

Relatório de Atividades 2011



Sumário

PERFIL, MISSÃO, VISÃO 2020

PRINCIPAIS INDICADORES

MENSAGEM DO PRESIDENTE

RESULTADOS E GESTÃO

- Análise do mercado de petróleo
- Estratégia Corporativa
- 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 no Brasil, fundada em 1953, a Petrobras é uma sociedade anônima de capital aberto, que chega ao fim de 2011 como a quinta 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.

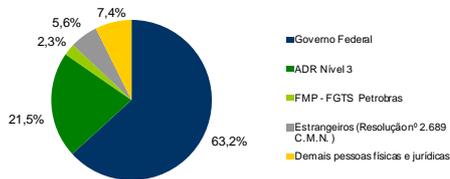
Atributos da Visão 2020

A atuação da Petrobras se destacará por:

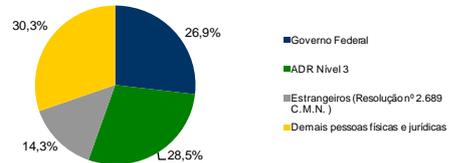
- Forte presença internacional;
- Referência mundial em biocombustíveis;
- Excelência operacional, em gestão, em eficiência energética, em recursos humanos e em tecnologia;
- Rentabilidade;
- Referência em responsabilidade social e ambiental;
- Comprometimento com o desenvolvimento sustentável.

POSIÇÃO ACIONÁRIA NO ENCERRAMENTO DE 2011

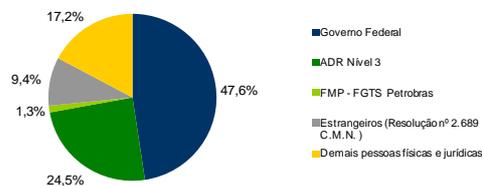
Capital Votante - Ações Ordinárias



Capital Não Votante - Ações Preferenciais

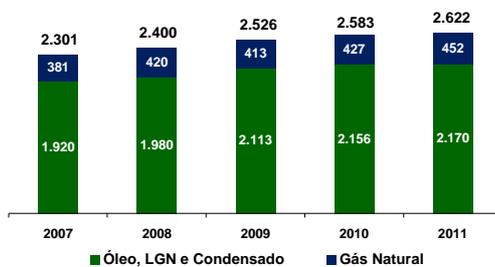


Capital Social

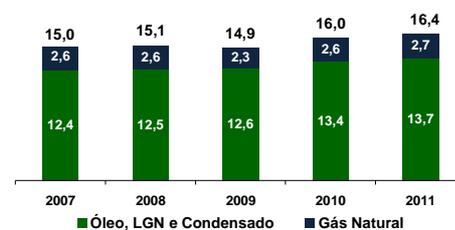


PRINCIPAIS INDICADORES

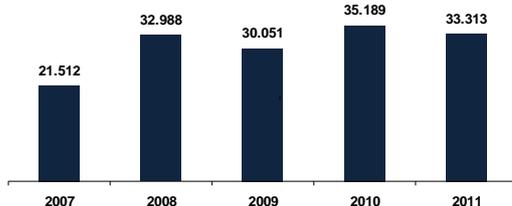
Produção de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural (mil boed)



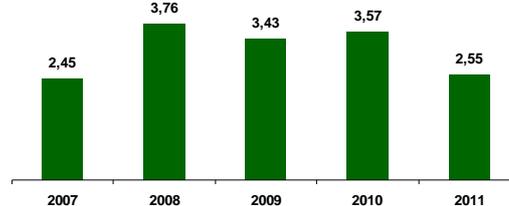
Reservas Provasdas de Óleo, LCN, Condensado e Gás Natural - Critério ANP/SPE (bilhões de boe)



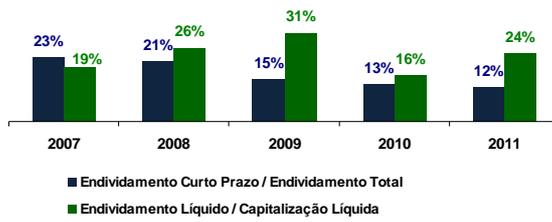
Lucro Líquido Consolidado (R\$ milhões)



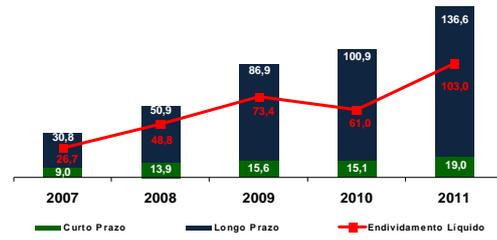
Lucro/Ação Consolidado (R\$/ação)



