ampliação da RPCC, em Guamaré (RN), foram programadas em três etapas. A primeira delas é a Unidade de Gasolina, concluída em setembro. A segunda compreenderá a Tancagem de Diesel e a terceira, Duto Submarino e Quadro de Boias. A previsão do término total da obra de ampliação é outubro de 2011.

Com capacidade atual de processamento de 34 mil bpd, a RPCC é integralmente abastecida com petróleo proveniente do próprio estado e pode produzir 5,2 mil bpd de gasolina e 1,6 mil bpd de nafta petroquímica, além de diesel e QAV.

Comercialização

Mercado interno

Como resultado do crescimento econômico do País, a companhia vendeu em 2010 no mercado interno 2.378 mil bpd, volume superior em 13% ao de 2009. Os principais produtos em volume de vendas foram óleo diesel, gasolina, GLP, nafta e gás natural. Já a demanda de QAV cresceu 19%, devido à recuperação da economia nacional e mundial e consequente aumento do número de voos nacionais e internacionais a partir do Brasil.

As vendas de nafta aumentaram 2% em 2010, devido à reposição de estoques da indústria após a crise econômica mundial ocorrida no ano anterior. As vendas de GLP expandiram-se 4%, impulsionadas pela recuperação da economia e da produção industrial, enquanto as de gasolina subiram 17%, devido ao crescimento do mercado e à menor disponibilidade de álcool na entressafra, o que levou à redução do teor de álcool anidro na mistura.

Com relação ao óleo diesel, a expansão de 9% nas vendas está associada à recuperação expressiva do PIB, com destaque para o melhor desempenho da atividade industrial, o aumento da safra de grãos e a intensificação dos investimentos em obras de infraestrutura. Houve um crescimento de 43% nas vendas de asfalto, decorrente do aumento da demanda de pavimentação e manutenção viárias.

As vendas de óleo combustível caíram 1%, devido à substituição desse insumo por gás natural e carvão mineral nas indústrias.

Exportações x importações

As exportações de petróleo atingiram 497 mil bpd, superando em 4% o volume de 2009, crescimento provocado, basicamente, pelo aumento da produção. Já as vendas de derivados para o mercado externo somaram 200 mil bpd, registrando queda de 12%.

As importações de petróleo ficaram em 316 mil bpd, uma redução de 20%, enquanto as de derivados somaram 299 mil bpd, um acréscimo de 97%. A importação de derivados, como diesel e QAV, aumentou devido à expansão do consumo no mercado interno. O volume de diesel importado atingiu 143 mil bpd, 149% superior ao de 2009, e o de QAV, 34 mil bpd, um acréscimo de 60%. Foram importados 9 mil bpd de gasolina, em função do crescimento expressivo da frota de veículos *flex fuel*, associado à escassez de álcool no mercado no início de 2010.

O saldo financeiro da Balança Comercial da companhia em 2010, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados, sem considerar gás natural, gás natural liquefeito (GNL) e nitrogenados, apresentou um superávit de US\$ 1,534 bilhão.

Petroquímica

A atuação da Petrobras na área de petroquímica é integrada aos demais negócios da companhia, de forma a ampliar a produção de petroquímicos e de biopolímeros, preferencialmente por meio de participações societárias no Brasil e no exterior.

Acordo de Investimentos na Braskem

A companhia consolidou sua atuação no setor com o aumento de sua participação na Braskem. O Acordo de Investimentos, celebrado em janeiro de 2010, estabeleceu que a operação de integração das participações petroquímicas entre Petrobras e Odebrecht ocorreria em várias etapas.

Em fevereiro, a WBW, controlada da Petrobras Química S.A. - Petroquisa (subsidiária integral da Petrobras) e detentora de 31% do capital votante da Braskem, foi incorporada pela BRK, *holding* formada para concentrar as ações ordinárias de emissão da Braskem, pertencentes à Odebrecht e à Petrobras. No mesmo mês, a Petrobras e a Odebrecht firmaram um acordo que passou a regular as relações na qualidade de acionistas da Braskem e da BRK.

Para atender ao Acordo de Investimentos, a Odebrecht, em março, aportou R\$ 1 bilhão, e a Petrobras, em abril, mais R\$ 2,5 bilhões na BRK. Após os aportes, a Odebrecht e a Petrobras passaram a deter 53,79% e 46,21% do capital total da BRK, respectivamente.

Com o aumento de capital da BRK, foi iniciada a etapa seguinte do Acordo de Investimentos, a chamada de capital da Braskem S.A., que resultou em uma subscrição por seus acionistas de cerca de R\$ 3,7 bilhões, finalizada em abril. No mesmo mês, a Braskem adquiriu, da Unipar, 60% da Quattor e, em maio, 100% da Unipar Comercial e 33,33% da Polibutenos. Em junho, as ações da Quattor detidas pela Petrobras foram incorporadas pela Braskem.

Ainda no âmbito do Acordo de Investimentos, Petrobras, Braskem e BNDESPar anteciparam o direito de venda das ações que a BNDESPar detinha na Rio Polímeros S.A. (Riopol). Assim, a Petrobras passou a deter 10% do capital social total da Riopol, incorporada à Braskem em agosto. Após essa incorporação, Petrobras e Odebrecht passaram a deter, respectivamente, 36,1% e 38,3% do capital social total da Braskem.

Em janeiro de 2010, Petrobras, Odebrecht e Braskem firmaram um acordo de associação para regular a participação da Braskem no Comperj e no Complexo Petroquímico de Suape.

Aumento de participação na Petrocoque

Em janeiro, foi adquirida pelos sócios Petroquisa e Universal e pela própria Petrocoque (recompra das ações) a totalidade das ações da Petrocoque detidas pela Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) na forma e condições estabelecidas no Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado em dezembro de 2009.

Em função dessa aquisição e após o cancelamento das ações em tesouraria, a Petroquisa e a Universal passaram a deter, cada uma, 50% das ações da Petrocoque. Com a nova configuração societária da companhia, foi assinado, em abril, um novo Acordo de Acionistas e reformado o Estatuto Social da sociedade, de forma a adequá-lo à nova situação.

Projetos

Os investimentos no setor petroquímico previstos no Plano de Negócios 2010-2014 somam US\$ 5,1 bilhões, o equivalente a 2% do total.

- **Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)** – As unidades petroquímicas do Comperj, com início de operação previsto para 2017, produzirão petroquímicos básicos (eteno, propeno, benzeno, p-xileno e butadieno) e associados (estireno, etilenoglicol, polietilenos, polipropileno e outros).
- **Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) e Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe)** – A Petroquisa detém 100% do capital social dessas duas empresas, responsáveis pela implementação do Complexo PetroquímicaSuape. O Complexo reúne três unidades integradas: uma para produção de 700 mil t/ano de ácido tereftálico purificado (PTA), outra para produção de 450 mil t/ano de resina PET (polietileno tereftalato) e uma terceira que fabricará 240 mil t/ano de polímeros têxteis e filamentos de poliéster. Além de tornar possível a retomada da produção nacional de PTA e de duplicar a oferta de PET BG (*bottle grade* – grau garrafa PET) no Brasil, a PetroquímicaSuape representará a revitalização do segmento têxtil, devido à oferta interna de fios com qualidade e preço.

- **Coquepar** – Petroquisa e Unimetal, em parceria, construirão duas unidades de calcinação de coque de petróleo, no Rio de Janeiro e no Paraná. A capacidade total de produção será de 700 mil t/ano. Em setembro de 2010, foi adquirida pelos sócios Petroquisa e Unimetal a totalidade das ações da Coquepar detidas pela Energy Investment S.A. Em função dessa aquisição, a Petroquisa e a Unimetal passaram a deter, cada uma, 50% das ações da Coquepar.

Sistema Logístico de Etanol

Tendo em vista o crescente mercado de etanol, principalmente no Brasil, a Petrobras desenvolveu um programa que consiste na ampliação da infraestrutura dutoviária e hidroviária do País para transporte de etanol da região produtora do Centro-Oeste e de São Paulo para os mercados doméstico e de exportação. O programa visa reduzir o custo logístico e as emissões de CO₂ na atmosfera, com a substituição do modal rodoviário por dutovias e hidrovias.

O Sistema Multimodal de Logística de Etanol, cujo investimento totaliza R\$ 6 bilhões, contempla, além de adaptações e melhorias em instalações existentes da Petrobras, a construção de novos dutos, terminais, barcaças/empurradores, centros coletores e estações intermediárias de bombeamento.

O início de movimentação de etanol ocorrerá em 2011 pelo sistema de dutos da Petrobras entre Paulínia (SP), Grande São Paulo e Rio de Janeiro. Já a movimentação pelo primeiro trecho do etanolduto, entre Ribeirão Preto (SP) e Paulínia, está prevista para 2012.

O projeto da hidrovia Tietê/Paraná utilizará comboios de barcaças e empurradores, construídos e operados pela Transpetro, para transportar etanol desde as áreas produtoras de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais até Paulínia. A partir de Paulínia, o sistema passará a utilizar dutos a serem construídos e os existentes para entrega aos mercados doméstico e de exportação.

O desenvolvimento desse Sistema Logístico será conduzido por uma empresa em que a Petrobras deterá 20% de participação, enquanto outras empresas, notadamente do setor sucroalcooleiro, participarão nos restantes 80%.

Transporte

Transporte e armazenamento

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), subsidiária da Petrobras para o segmento de transporte e armazenamento de petróleo, derivados, etanol e gás

natural, opera 7.179 km de oleodutos, 7.193 km de gasodutos e 48 terminais – 20 terrestres e 28 aquaviários –, além de 52 navios.

Em 2010, 48,9 milhões de t de petróleo e derivados foram transportados por navio, volume 15% inferior ao de 2009. A Transpetro movimentou, em seus terminais, 704 milhões de m³ de líquidos, volume 4% superior ao de 2009, além de uma média de 57 milhões de m³/dia de gás natural, 62% acima da registrada no ano anterior, em função da maior demanda de geração termelétrica e à recuperação dos outros mercados. O recorde de movimentação de gás natural no ano foi de 69 milhões de m³/dia.

Novos navios

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) da Transpetro compreende a construção de 49 navios, em duas fases, que acrescentarão 4 milhões de toneladas de porte bruto (tpb) à capacidade da frota atual. O Promef permitirá a incorporação de novas tecnologias às embarcações e foi desenvolvido com base em três premissas: construir os navios no Brasil, alcançar o nível mínimo de nacionalização de 65% na primeira fase e de 70% na segunda fase e oferecer condições para os estaleiros se tornarem internacionalmente competitivos.

Em Pernambuco, estão sendo construídos os navios do tipo Suezmax (para transporte de óleo) e, no Rio de Janeiro, navios do tipo Produtos (para transporte de derivados de petróleo e etanol, com capacidade de 48 mil tpb), do tipo Panamax (para transporte de derivados de petróleo) e do tipo Bunker (para transporte de combustível para abastecimento de outras embarcações). Os demais serão construídos a partir de 2011.

O lançamento ao mar do primeiro Navio Tanque do Promef (NT João Cândido) ocorreu em maio, em Pernambuco; o segundo (NT Celso Furtado), em junho, e o terceiro (NT Sergio Buarque de Holanda), em novembro, ambos no Rio de Janeiro. Em 2011, está prevista a entrega de cinco navios do Promef (dois do tipo Suezmax e três do tipo Produtos).

Na segunda fase do Programa está prevista a construção de 23 embarcações, das quais 15 já contratadas. Sete delas são aliviadores de última geração, que serão construídos pela primeira vez no Brasil; três são para transporte de *bunker* (óleo combustível de navio); e cinco são gaseiros, para transporte de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Os oito navios restantes estão em processo de licitação.

Para atender à demanda de transporte de biocombustíveis (sobretudo etanol) pela bacia hidrográfica do Tietê-Paraná, a Transpetro contratou a construção de 20 comboios fluviais, cada um composto por um empurrador e quatro barcas. A capacidade de cada comboio é de aproximadamente 7.600 m³.

Terminais e Oleodutos

No Terminal de Guamaré (RN), a infraestrutura terrestre foi ampliada para permitir a movimentação de derivados da Refinaria Potiguar. A infraestrutura marítima também será ampliada, com investimentos de R\$ 419 milhões.

Para garantir o escoamento do aumento da produção de GLP em função do Plangás, a Petrobras está ampliando, na Baía de Guanabara, o Terminal da Ilha Redonda e construindo novas instalações na Ilha Comprida. Em Barra do Riacho (ES), também está sendo construído um novo terminal.

Os terminais terrestres de Jequié (BA), Itabuna (BA), Itajaí (SC), Biguaçu (SC), Guaramirim (SC), Uberaba (MG), Uberlândia (MG) e Guarulhos (SP) foram capacitados para operar com biodiesel, de forma a atender os percentuais de mistura ao diesel exigidos pela legislação.

Operações com Gás Natural

A malha de gasodutos de transporte e de transferência operada e mantida pela Transpetro somou 7.193 km, um aumento de 1.771 km em relação a 2009. Entraram em operação os seguintes gasodutos: o Ramal-UTG-Sul, o segundo trecho do Gasduc III, o Gascac, o duto de transferência Revap-PQU, o Gasbel II, o Pilar-Ipojuca, o Variante do Nordeste e o primeiro trecho do Gastau.

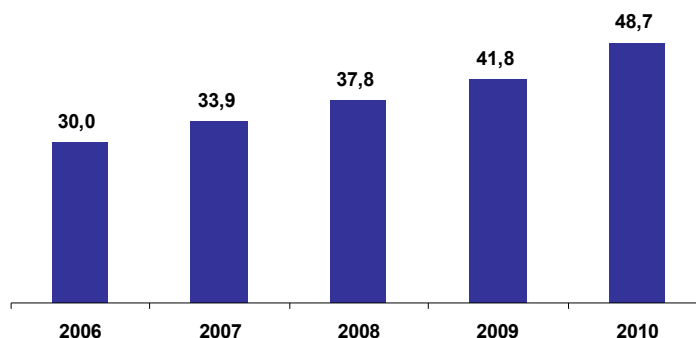
A Transpetro opera sete plantas no Terminal de Cabiúnas (Tecab), com capacidade de processamento de 19,7 milhões de m³/dia de gás natural da Bacia de Campos. Em 2010, o volume processado foi de aproximadamente 16 milhões de m³/dia e a produção de GLP, de 14 mil t/dia.

Distribuição

A Petrobras Distribuidora, maior distribuidora de combustíveis do Brasil, chega ao fim de 2010 com a marca de 48.690 mil m³ comercializados, volume 8,2% maior que o registrado no ano anterior. A Distribuidora ultrapassou pela primeira vez a barreira dos 4 milhões de m³, estabeleceu o recorde de vendas de 4.058 mil m³/mês e manteve sua liderança no mercado doméstico de combustíveis, com *market share* anual de 38,8%, equivalente a um crescimento de 0,8 p.p.

Com uma rede de 7.306 postos de serviços e cerca de 11 mil consumidores diretos, a Petrobras Distribuidora obteve uma receita operacional líquida de R\$ 66 bilhões e lucro líquido de R\$ 1,41 bilhão em 2010.

Evolução do volume de vendas da Petrobras Distribuidora em milhões de m³



Em linha com a estratégia de liderar o mercado brasileiro de distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis, de aumentar a participação no mercado e de ampliar a capacidade logística para atender, de forma otimizada, ao crescimento dos diversos mercados, foram realizados investimentos diretos de R\$ 895 milhões pelo segmento de Distribuição. Desse total, 28,2% destinaram-se à infraestrutura logística, 27,6% ao desenvolvimento e à modernização da rede de postos de serviço, 20,4% à manutenção da infraestrutura de distribuição de GLP e 19% ao suporte aos clientes comerciais e industriais.

No ano, 336 postos oriundos da aquisição da Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga foram visualmente adequados ao padrão da Petrobras Distribuidora, restando 141 para a finalização do processo. Foi inaugurada a Rede de Distribuição de Gás Natural Canalizado de Cachoeiro do Itapemirim (ES), com extensão de 60 km de dutos e capacidade para transportar 600 mil m³/dia de gás natural para indústrias, estações de serviços e estabelecimentos comerciais capixabas. Também iniciou as atividades o Centro Operativo de GLP de Duque de Caxias (RJ), para aumentar a participação no mercado no estado, com capacidade de estocagem de 480 t de GLP e de envasamento de 4.500 t/mês.

Outras iniciativas da Distribuidora foram a revitalização da marca Lubrax, o lançamento do Centro Tecnológico de Lubrificação Automotiva Lubrax + e a segunda edição do Plano Integrado de Marketing, voltado exclusivamente para a rede de postos de serviços.

Gás Natural

A expansão da oferta de gás natural continuou em 2010, com a conclusão de importantes projetos voltados para a infraestrutura de produção e escoamento. A produção, incluindo a de parceiros, atingiu 62 milhões de m³/dia, superando em 7,5% a de 2009. A oferta doméstica foi de 28,6 milhões de m³/dia, descontados o gás liquefeito e o utilizado no processo produtivo, a injeção nos poços e as perdas.

A oferta total de gás natural ao mercado brasileiro foi de 62,4 milhões de m³/dia, sendo 26,2 milhões de m³/dia através do gasoduto Bolívia-Brasil, já descontado o gás de uso no sistema. O volume importado de GNL regaseificado foi de 7,6 milhões de m³/dia, chegando a 18,9 milhões de m³/dia. O aumento do consumo em relação ao ano anterior é resultado do reaquecimento da economia e da maior demanda termelétrica, especialmente no segundo semestre.

Os investimentos foram expressivos em 2010: a infraestrutura de transporte recebeu R\$ 6 bilhões. Foram destaques a expansão da capacidade da malha de gasodutos no País e os empreendimentos de geração de energia elétrica.