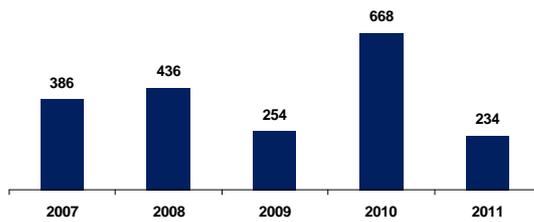
Índice de Endividamento da Petrobras



Endividamento Bruto Consolidado (R\$ bilhões)



Derramentos de Óleo e Derivados (m³)



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



MENSAGEM DO PRESIDENTE

Prezados acionistas e investidores,

A Petrobras mostrou que está preparada para enfrentar a crise econômica internacional e fechou 2011 com um legado de solidez e crescimento. Foi um ano de superação. Apesar da volatilidade e incerteza no cenário mundial, provamos nossa estabilidade operacional e credibilidade financeira. Sustentados por nossas competências técnicas e tecnológicas e pela robustez do nosso portfólio e do nosso principal mercado – o Brasil –, mantivemos elevada geração de caixa, aumentamos nossa produção e avançamos em nossos projetos, principalmente no Pré-Sal.

Nossa produção de petróleo no País cresceu 1%, impulsionada pela P-56 em Marlim Sul, que entrou em operação, e pela conexão de novos poços a plataformas instaladas em anos anteriores. Demos importantes passos nas duas principais frentes de expansão no setor: o Pré-Sal e a Bacia de Campos, onde, em curto prazo, espera-se forte contribuição dos novos sistemas e do projeto Varredura.

Ainda no Pré-Sal, continuamos avançando em ritmo acelerado. Implantamos o Piloto de Lula, que chegou a produzir 36 mil barris diários de óleo e gás, confirmando o alto potencial dos reservatórios. Também iniciamos os testes de longa duração (TLDs) de Lula Nordeste e Carioca e a operação do gasoduto Lula-Mexilhão, que garantiu o escoamento do gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS). Outro marco foi a declaração de comercialidade da segunda área do Pré-Sal de Santos, Guará, que deu origem ao campo de Sapinhoá.

Seguindo com nosso ousado cronograma de projetos, anunciamos o afretamento de duas novas plataformas do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) para os projetos pilotos de Sapinhoá Norte e Cernambi e a aquisição de quatro cascos de navios que serão convertidos em FPSOs para o desenvolvimento das áreas da Cessão Onerosa. Tivemos, com isso, a maior sequência de projetos de uma petroleira em uma única região do mundo. Para garantir sua execução, fizemos a revisão anual do Plano Diretor do PPSBS (Plansal), que indicou uma redução de 32% nos investimentos necessários para o desenvolvimento da área em relação ao Plano anterior.

Impulsionada pelo crescimento da economia brasileira, a venda de derivados no País aumentou 9%. A ampliação da demanda, associada ao aumento do preço do etanol – que fez com que muitos consumidores migrassem para a gasolina –, exigiu que operássemos com máxima eficiência. As 12 refinarias da companhia no Brasil trabalharam com utilização média de 92% da capacidade. Mesmo assim, tivemos que elevar o índice da importação de derivados para garantir o abastecimento interno. É importante lembrar que o mercado brasileiro, um dos que mais cresce no mundo, é um pilar de estabilidade e desenvolvimento para a Petrobras.

No setor do gás natural, consolidamos a estrutura de transporte e geração termelétrica. Agora, preparamo-nos para o desafio de garantir o escoamento e a monetização do gás natural do Pré-Sal. Para isso, estamos investindo em um novo terminal de GNL (gás natural liquefeito) e em fábricas de fertilizantes que usarão o gás como insumo para a produção de ureia e amônia.

Os biocombustíveis se firmaram como fonte renovável de energia. As dificuldades de oferta em 2011 fortaleceram nosso direcionamento estratégico de crescer no negócio do etanol, estabelecendo parcerias e construindo novas usinas.

Sabemos que não podemos avançar sozinhos. Continuamos com iniciativas que visam ao fortalecimento da cadeia de óleo e gás no Brasil. Atentos à necessidade de mão de obra qualificada, já apoiamos a qualificação de cerca de 80 mil trabalhadores para a indústria e demos mais um passo inovador ao lançarmos o Programa Progredir com o objetivo de reduzir o custo de financiamento de nossos fornecedores.

Também prosseguimos com a estratégia de disponibilizar equipamentos e tecnologias-chave para o desenvolvimento de nossas operações. Nos tornamos sócios da empresa Sete Brasil, responsável pelo primeiro lote de sete sondas a serem construídas no País. Grandes fornecedores internacionais anunciaram a instalação de centros de pesquisa no Brasil, fazendo do Rio de Janeiro um novo centro tecnológico da indústria petrolífera.

Fizemos tudo isso sem descuidar da saúde financeira da Petrobras. Garantimos que esses planos sejam realizados com liquidez e solvência, comprometidos com o grau de investimento e o relacionamento com o mercado. Prova disso foram os US\$ 18,4 bilhões captados no ano no mercado nacional e internacional e a melhora na classificação de risco da nossa dívida.

Todos esses avanços sempre estiveram pautados pela sustentabilidade. Consideramos fundamentais, especialmente, os investimentos em tecnologia, segurança operacional, meio ambiente e recursos humanos, pois eles são a garantia de que nosso caminho continuará sendo percorrido com confiança, para superar desafios e atingir os objetivos da companhia.

José Sergio Gabrielli de Azevêdo
Presidente da Petrobras

RESULTADOS E GESTÃO

Análise do mercado de petróleo

O movimento dos preços do petróleo, em 2011, foi condicionado por revoltas e quedas de governos em países do Norte da África e do Oriente Médio, conhecidas como “Primavera Árabe”, e por flutuações das condições macroeconômicas, especialmente nos países desenvolvidos. O preço do barril do Brent oscilou mais do que em 2010, com valor mínimo de US\$ 92,98/bbl e máximo de US\$ 126,74/bbl. O valor médio anual ficou em US\$ 111,27/bbl, com alta de 40% em relação à cotação média de 2010, e foi o maior valor nominal médio registrado na série histórica.

O consumo de petróleo apresentou alta moderada, impulsionado pelo crescimento em países não membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como Índia e China. A demanda dos países desenvolvidos, ao contrário, caiu no decorrer do ano pelo crescimento econômico limitado, aquém das projeções iniciais dos analistas. Os problemas fiscais nos Estados Unidos e em países europeus deprimiram as expectativas quanto ao crescimento econômico e aumentaram o receio de uma nova recessão nos países desenvolvidos.

A oferta de petróleo foi afetada principalmente pela guerra civil na Líbia e seus desdobramentos, que levaram à perda de cerca de 1,6 milhão de bpd de óleo leve e de baixo teor de enxofre, impulsionando os preços no primeiro semestre do ano.

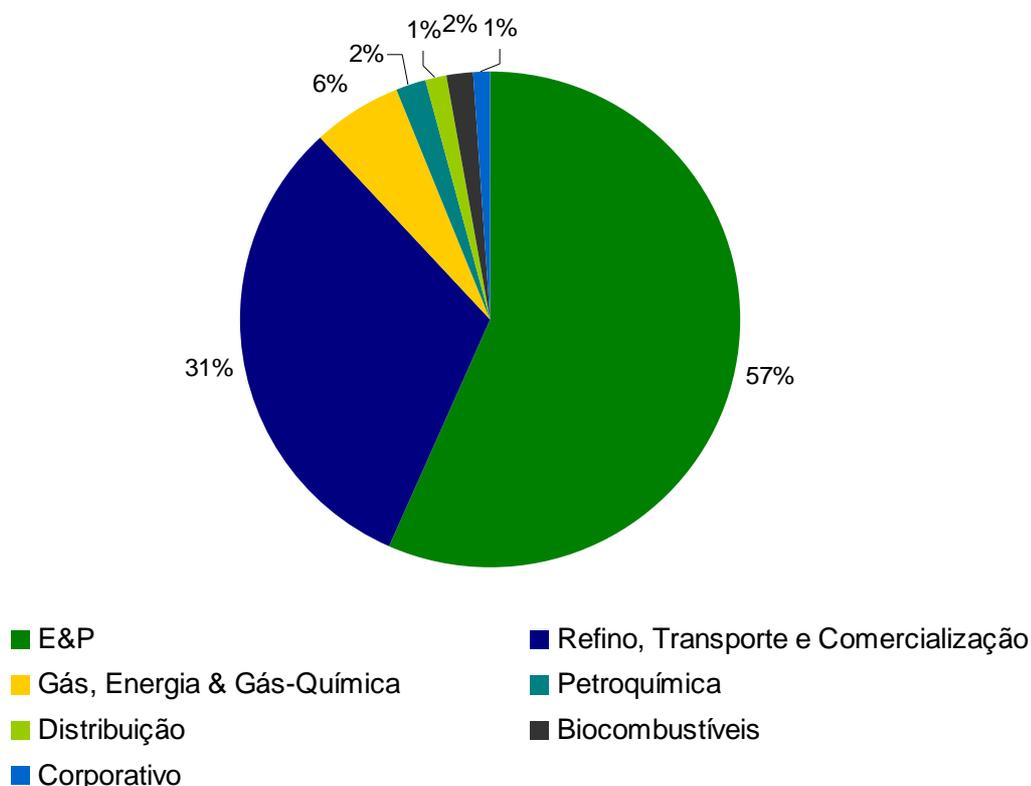
Com o objetivo de compensar a perda do petróleo líbio, os países do Golfo Pérsico decidiram, unilateralmente, aumentar sua oferta, já que os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) – que desde 2009 vinham produzindo acima de sua meta de 24,8 milhões de bpd de óleo – não alcançaram um consenso sobre a necessidade de um novo teto de produção. A Agência Internacional de Energia (AIE) anunciou a liberação de 60 milhões de barris de seus estoques estratégicos para compensar a redução da oferta, medida só adotada anteriormente duas vezes desde sua criação, em 1974. No último trimestre, o retorno da produção da Líbia superou as expectativas e arrefeceu a pressão sobre os preços.