Transporte de Gás Natural

A malha nacional de gasodutos de transporte aumentou 1.696 km, totalizando 9.506 km. Entraram em operação, em 2010, os seguintes dutos:

- **Pilar-Ipojuca** – O gasoduto se estende por 189,1 km, partindo da Estação de Distribuição de Gás (EDG) de Pilar até a Estação de Ipojuca. Em conjunto com a ampliação do Serviço de Compressão de Pilar, permite elevar a capacidade de movimentação do sistema Pilar-Guamaré de 3,5 milhões m³/dia para até 7,5 milhões m³/dia. Dessa forma, é possível aproveitar gás do Gasene para atendimento à usina termelétrica (UTE) Termopernambuco, à Refinaria Abreu e Lima e aos estados de Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte.
- **Paulínia-Jacutinga** – Com 93 km de extensão e capacidade de escoamento de 5 milhões de m³/dia, o Gasoduto Paulínia-Jacutinga permite levar, pela primeira vez, gás natural para atender aos municípios do sul de Minas Gerais.
- **Ramal Gascav - UTG Sul Capixaba** – Com 10 km de extensão e capacidade de transporte de 2 milhões de m³/dia, interliga o Gasoduto Cabiúnas - Vitória (Gascav) à Unidade de Tratamento de Gás Sul Capixaba (UTG - Sul Capixaba) para o suprimento de gás à região de Anchieta (ES).
- **Cabiúnas – Reduc III (Gasduc III)** – É o maior gasoduto em diâmetro da América do Sul e com a maior capacidade de transporte (40 milhões de m³/dia) entre os gasodutos brasileiros. Com 181 km de extensão, permite o escoamento do gás natural das bacias de Campos e do Espírito Santo.
- **Rio de Janeiro– Belo Horizonte II (Gasbel II)** - Com 268,9 km de extensão e capacidade para transportar 5 milhões de m³/dia, permite ampliar a oferta de gás natural para Minas Gerais. As principais áreas atendidas são a região metropolitana de Belo Horizonte e o Vale do Aço, onde estão instaladas importantes indústrias dos setores de mineração, siderurgia e celulose. O Gasbel II amplia o fornecimento de gás natural para atendimento às UTEs Aureliano Chaves e Juiz de Fora.
- **Cacimbas – Catu (Gascac)** – Com 954 km de extensão e capacidade para transportar 20 milhões de m³/dia, o Gascac é o maior trecho do Gasene (Gasoduto Sudeste–Nordeste, o gasoduto da integração). Interliga a Estação

de Tratamento de Gás de Cacimbas, em Linhares (ES), à Estação de Distribuição de Gás (EDG) de Catu, em Pojuca (BA).

Gás Natural Liquefeito

O ano de 2010 marcou a consolidação da Petrobras como *player* global no mercado de gás natural liquefeito. Com constante diversificação do portfólio, a companhia firmou 37 contratos do tipo MSA (Master Sales Agreement). Foram realizadas 41 operações de compra de cargas, das quais 36 destinadas ao Brasil e cinco revendidas no mercado externo.

A Petrobras, em parceria com a BG, a Repsol e a Galp, implementou um processo competitivo para selecionar, entre três projetos de engenharia, a melhor proposta do ponto de vista técnico e econômico para a construção de uma planta de liquefação embarcada, que permitirá o escoamento de 14 milhões de m³/dia de gás natural do Pré-Sal a partir de 2016.

Comercialização de Gás Natural

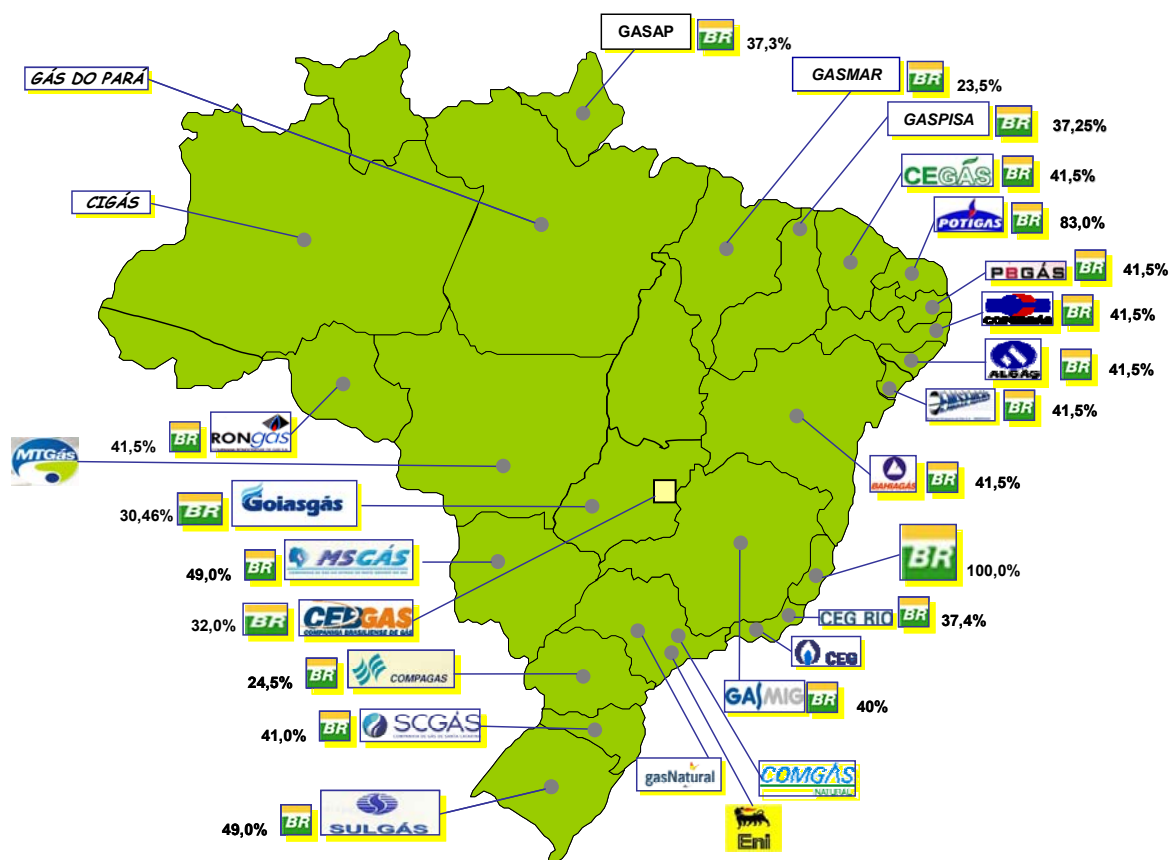
Em março, a Petrobras realizou o 10º leilão eletrônico de gás natural, com a oferta de 22 milhões de m³/dia por um prazo de seis meses, posteriormente estendido para oito meses, com início de entrega em abril de 2010. Esse leilão dá continuidade à estratégia da Petrobras para o desenvolvimento do mercado de curto prazo de gás natural. Em novembro foi realizado o 11º leilão, por um prazo de quatro meses, com início de entrega em dezembro de 2010. Nesses leilões, pela primeira vez, as distribuidoras não foram separadas por sub-mercado, pois o Gasene já estava em operação, integrando o mercado de gás natural do Brasil. No último certame, foram vendidos 9,18 milhões de m³/dia de gás natural, volume 34% superior ao recorde comercializado em leilões anteriores e equivalente a 61% do total de 15 milhões de m³/dia ofertados.

A Petrobras também iniciou uma nova modalidade de comercialização, a venda semanal de gás natural. Desde o início da operação, todas as 18 distribuidoras cadastradas efetuaram pedidos. Os leilões de curto prazo e a venda semanal estão consolidados no mercado de gás natural brasileiro e prosseguirão em 2011.

Distribuição de Gás Natural

O volume médio de gás natural comercializado pelas distribuidoras em todo o Brasil, em 2010, ficou em 49 milhões m³/dia. A participação da Petrobras em 20 das 27 distribuidoras estaduais em todo o Brasil manteve praticamente o mesmo perfil de 2009, com percentuais que variam de 24% a 100%.

Em relação ao ano de 2009, o consumo não térmico das distribuidoras em que a Petrobras possui participação aumentou 15% (de 13 milhões m³/dia para 15 milhões m³/dia), enquanto o consumo térmico cresceu 181% (de 2,6 milhões m³/dia para 7,4 milhões m³/dia), totalizando um acréscimo de 43% (de 15,6 milhões m³/dia para 22,4 milhões m³/dia).