Em relação à oferta dos países não integrantes da Opep, o crescimento da produção ficou bem abaixo das expectativas dos analistas, prejudicado por restrições à produção no Mar do Norte, pelo alto número de paradas de manutenção não programadas e pelos conflitos em países como o Iêmen e a Síria. Destaque positivo foi o crescimento da produção não convencional *onshore* nos Estados Unidos. Este, somado a problemas logísticos no Meio-Oeste americano, fez com que o WTI, petróleo de referência nos Estados Unidos, fosse negociado com descontos recorde em relação ao Brent, alcançando uma diferença de US\$ 29,70/bbl em setembro.

Estratégia Corporativa

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 2011-2015 soma US\$ 224,7 bilhões, o que representa uma média de US\$ 44,9 bilhões por ano. Desse total, US\$ 213,5 bilhões (95%) destinam-se a projetos no Brasil e US\$ 11,2 bilhões (5%) a atividades no exterior, com foco nos Estados Unidos, na América Latina e no Oeste da África.

Plano de Negócios 2011-15 US\$ 224,7 bilhões



O segmento de Exploração e Produção (E&P) concentra a maior parte dos investimentos. Ao todo, serão US\$ 127,5 bilhões – 57% do total aprovado para o período –, dos quais US\$ 53,4 bilhões se destinam à exploração e desenvolvimento do Pré-Sal, cuja produção deverá atingir 543 mil bpd de óleo em 2015. O Plano 2011-2015 prioriza a produção doméstica e prevê investimentos em projetos da Cessão Onerosa, somando US\$ 12,4 bilhões. A produção total de óleo e gás natural deverá alcançar 3.993 mil boed em 2015, dos quais 3.688 mil boed no Brasil.

O segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) contará com US\$ 70,6 bilhões, o equivalente a 31% dos investimentos. Será mantida a estratégia

de aumentar a capacidade de refino, para assegurar o abastecimento do mercado nacional de derivados. Os investimentos se concentrarão na melhoria da qualidade dos combustíveis e na modernização e expansão da capacidade do parque de refino. A carga processada de petróleo no Brasil deverá atingir 2.205 mil bpd até 2015, com a entrada em operação da Refinaria Abreu e Lima e da primeira fase do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), ambas em 2013.

Os investimentos em Gás, Energia e Gás-Química (G&E), de US\$ 13,2 bilhões, destinam-se à conclusão da ampliação da malha de transporte de gás natural e à geração de energia termelétrica, além de permitirem o escoamento do gás do Pré-Sal, a conversão do gás natural em ureia, amônia e metanol e a atuação na cadeia de GNL.

O segmento de biocombustíveis receberá US\$ 4,1 bilhões: US\$ 1,9 bilhão para o negócio de etanol, US\$ 1,3 bilhão para a logística de sua distribuição, US\$ 0,6 bilhão para o biodiesel e US\$ 0,3 bilhão para P&D.

Pela primeira vez, a companhia incluiu em seu Plano de Negócios um programa de desinvestimento, totalizando US\$ 13,6 bilhões no período 2011-15. Este programa visa à eficiência na gestão dos ativos da Petrobras e sua rentabilidade.

Investimentos

	R\$ milhões				
	Exercício				
	2011	%	2010	%	Δ%
Exploração e produção	34.251	47	32.736	43	5
Abastecimento	27.117	37	28.458	38	(5)
Gás e Energia	3.848	5	6.903	9	(44)
Internacional	4.440	6	4.771	6	(7)
Distribuição	1.157	2	895	1	29
Biocombustíveis	503	1	1.174	1	(57)
Corporativo	1.230	2	1.474	2	(17)
Total de investimentos	72.546	100	76.411	100	(5)

A Petrobras investiu, em 2011, R\$ 72,6 bilhões, concentrados nas atividades exploratórias, de desenvolvimento da produção e em tecnologia. Para reforçar sua atuação como empresa integrada e verticalizada, realizou investimentos na construção de refinarias – a fim de atender ao mercado doméstico – e na cadeia de distribuição.

Do total investido, 47% destinaram-se à área de Exploração e Produção, que alocou 26% para exploração, 62% para o desenvolvimento da produção e 12% em demais investimentos. Estes investimentos visam ao desenvolvimento da produção do Pré-Sal, à manutenção de produção nos campos mais antigos e à infraestrutura logística e tecnológica.

O destaque foi o início da operação, em agosto, da plataforma semissubmersível P-56, no campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, que

atingirá no primeiro semestre de 2012 sua capacidade máxima de processamento de 100 mil bpd de óleo e 6 milhões de m³/dia de gás.

Em setembro, entrou em operação o gasoduto que liga o Campo de Lula à plataforma de Mexilhão, para o escoamento do gás natural das plataformas destinadas ao desenvolvimento da primeira fase do Pré-Sal da Bacia de Santos. Também foi iniciada a instalação do gasoduto Sul-Norte Capixaba, que ampliará a infraestrutura de escoamento de gás natural, garantindo o incremento da produção de óleo e gás na região do Parque das Baleias, no litoral Sul do Espírito Santo.

Em novembro, chegou ao Rio de Janeiro o navio comprado para a conversão do casco da plataforma FPSO P-74, a primeira destinada aos campos da Cessão Onerosa, no Pré-Sal da Bacia de Santos. Com o mesmo objetivo, outros três navios virão da Malásia em 2012 e 2013. A conversão de todos os cascos (P-75, P-76 e P-77) será realizada pelo Estaleiro Inhaúma, no Rio.

Merecem menção os Testes de Longa Duração (TLDs) de Lula Nordeste e Carioca Nordeste, na Bacia de Santos, e de Aruanã, na Bacia de Campos.

Parte dos investimentos foi destinada às plataformas P-55, P-61 e P-63, que estão em fase de construção e que entrarão em produção nos anos de 2012 e 2013, garantindo o crescimento sustentável da produção.

Os investimentos na área de Abastecimento, responsável pelos segmentos de refino, transporte e comercialização, somaram R\$ 27,1 bilhões. Com a crescente demanda do mercado brasileiro, estão sendo construídas quatro novas refinarias (Abreu e Lima, Premium I, Premium II e Comperj), que deverão entrar em produção até 2020, tornando o Brasil autossuficiente na produção de derivados de petróleo.

Foram realizados investimentos em projetos de modernização, conversão e de melhoria de qualidade dos produtos, em especial o desenvolvimento de produtos mais tecnológicos, como o Diesel S-50, de nova geração.

A Transpetro recebeu o navio de produtos Celso Furtado, primeira das 49 embarcações do programa de Modernização e Expansão da Frota, para fortalecimento do sistema logístico.

A área de Gás e Energia absorveu R\$ 3,8 bilhões. No segmento de gás natural, foi encerrado o ciclo de investimentos na ampliação da malha de transporte, com a conclusão dos gasodutos Gastau, que ampliou a oferta na Região Sudeste, e Gaspal II e Gasan II, que incrementaram a oferta na região metropolitana de São Paulo. Teve início a implementação do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, que dará mais flexibilidade à oferta de gás natural no País. Em julho, a aquisição da Gas Brasileiro Distribuidora (GBD) permitiu ampliar a participação da companhia no mercado paulista.

No segmento de energia, houve a implementação de quatro usinas eólicas em Guamaré-RN, a conversão da UTE Juiz de Fora para bicombustível e o fechamento de ciclo da UTE Luis Carlos Prestes.

No segmento de fertilizantes, investiu-se na instalação da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III), no Mato Grosso do Sul, e na expansão da produção de amônia da Fafen, em Sergipe. Na Fafen da Bahia, concluiu-se a primeira etapa do projeto ARLA 32 (solução de ureia utilizada nos novos veículos pesados a diesel para redução de emissões).

Com o objetivo de manter a liderança no País e fazer da marca Petrobras a preferida dos consumidores brasileiros, a área de Distribuição investiu R\$ 1,1 bilhões, aplicados, principalmente, na ampliação da capacidade logística para suportar o crescimento do mercado doméstico.

Os recursos direcionados para Biocombustíveis somaram R\$ 0,5 bilhão. Deste total, 78% foram investidos no segmento de etanol com o objetivo de aumentar a oferta deste produto, visando a um ganho de participação de mercado da Petrobras Biocombustíveis e seus parceiros. O segmento de biodiesel recebeu 22% dos recursos, dando prosseguimento ao plano de ampliar a capacidade instalada.