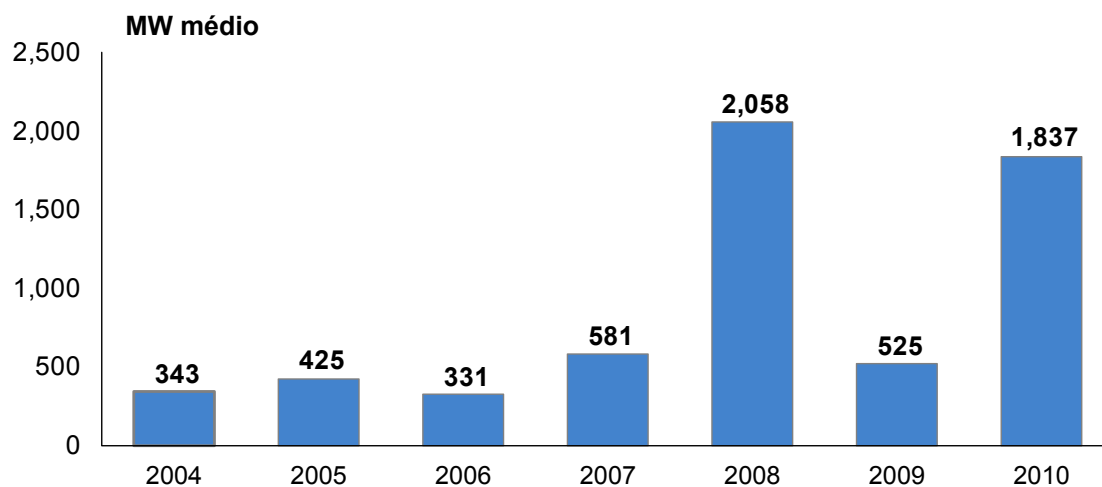


Energia Elétrica

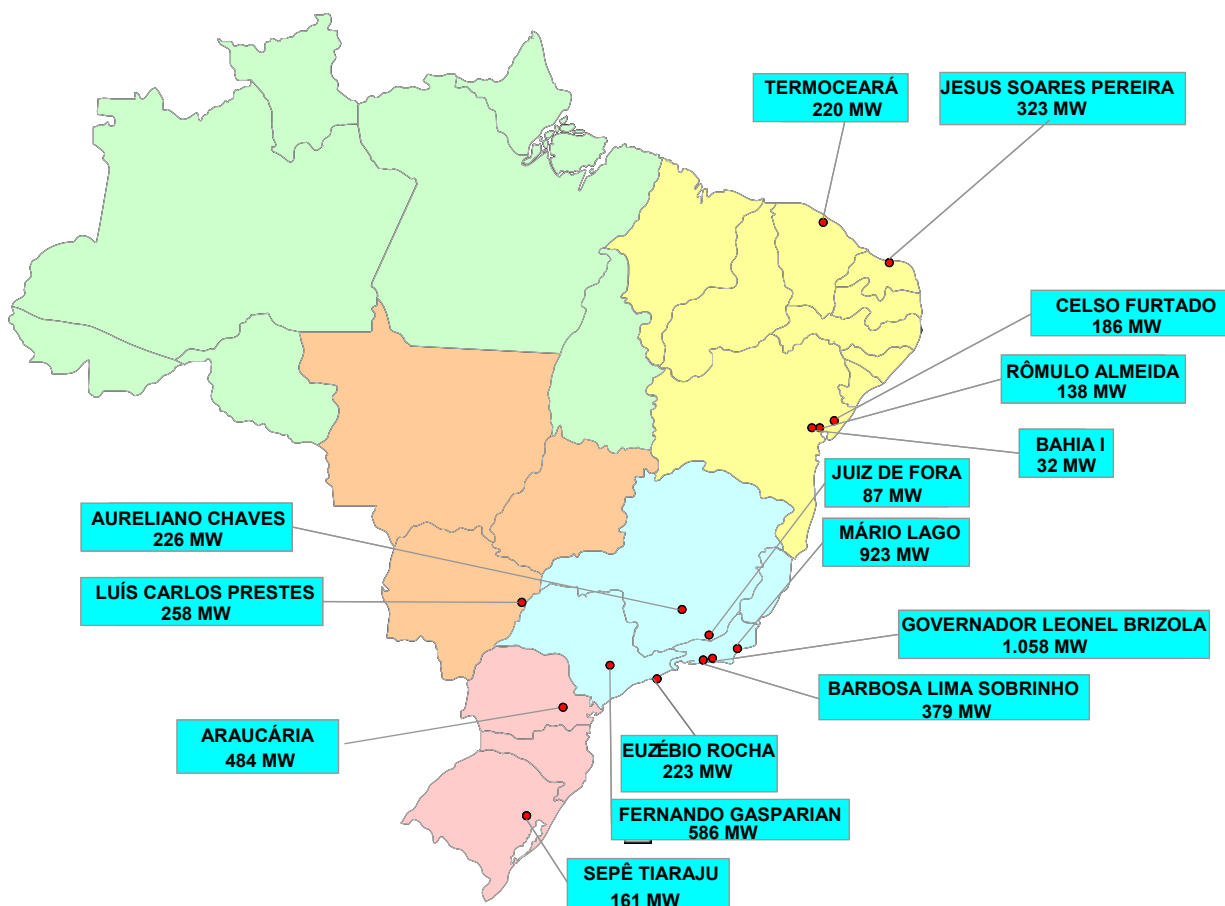
A Petrobras gerou 1.837 MW médios em 2010 para o Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio das 15 UTEs próprias e alugadas que compõem o seu parque gerador termelétrico, com capacidade instalada de 5.284 MW.

A maior geração no ano é resultado das condições hidrológicas desfavoráveis no Brasil, reduzindo os níveis nos reservatórios das usinas hidrelétricas e fazendo com que as UTEs da Petrobras aumentassem o fornecimento de energia pela aplicação do Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP).

GERAÇÃO TERMELETRICA DA PETROBRAS



CAPACIDADE INSTALADA DO PARQUE TERMELETRICO DA PETROBRAS



Obs.: Usinas próprias e alugadas. Não estão incluídas no mapa as participações em outros empreendimentos de geração.

Investimentos

Os investimentos na área de energia elétrica atingiram R\$ 600 milhões. Com a entrada em operação de novas usinas, incluindo os empreendimentos nos quais a Petrobras possui participação, a capacidade instalada do parque gerador da companhia atingiu 5.958 MW.

Projetos concluídos em 2010:

UTE Euzébio Rocha – Localizada em Cubatão (SP), tem capacidade instalada de 223 MW, sendo 168 MW da turbina a gás e 55 MW da turbina a vapor, que entrou em operação em março. Tem como característica a elevada eficiência energética (85%), devido ao seu funcionamento em ciclo combinado, e é capaz de fornecer até 415 t/h de vapor à Refinaria Presidente Bernardes. A UTE firmou compromisso em leilão para fornecimento de 141 MW de sua disponibilidade, até 2024.

Com participação da Petrobras:

UTE Arembepe (Camaçari – BA):

UTE a óleo combustível, com capacidade instalada de 150 MW para atendimento aos compromissos assumidos no Leilão A-3, de 2006.

Conversão da UTE Manauara para Bicombustível (Manaus – AM)

Conversão dos motores a óleo combustível para bicombustível, possibilitando também o funcionamento a gás natural.

Instalação de motor *flex fuel* na UTE Tambaqui (Manaus – AM)

Instalação de motor bicombustível (gás natural ou óleo combustível), permitindo a utilização de gás natural.

Ampliação da UTE Tambaqui para operação com gás natural (Manaus – AM)

Possibilitou o uso de gás natural na UTE Tambaqui, atendendo ao contrato celebrado com a Eletrobrás Amazonas Energia S/A, com instalação de uma casa de máquinas com capacidade instalada de 76 MW.

Conversão da UTE Jaraqui para operação com gás natural (Manaus – AM)

Conversão para gás natural na UTE Jaraqui, atendendo ao contrato celebrado com a Eletrobrás Amazonas Energia S/A, com instalação de uma casa de máquinas com capacidade instalada de 76 MW.

PCH Água Limpa (Dianópolis-TO)

PCH que fornece energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN), atendendo ao contrato com a Eletrobrás dentro do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

Energia Eólica

O primeiro projeto de energia eólica da Petrobras é a Usina Eólica Piloto de Macau, com 1,8 MW instalados e sete anos de operação. Nesse período, produziu 32.256 MWh e evitou a emissão de aproximadamente 1,2 mil t/ano de CO₂ para a atmosfera.

Em 2010, a companhia iniciou a implementação dos quatro projetos vencedores do primeiro leilão de energia de reserva exclusivo para geração eólica. Foram vendidos 49 MW médios, correspondentes a 104 MW de capacidade instalada. Os empreendimentos – Mangue Seco, Cabugi, Potiguar e Juriti, no Rio Grande do Norte – estão previstos para entrar em operação em setembro de 2011.

Comercialização de Energia

Em 2010, a Petrobras comercializou a capacidade não contratada das UTEs, aproveitando a crescente demanda, aquecida pela recuperação da economia. Isso foi possível graças à otimização da gestão do saldo, obedecendo aos critérios estabelecidos na legislação do setor.

Fertilizantes

O parque produtor de fertilizantes da Petrobras é formado por duas plantas, localizadas na Bahia e em Sergipe. Os principais produtos comercializados são ureia, ácido nítrico, amônia e gás carbônico.

Em 2010, o mercado de fertilizantes se reaqueceu. A Petrobras vendeu 772 mil t de ureia e 236 mil t de amônia, gerando faturamento líquido de R\$ 680 milhões, valor superior aos R\$ 572 milhões registrados em 2009.

A Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia (Fafen-BA) atingiu seu recorde de produção em 2010, com 335 mil t de ureia, quantidade 53% superior à de 2009. A produção da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados de Sergipe (Fafen-SE) em 2010 foi de 423 mil t de ureia, superando o volume de 386 mil t do ano anterior. Em julho de 2010, a Fafen-SE alcançou seu recorde mensal histórico de produção de ureia, chegando a 56 mil t.