A área Internacional investiu R\$ 4,4 bilhões. A maior parte dos recursos, 89%, foi destinada à exploração e produção com foco no Golfo do México e na Costa Oeste da África. Com sua liderança global em operações em águas profundas, a Petrobras usa a experiência e a tecnologia que desenvolve no Brasil em oportunidades no exterior.

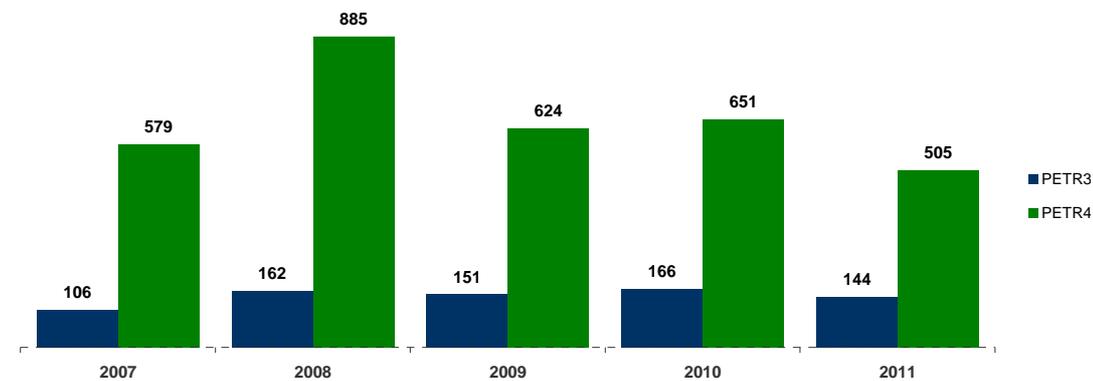
Os investimentos corporativos referem-se a edifícios e instalações administrativas, tecnologia da Informação e telecomunicações, softwares, entre outras atividades não operacionais.

Desempenho das ações

O ano de 2011 foi marcado por incertezas externas causadas pela crise fiscal de diversos países europeus e lenta recuperação da economia norteamericana. Nos Estados Unidos, apesar de grande instabilidade durante todo o ano, o índice Dow Jones fechou com valorização de 5,53%. Já na Europa, as principais bolsas apresentaram expressiva queda no ano. O Ibovespa acompanhou o mercado europeu e encerrou o período com baixa de 18,11%, aos 56.754 pontos.

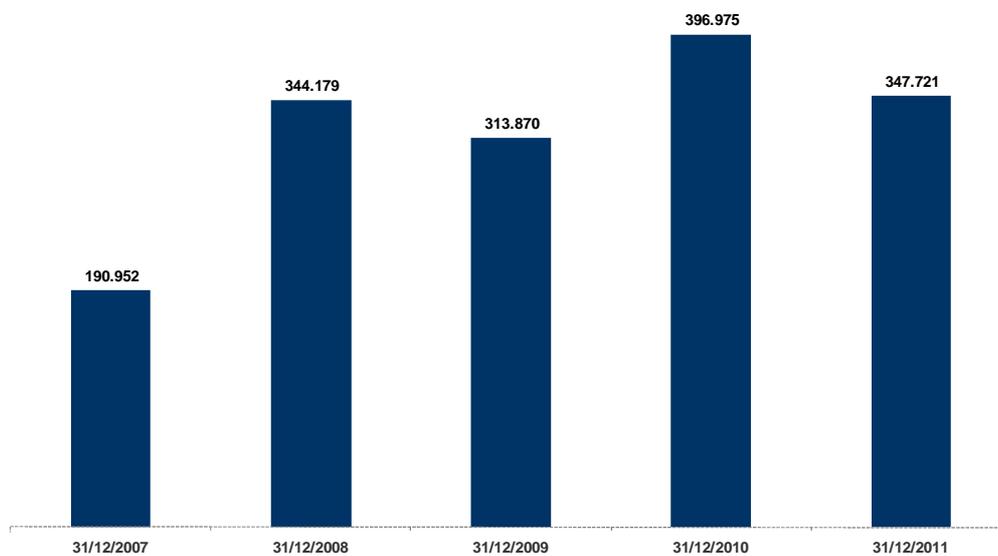
As ações da companhia seguiram a volatilidade e incerteza do cenário econômico mundial e fecharam o ano em queda. No Brasil, as ações ordinárias (PETR3) caíram 24,71%, e as preferenciais (PETR4), 21,25%. Na Bolsa de Nova York (Nyse), onde se negociam os recibos ordinários (PBR) e preferenciais (PBR/A), a desvalorização foi de 34,31% e 31,23%, respectivamente. Com a queda das cotações, a Petrobras encerrou 2011 com valor de mercado de US\$ 158 bilhões.