BIOCOMBUSTÍVEIS

Biodiesel

A Petrobras Biocombustível opera três usinas de biodiesel, localizadas nos municípios de Candeias (BA), Quixadá (CE) e Montes Claros (MG). Em 2010, com a duplicação da Usina de Candeias para 216 mil m³/ano, a capacidade total de produção das três unidades atingiu 434 mil m³/ano. A empresa detém,

ainda, participação acionária de 50% na Usina de Biodiesel de Marialva (PR), que entrou em operação em maio, com capacidade de produção de 127 mil m³/ano de biodiesel. No Pará, está em andamento o projeto para construção de uma nova usina de biodiesel, com início de operação previsto para 2013. A usina aumentará a capacidade instalada de produção de biodiesel em 120 mil m³/ano.

Foi consolidada uma parceria entre a Petrobras e a Galp Energia de Portugal, para a constituição de uma empresa conjunta, a Belém Bioenergy BV, com sede na Holanda, para conduzir o projeto de produção de óleo de palma no Pará e a construção de uma usina para produção de 250 mil t/ano de *greendiesel* (biodiesel de segunda geração) em Portugal.

Com esses investimentos, a capacidade total de produção da Petrobras Biocombustíveis deverá atingir 750 mil m³/ano em 2013.

Suprimento agrícola

As usinas da Petrobras Biocombustível possuem o Selo Combustível Social, em conformidade com as diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB). A empresa mantém contratos de compra de grãos com 66.554 agricultores familiares, em 148.578 ha de área cultivada, dos quais 122.024 ha com mamona, 16.735 ha com girassol e 9.819 ha com soja. Para a safra 2009/2010, a empresa disponibilizou 1.032 t de sementes, sendo 788 t de mamona e 244 t de girassol. Na mesma safra, adquiriu da agricultura familiar 84,5 mil t de grãos, a um custo de R\$ 80,4 milhões.

Extração de óleo vegetal

Em agosto, a Petrobras Biocombustível adquiriu 50% do capital social da Bioóleo Industrial e Comercial S.A., localizada em Feira de Santana (BA), por R\$ 19 milhões. A empresa tem capacidade para processar até 130 mil t/ano de oleaginosas e armazenar 30 mil t de grãos, além de tancagem para 10 milhões de litros de óleo. O acordo de acionistas prevê um aporte de R\$ 6 milhões para investimentos em melhorias operacionais.

Etanol

A Petrobras Biocombustível encerrou 2010 com uma capacidade de moagem de 23 milhões de t de cana, produção de 942 mil m³ de etanol e 1,55 milhão de t de açúcar e a venda de 517 GWh de energia elétrica excedente através de suas participações no setor.

Em 2010, a Petrobras Biocombustível aportou R\$ 132 milhões no capital social da Total Agroindústria Canavieira S.A., usina de etanol situada em Bambuí (MG), conforme compromisso estabelecido em dezembro de 2009 de integralizar R\$ 150 milhões até março de 2011, quando passará a deter participação de 43,58%.

A Total investiu no ano mais de R\$ 50 milhões na expansão dos canaviais e na compra de caminhões e máquinas colheitadeiras, elevando a mecanização da

colheita para 80%. O objetivo é atingir, em 2011, 100% de mecanização. Com os investimentos, ampliou-se a capacidade de tancagem, permitindo maior concentração de vendas na entressafra. Foram ainda iniciados investimentos de R\$ 90 milhões, referentes ao período 2010-2012, para a construção da 2ª fase da usina Bambuí (MG), que terá sua capacidade de moagem de cana-de-açúcar ampliada de 1,2 milhão para 2,2 milhões de t em 2012, dobrando a capacidade de produção de etanol para 200 mil m³.

Em abril, a Petrobras Biocombustível negociou com a Tereos Internacional S.A. a aquisição de 45,7% da Açúcar Guarani S.A, por meio de um aporte de R\$ 1,6 bilhão ao longo de cinco anos, sendo R\$ 682 milhões em 2010. Importante fruto desta parceria com a Tereos foi a assinatura do contrato de fornecimento de 2,2 milhões de m³ de etanol pela Guarani à Petrobras Distribuidora, distribuídos ao longo dos quatro anos de vigência do contrato, com valor global estimado em R\$ 2,1 bilhões. Em maio, a Guarani adquiriu a usina Mandu, localizada em Guaíra (SP), elevando para oito o número de usinas da empresa (sete em São Paulo e uma em Moçambique, África).

Foram ainda aprovados investimentos de R\$ 422 milhões para elevar a capacidade de moagem de cana-de-açúcar da Guarani de 21,3 milhões de t/ano para 22,5 milhões de t/ano, ampliando a produção de etanol de 692 mil m³/ano para 787 mil m³/ano e a venda dos atuais 350 GWh/ano de energia elétrica excedente para 951 GWh/ano.

Em novembro, a Petrobras Biocombustível ingressou no capital social da empresa Nova Fronteira Bioenergia S.A. até então subsidiária integral do Grupo São Martinho. Por meio de aportes de R\$ 258 milhões, realizados até 27 de dezembro, a Petrobras Biocombustível passou a deter 37,05% do total das ações da empresa e, conforme o Acordo de Investimento, fará aportes adicionais até o final de 2011 quando passará a deter participação de 49%, consolidando parceria estratégica para ampliar a produção de etanol na região Centro-Oeste, com adequada solução logística para distribuição ao mercado.

A Nova Fronteira planeja ampliar sua capacidade anual de moagem de cana-de-açúcar de 2 milhões de t para 7 milhões até 2014, destinação prioritária para os aportes da Petrobras Biocombustível, o que possibilitará elevar a produção anual de etanol dos atuais 176 mil m³ para 620 mil m³. Nesse mesmo período, a venda de energia elétrica excedente deverá passar de 135 GWh/ano para 469 GWh/ano.

INTERNACIONAL

Atuação internacional

A Petrobras atua em 25 países, além do Brasil, com projetos em cinco continentes. Mantém acordos de cooperação com outros países para desenvolver conhecimento e negócios capazes de tornar viáveis a tecnologia e os projetos de energia. A companhia também possui escritórios de

representação em Nova York, Londres, Tóquio, Pequim, Cingapura, Lisboa e Teerã.

Os principais pilares estratégicos para a atuação internacional da companhia são:

- Aproveitamento da capacidade técnica e de conhecimento geocientífico da atuação da Petrobras em E&P na costa brasileira em áreas que apresentem características similares e com grande potencial de reservas, com foco em exploração na Costa Oeste da África e no Golfo do México;
- Conquista de mercados, crescimento em *downstream* e alinhamento do portfólio aos segmentos nacionais, de modo a aumentar a rentabilidade dos negócios da companhia e promover a integração da cadeia de produtos. Os investimentos em refino, distribuição e petroquímica visam atender à estratégia de complementaridade, por meio da integração da cadeia produtiva dos diversos projetos de investimentos;
- Ampliação dos negócios de gás natural para complementar o mercado brasileiro, cumprindo o compromisso de responsabilidade com a segurança energética do País.

Presença e posicionamento

Já posicionada nacionalmente em todos os segmentos da indústria do petróleo, a companhia buscou a expansão integrada de suas atividades no âmbito internacional.

Países	Atividades				
	Exploração & Produção	Gás & Energia	Refino / Petroquímica	Distribuição / Comercialização	Representação
Continente Americano					
Argentina	√	√	√	√	
Bolívia	√	√			
Brasil	√	√	√	√	Sede
Chile				√	
Colômbia	√			√	
Cuba	√				
Curaçao				√	
Equador	√				
EUA	√		√		√
México	√				
Paraguai				√	
Peru	√				
Uruguai	√	√		√	
Venezuela	√				
Continente Africano					
Angola	√				
Líbia	√				
Namíbia	√				
Nigéria	√				
Tanzânia	√				
Continente Europeu					
Holanda				√	√
Inglaterra					√
Portugal	√				
Continente Asiático					
China					√
Cingapura					√
Índia	√				
Irã					√
Japão			√		√
Turquia	√				
Oceania					
Austrália	√				
Nova Zelândia	√				

No mercado internacional, a Petrobras encerrou 2010 com produção de 151 mil bpd de óleo e 16 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando 245 mil boed, além do processamento de 206,8 mil bpd de óleo em quatro refinarias (uma no Japão, uma nos Estados Unidos e duas na Argentina). A capacidade de processamento no exterior será reduzida de 280,5 mil para 230,5 mil bpd de óleo, devido ao acordo de venda da Refinaria de San Lorenzo, na Argentina. A transferência do ativo ocorrerá após o término das pendências. A companhia mantém no país a Refinaria de Bahía Blanca, com capacidade de 30,5 mil bpd de óleo. O fator de utilização da capacidade de processamento das refinarias internacionais foi de 70% no ano.

As reservas provadas internacionais somaram 0,703 bilhão de boe, volume 1% superior ao de 2009, resultando no índice de reposição de reservas de 110%.

Esse volume corresponde a 4% das reservas totais da companhia, segundo o critério SPE. As principais incorporações de reservas ocorreram no bloco 57 no Peru e nos projetos de Saint Malo e Cascade, ambos em águas profundas do Golfo do México.