Volume Financeiro Negociado na BM&FBovespa
(média diária em R\$ milhões)



Fonte: Bloomberg

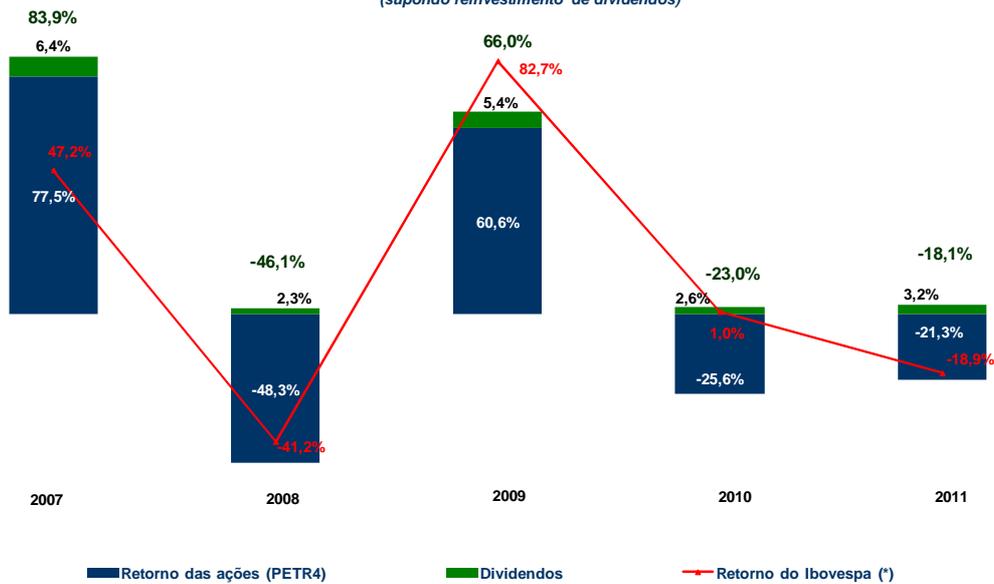
Acionistas na BM&FBovespa
(sem considerar cotistas do FGTS e dos FIAs Petrobras)



Fonte: BM&FBovespa

FIAs= Fundo de investimento em ações

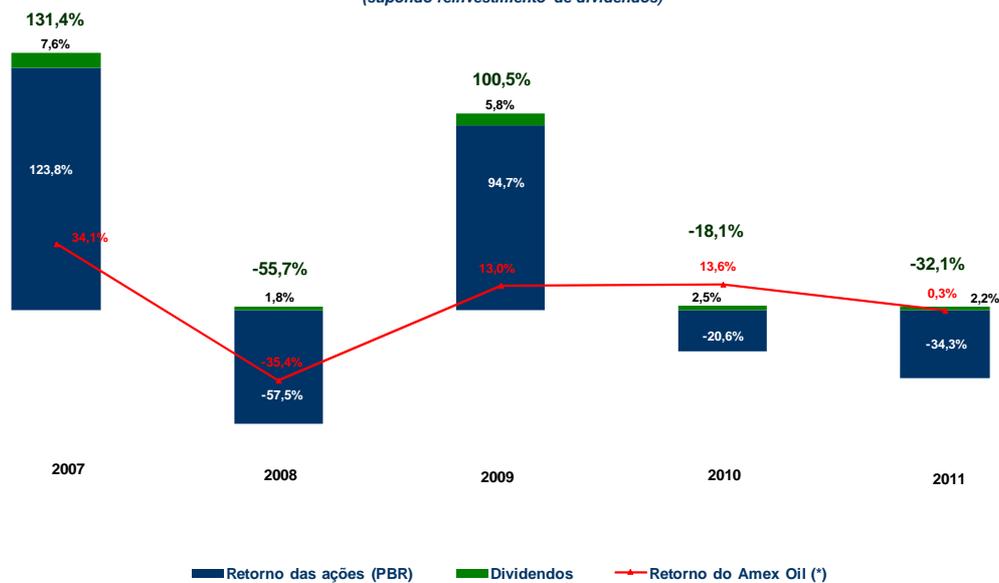
Comparação entre os Retornos Anuais: Petrobras PN (PETR4) e Ibovespa
(supondo reinvestimento de dividendos)