Desenvolvimento de negócios

A Petrobras investiu R\$ 4,8 bilhões em negócios internacionais, sendo 12% destinados às atividades de refino, petroquímica, distribuição, gás e energia e 88% à exploração e produção, dos quais 60% alocados ao desenvolvimento da produção.

Américas

A Petrobras está presente em 13 países do continente americano, além do Brasil: Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, Cuba, Curaçao, Equador, Estados Unidos, México, Paraguai, Peru, Uruguai e Venezuela. São 1.171 estações de serviços, além dos ativos de exploração e de produção em dez desses países, cuja produção foi de 91 mil bpd de óleo e 16 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando 185,1 mil boed.

No Equador, a companhia não aceitou a proposta final do governo local de migração dos contratos de exploração para contratos de serviços, no bloco 18. A produção da companhia no país foi de 2,3 mil bpd. A subsidiária local da Petrobras realizará as gestões necessárias para obter a indenização prevista em contrato e que determinará o impacto da não migração. A presença da Petrobras no país será mantida pela participação que detém na empresa Oleoducto de Crudos Pesados (OCP).

Na região do Golfo do México, a companhia desenvolve os projetos de produção em Cascade e Chinook (com início de produção previsto para 2011), St. Malo, Tiber e Stones, além de projetos em fase exploratória.

Nos Estados Unidos, a Pasadena Refining Systems, Inc. (PRSI) registrou a sua maior média de processamento de petróleo e também teve seus custos reduzidos, o que permitiu melhor aproveitamento das margens operacionais do negócio.

África

A Costa Oeste da África é uma das áreas estratégicas de atuação internacional da Petrobras. A produção na Nigéria (campos de Akpo e Agbami) e em Angola (Lote 2) soma 60,3 mil bpd de óleo. A companhia atua também em exploração na Tanzânia, Namíbia e Líbia.

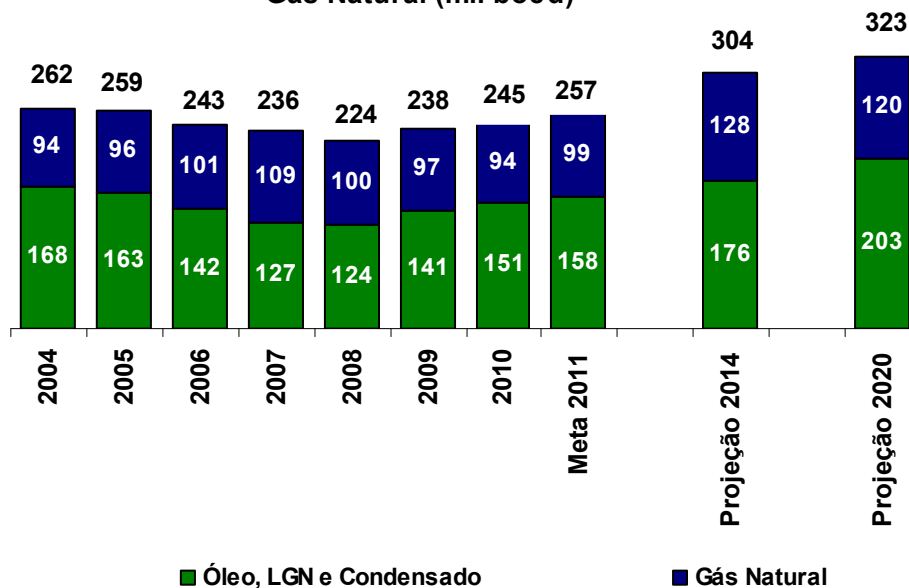
Ásia e Oceania

A Petrobras possui uma refinaria na Ilha de Okinawa, no Japão, e desenvolve projetos exploratórios na Turquia, Índia, Austrália e Nova Zelândia.

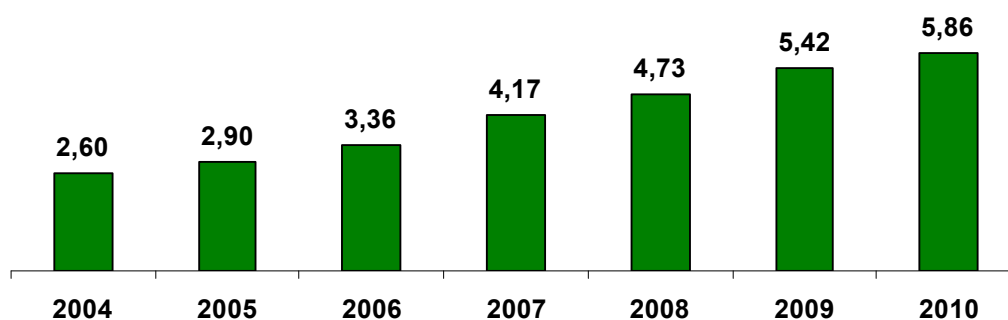
Europa

Em Portugal, a Petrobras desenvolve projetos de exploração nas bacias do Peniche e do Alentejo, além daqueles relacionados à produção, ao desenvolvimento de tecnologias e ao comércio de biocombustíveis, em parceria com empresas locais.

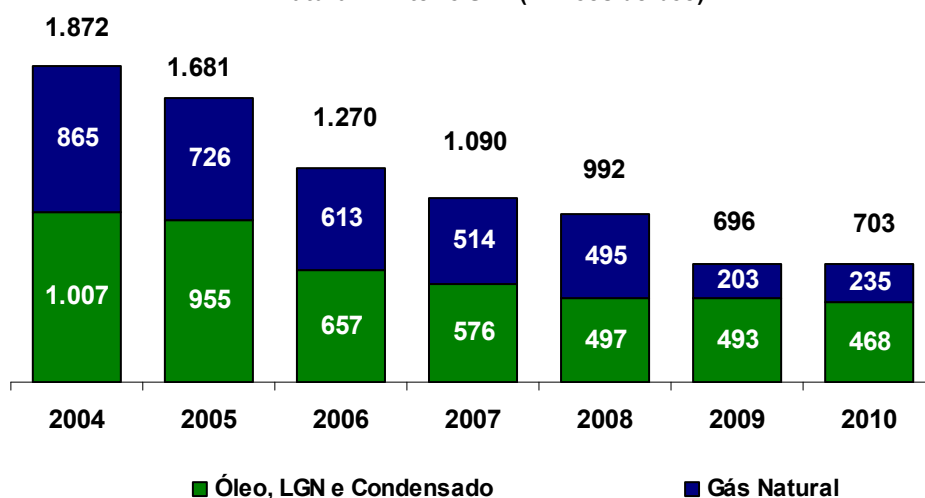
Produção Internacional de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural (mil boed)



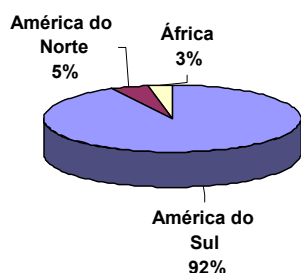
Custo Unitário de Extração Internacional (US\$/bb)



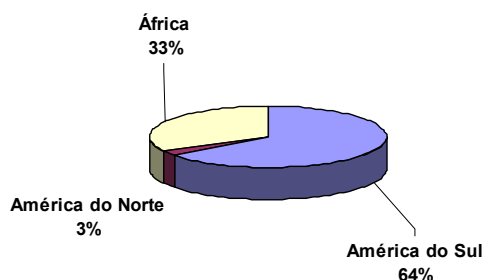
Reservas Provas Internacionais de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural - Critério SPE (Milhões de boe)



Reservas Provas de Gás Natural por Região Critério SPE



Reservas Provas de Óleo e Condensado por Região Critério SPE



Pesquisa & Desenvolvimento

A Petrobras é a companhia que mais investe em ciência e tecnologia no Brasil. Em 2010, investiu cerca de R\$ 1,8 bilhão em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), um aumento de 30% em relação a 2009, retomando patamares do período 2006-2008.

Desse total, R\$ 517 milhões foram aplicados em projetos com universidades e institutos de pesquisa para desenvolvimento de pesquisas, qualificação de técnicos e pesquisadores e construção de infraestrutura laboratorial.

A parceria com os fornecedores se intensificou, principalmente nos projetos relacionados ao Pré-Sal. Fornecedores importantes da indústria de óleo e gás estão sendo estimulados pela Petrobras a construir centros de pesquisa no Brasil.

Em 2010, foi concluída a duplicação do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), hoje o maior complexo de pesquisa do Hemisfério Sul, com laboratórios para atender às demandas tecnológicas da Petrobras, com destaque para os dedicados ao Pré-

Sal. O Cenpes conta com cerca de 1.800 empregados, dos quais 41% possuem pós-graduação.

A estratégia de P&D da companhia está dividida em três eixos-chave: expansão dos negócios, agregação de valor e diversificação de produtos e sustentabilidade.

Expansão dos negócios

- Descoberta de espécie de microfóssil contribuiu para um conhecimento mais preciso sobre o posicionamento dos reservatórios em diferentes profundidades no Pré-Sal das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo;
- Concluídos testes de laboratório para injeção de CO₂ como fluido de recuperação de petróleo no campo de Cernambi, no Pré-Sal na Bacia de Santos;
- Instalado o protótipo da boia de sustentação de *risers* no campo de Congro, na Bacia de Campos. Essa solução tecnológica consiste em fixar os *risers* em boias situadas a 100 metros abaixo do nível do mar;
- Concluída a primeira fase do teste de perfuração direcional em formações salinas. Essa tecnologia permitirá maximizar a drenagem do reservatório e minimizar a quantidade de poços no Pré-Sal;
- Concluído projeto básico de unidade flutuante de gás natural liquefeito embarcado. O principal objetivo é prover alternativas para o aproveitamento do gás natural do Pré-Sal da Bacia de Santos;
- Aplicada nova forma de ancoragem que atende às especificidades do Pré-Sal;
- Desenvolvido equipamento para reparo emergencial durante operação de dutos de transporte de líquidos, sem interrupção do fluxo.

Agregação de valor e diversificação de produtos

- Desenvolvida nova formulação para o diesel Podium, com a redução do teor de enxofre de 200 para 50 partes por milhão (ppm) e incorporação de 5% de biodiesel;
- Desenvolvido catalisador para uso na produção de polietileno de altíssima densidade. Esse material apresenta elevado desempenho mecânico;
- Firmados acordos de cooperação tecnológica para desenvolvimento de biocombustíveis com a dinamarquesa Novozymes, a norte-americana KL Energy e a holandesa BIOeCON.

Sustentabilidade

Criação do Núcleo Experimental de Tecnologias de Separação de CO₂ no campo terrestre de Miranga, em Pojuca (BA). Nesse núcleo estão sendo testadas tecnologias de separação, captura e armazenamento de CO₂, que poderão contribuir para futuros projetos no desenvolvimento do Pré-Sal na Bacia de Santos, evitando emissões para a atmosfera.

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

Gestão em responsabilidade social

A Petrobras investiu R\$ 707,9 milhões em 1.770 projetos sociais, culturais, ambientais e esportivos, em 2010. Para democratizar o acesso da sociedade a esses recursos e promover a descentralização regional de seus investimentos, a companhia realiza seleção pública de projetos. Participam da avaliação trabalhadores da companhia e representantes do meio acadêmico, da sociedade civil, da imprensa e do governo.

A seleção pública 2010 do Programa Petrobras Desenvolvimento & Cidadania contemplou 113 novos projetos sociais, provenientes de todos os estados brasileiros, com investimentos de R\$ 110 milhões no período de dois anos. Também foram divulgados os resultados das seleções do Programa Petrobras Ambiental (44 novos projetos) e do Programa Petrobras Cultural (131 projetos para a edição 2008/2009 e 201 para a edição 2010).

Em outubro, foi lançado o Programa Petrobras Esporte & Cidadania, a mais abrangente iniciativa de apoio ao esporte do país. Com investimentos previstos de aproximadamente R\$ 265 milhões até 2014 por meio de investimento direto e da Lei Federal de Incentivo ao Esporte, o programa possui quatro segmentos: Esporte de Rendimento; Esporte Educacional; Esporte de Participação; e Memória do Esporte.

Pelo quinto ano consecutivo, a Petrobras integra o Índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI), o mais importante índice mundial dessa categoria, que reúne mais de 300 empresas em 57 setores da indústria. A companhia destacou-se no critério Transparência, em que novamente obteve a pontuação máxima.

Em dezembro, a Petrobras promoveu o lançamento no Brasil da ISO 26000, norma internacional de responsabilidade social em parceria com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). A companhia representa a indústria no grupo de trabalho responsável pela construção da norma. A ISO 26000 fornece orientações a organizações de todos os tipos e levou oito anos para ser construída, em um processo que envolveu 400 especialistas de mais de 90 países, liderados pelo Brasil e pela Suécia.

Um dos compromissos assumidos pela companhia em 2010 foi a adesão aos Princípios de Empoderamento das Mulheres, propostos pelo Fundo de Desenvolvimento das Nações Unidas para a Mulher (Unifem) e pelo Pacto Global das Nações Unidas. Lançada em março com o subtítulo “Igualdade significa negócios”, a iniciativa é estruturada em sete princípios e alinha-se às ações desenvolvidas pela Petrobras para o Programa Pró-Equidade de Gênero, da Secretaria de Políticas para as Mulheres, do Governo Federal.

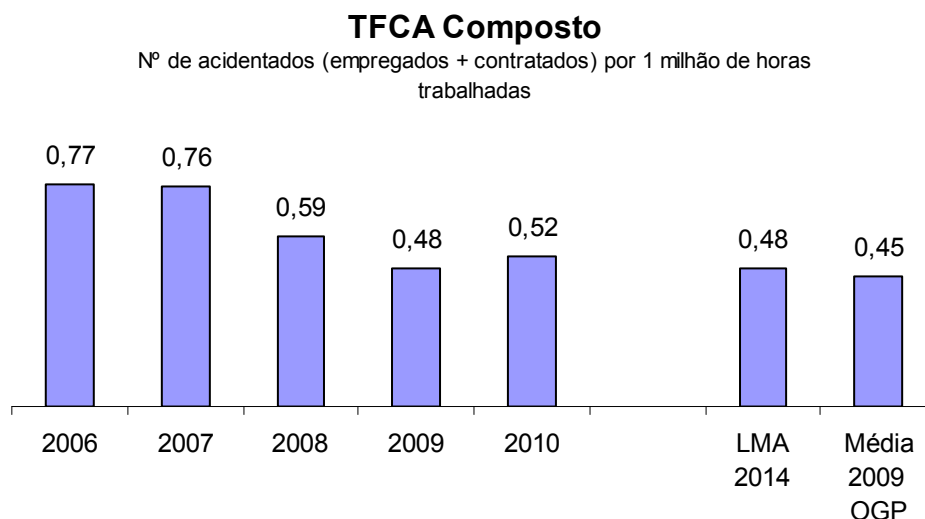
Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde

A Petrobras investiu R\$ 4,56 bilhões em ações em segurança, meio ambiente, e saúde (SMS). Para maior sinergia, a área incorporou as atividades ligadas à eficiência energética e ao suporte ao Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet) em 2010. Foram investidos adicionalmente R\$ 112 milhões na racionalização do uso da energia e no aproveitamento da energia termossolar.

O planejamento da Fase II do projeto Excelência em SMS, referente ao período 2011 a 2015, foi concluído, assegurando a sua adequação ao crescimento e diversificação dos negócios da Petrobras nos próximos anos. O projeto integra a Agenda Estratégica da Petrobras e congrega as principais iniciativas da companhia na área.

Segurança operacional

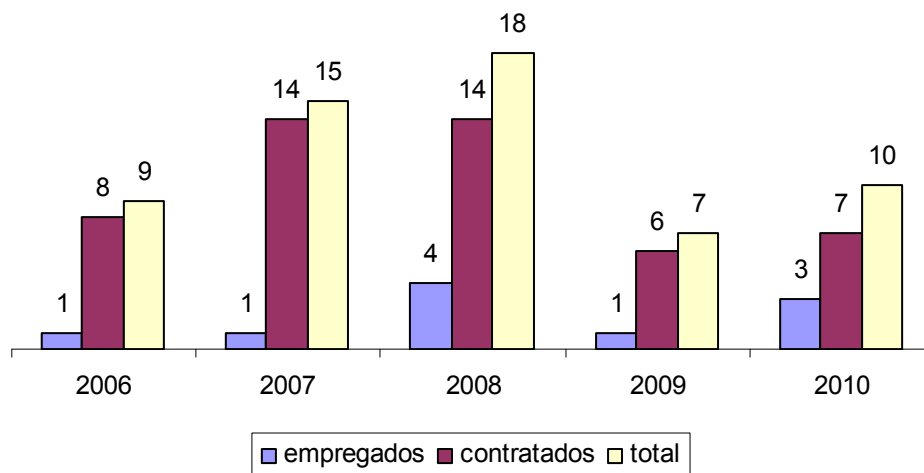
Os indicadores de desempenho da Petrobras na área de segurança mantiveram-se em níveis comparáveis às melhores referências internacionais para a indústria de óleo e gás. A Taxa de Frequência de Acidentados com Afastamento (TFCA) ficou em 0,52 no ano, 4% acima do Limite Máximo Admissível (LMA) estabelecido no Plano de Negócios 2010-2014. Um dos fatores relevantes para esse comportamento da taxa foi o incremento da atividade de construção naval, uma vez que os acidentes ocorridos nos estaleiros são computados no indicador.



LMA – Limite Máximo Admissível OGP – International Association of Oil & Gas Producers

As fatalidades na força de trabalho (empregados próprios e terceirizados) subiram de sete para 10, enquanto a Taxa de Acidentados Fatais (TAF) – equivalente ao número de fatalidades por 100 milhões de homens-hora de exposição ao risco – passou de 0,81 em 2009 para 1,08 em 2010.

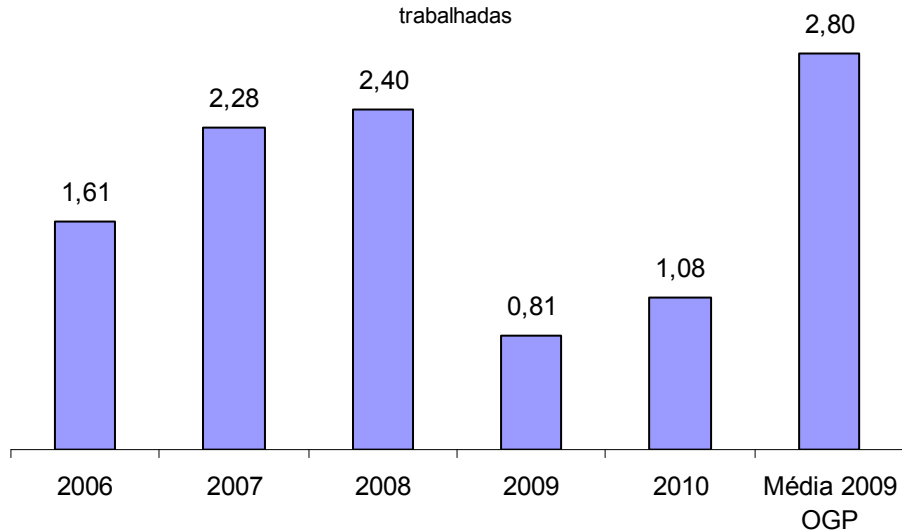
Número de Fatalidades



A partir de 2007, o indicador passou a incluir as fatalidades em acidentes de trânsito na área de Distribuição.

Taxa de Acidentados Fatais

Nº de fatalidades (empregados + contratados) por 100 milhões de horas trabalhadas



A partir de 2007, o indicador passou a incluir as fatalidades em acidentes de trânsito na área de Distribuição.

Meio ambiente

A Petrobras buscou minimizar os impactos de suas atividades operacionais e de seus produtos sobre o meio ambiente, a fim de reduzir o consumo de recursos naturais e os efeitos poluentes.

Em dezembro de 2010, os sistemas de gestão ambiental de 93% das unidades certificáveis, no Brasil e no exterior, estavam em conformidade com a norma ISO 14001.

Eficiência energética, emissões atmosféricas e mudança climática

O principal desafio da Petrobras relacionado à mudança do clima é atingir patamares de excelência em eficiência energética e na intensidade das emissões de gases de efeito estufa em seus processos e produtos. A companhia passou a adotar indicadores de intensidade de emissões de gases de efeito estufa e de energia e estabeleceu metas para esses índices.

A Petrobras elabora o inventário anual de suas emissões atmosféricas, que consolida informações de dados coletados de mais de 30 mil fontes. Os resultados são verificados por consultores independentes.

Entre as principais ações adotadas, destacam-se:

- Aumento da eficiência energética: com o apoio de 48 Comissões Internas de Conservação de Energia, a Petrobras desenvolve e implementa projetos de eficiência energética para reduzir o consumo de energia elétrica e de combustíveis nas unidades;
- Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás na Bacia de Campos: foram realizadas 93 ações para melhorar o aproveitamento de gás em 24 plataformas;
- Compromisso voluntário de não liberar para a atmosfera o CO₂ produzido no Pré-Sal;
- Geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis;
- Investimento em biocombustíveis;
- Estímulo ao uso racional dos combustíveis, por meio das ações do Conpet.

Nos últimos cinco anos, a Petrobras investiu mais de R\$ 300 milhões em projetos de eficiência energética, que proporcionaram a economia de cerca de 3 mil boed. Está previsto um investimento adicional de US\$ 976 milhões entre 2010 e 2015.

A companhia é responsável pela Secretaria Executiva do Conpet. O programa propiciou, em 2010, a economia de 72,3 milhões de litros de diesel, por meio dos projetos Economizar e Transportar, e de 524 mil m³ de gás no setor residencial, por meio de ações de eficiência energética e de etiquetagem de equipamentos. Esses resultados evitaram a emissão de mais de 1 milhão de t de CO₂ equivalente de gases de efeito estufa e de 4 mil t de material particulado.

A Petrobras foi uma das vencedoras do 2010 Carbon Leadership Awards, na categoria Melhor Relatório de Emissões, oferecido pela revista britânica The New Economy.

Recursos hídricos e efluentes

Dentre os projetos da companhia, 13 são relacionados ao reuso de efluentes, com destaque para os que estão em andamento na Revap, na Repar e no Cenpes, com conclusões previstas até 2012. Esses projetos permitirão uma economia anual da ordem de 8 milhões de m³ de água.

Em apoio à gestão hídrica, foi implementado em oito das dez áreas da companhia que utilizam recursos hídricos o sistema Data Hidro, para verificar o atendimento aos padrões de qualidade e de lançamento de efluentes no ambiente.

Resíduos

A Petrobras busca reduzir a geração de resíduos sólidos e incentivar o reuso e a reciclagem. Para tanto, criou o Projeto de Minimização de Resíduos, que identifica oportunidades de minimização da geração e realiza testes de tecnologias mais limpas ou inovadoras de tratamento. Como resultado, a companhia reciclou 155 mil t de resíduos sólidos perigosos em 2010, correspondentes a 37% de todo o resíduo sólido tratado, destacando-se nesse percentual a recuperação energética.

A taxa de crescimento da geração de resíduos sólidos perigosos nos últimos três anos tem sido inferior à de aumento da produção de petróleo, tendência também observada com relação à variação da produção nas áreas de refino, transporte, distribuição e construções de engenharia. A quantidade de resíduos sólidos perigosos gerada em 2010 foi inferior ao LMA de 350 mil toneladas estabelecido para o ano.

Ano	Produção (m ³ /dia de óleo)	Resíduos perigosos gerados (t/ano)
2007	284.000	296.000
2008	294.000	233.000
2009	313.000	254.000
2010	318.000	271.000

Biodiversidade

As unidades organizacionais da Petrobras devem desenvolver planos de ação específicos para a gestão de biodiversidade. Uma norma técnica define critérios para a aquisição, o armazenamento e a disponibilização de dados ambientais, como os relativos às áreas protegidas, espécies raras, ameaçadas ou de importância socioeconômica, entre outros. Está em homologação o Geoportal, um sistema de informações geográficas que permite a integração e o acesso às informações sobre biodiversidade na companhia.

Atuação em emergências

A Petrobras dispõe de equipes treinadas e recursos materiais para os planos de emergência. São 30 embarcações de grande porte para recolhimento de óleo; 130 embarcações de apoio; 150 mil metros de barreiras de contenção; 120 mil metros de barreiras absorventes; 200 recolhedores de óleo; e 200 mil litros de dispersantes químicos, entre outros itens disponíveis nos dez Centros de Defesa Ambiental e em suas 13 bases avançadas e nos Centros de Resposta a Emergência, distribuídos em mais de 20 cidades do Brasil.

A Petrobras realizou, em 2010, 10 simulados regionais de combate a emergências (9 nacionais e 1 internacional em parceria com a Clean Caribbean & Américas - CCA), que envolveram a Marinha do Brasil, a Defesa Civil, o Corpo de Bombeiros e a Polícia Militar, além de órgãos ambientais, prefeituras e comunidades locais.

Vazamento de petróleo e derivados

Os vazamentos de petróleo e derivados em 2010 atingiram 668 m³, ultrapassando em 7,9% o LMA estabelecido para o ano, de 619 m³. Ainda assim, vem sendo mantida a tendência de níveis de vazamento inferiores a 1 m³ por milhão de barris de petróleo produzidos, um referencial de excelência na indústria mundial de óleo e gás.

Saúde

A Petrobras acompanha os resultados na área de Saúde por meio de indicadores, tal como o Percentual de Tempo Perdido (PTP), referente aos afastamentos de empregados por doenças ou acidentes. Em 2010, foi registrado um PTP de 2,38%, inferior ao LMA estabelecido para o ano, de 2,41%.

ORGANIZAÇÃO GERAL DA PETROBRAS

O modelo de organização da Petrobras vem sendo aprimorado para ajustar-se ao Plano Estratégico 2020. O Plano Básico de Organização sofreu alterações em decorrência do Projeto de Reavaliação do Modelo de Governança Corporativa, Organização e Gestão Empresarial. Entre elas, destacam-se:

- a transformação das Unidades de Negócio em Unidades de Operações, para reforçar a atuação da Petrobras como empresa integrada e verticalizada e tornar seus processos mais eficientes;
- a alteração do modelo da Área de Negócio Internacional, que poderá constituir empresas no exterior, para desenvolvimento e operação de suas atividades.

Em 2010, foram promovidas mudanças na estrutura organizacional em unidades da companhia, entre elas:

- **Área de Negócio de Exploração e Produção** – Foram criadas as gerências executivas de Projetos de Desenvolvimento da Produção e Construção de Poços Marítimos;
- **Área de Serviços** – A gerência executiva de Segurança, Meio Ambiente e Saúde passou a se chamar gerência executiva de Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde, incorporando novas atribuições;
- **Área Corporativa** – A gerência executiva de Desenvolvimento de Sistemas de Gestão passou a ser denominada gerência executiva de Organização, Gestão e Governança;
- **Área de Negócio de Gás e Energia** – Foi criada a gerência executiva de Programas de Investimento, com o objetivo de concentrar as atividades de gestão de projetos em uma única unidade da área.

ORGANIZAÇÃO GERAL DA COMPANHIA