Fonte: Bloomberg

(*) inclui dividendos para fins de comparação

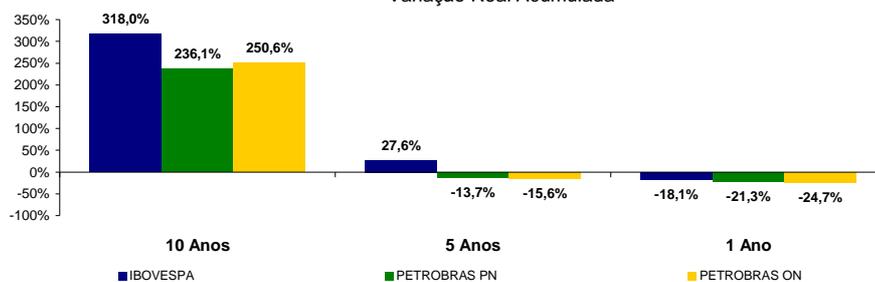
Comparação entre os Retornos Anuais: PBR e Amex Oil
(supondo reinvestimento de dividendos)



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

Governança Corporativa

A Petrobras aprimora constantemente suas práticas de governança corporativa e seus 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; e da Bolsa de Comércio de Buenos Aires e da Comisión Nacional de Valores (CNV), na Argentina.

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 Auditoria, Comitê de Negócios e Comitês de Integração.

O Conselho de Administração aprimorou os instrumentos de governança, formalizando, em seu Regimento Interno, a prática de sessão executiva nas reuniões do Conselho e a inclusão dos critérios de avaliação de desempenho do colegiado. Foi aprovada também a inclusão de item sobre avaliação de desempenho da Diretoria Executiva, em seu Regimento Interno.

Em 2011, foi assegurado aos empregados o direito de indicar um membro do Conselho de Administração, a ser votado por seus pares, obedecendo ao regulamento eleitoral. Foi aprovado também o Regulamento da Auditoria Interna, com normas, diretrizes e princípios específicos para a unidade.

A companhia desenvolveu programas de treinamento em governança corporativa e societária, voltados para dirigentes, gestores e conselheiros fiscais e de administração da Petrobras nas sociedades do Sistema. Foram realizadas palestras – sobre os temas Empresas Estatais, Responsabilidades dos Administradores e Gestão de Riscos Corporativos – e desenvolvidos programas de capacitação com o objetivo de promover a conscientização e a difusão das melhores práticas adotadas no Brasil e no exterior.

Controles internos

A Petrobras, a Petrobras International Finance Company (PifCo) e a Petrobras Argentina concluíram suas Certificações de Controles Internos do exercício de 2010, 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.

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.

Em abril de 2011 o contrato foi prorrogado por mais um ano para prestação de Serviços Técnicos Especializados em Auditoria Contábil do exercício de 2011.

Durante o exercício de 2011, a KPMG Auditores Independentes prestou os seguintes serviços para a Petrobras e suas subsidiárias e controladas

	<u>R\$ Mil</u>
Auditoria Contábil	24.879
Auditoria SOX	2.659
Serviços adicionais relacionados à auditoria	1.446
Outros	100
Total dos serviços	<u>29.084</u>

Gerenciamento de riscos

A gestão de riscos da Petrobras é exercida pela Diretoria Executiva, com base em políticas e diretrizes específicas.

Riscos de mercado

A Petrobras está exposta a uma série de riscos, principalmente os decorrentes de eventuais variações nos preços de petróleo e derivados e nas taxas

cambiais ou de juros, que podem afetar negativamente o valor dos ativos e passivos financeiros ou seus lucros e fluxos de caixa futuros.

A companhia adota uma filosofia de gestão integrada de riscos, segundo a qual o foco da gestão não está nos riscos individuais – das operações ou das unidades de negócio –, mas na perspectiva mais ampla e consolidada da corporação, capturando possíveis proteções naturais. São preferidas ações estruturais, criadas em decorrência de uma gestão adequada do capital e do endividamento da empresa, em detrimento do uso de instrumentos financeiros derivativos.

Seguros

Por meio da compra de seguros, a Petrobras transfere ao mercado segurador os riscos que podem gerar prejuízos significativos à companhia e aos que devem ser obrigatoriamente segurados, por disposição legal ou contratual. Por sua capacidade de assumir parcela expressiva de riscos, a Petrobras contrata franquias que podem chegar a US\$ 60 milhões. A maior parte da malha de dutos em território brasileiro e os riscos relacionados a lucros cessantes – decorrentes de algum sinistro – e ao controle de poços não são segurados. Plataformas, refinarias e outras instalações são cobertas por apólices de riscos operacionais e de petróleo. A movimentação de cargas é protegida por apólices de transporte, e as embarcações, por seguro de casco e máquinas. Responsabilidade civil e poluição ambiental têm apólices específicas.

Os projetos e as instalações em construção com potencial de dano máximo provável superior a US\$ 60 milhões são cobertos contra riscos de engenharia por seguros contratados pela própria Petrobras, preferencialmente, ou pelas empreiteiras. Com os investimentos previstos no Plano de Negócios 2011-2015, espera-se um aumento significativo no volume de prêmios pagos pela contratação de seguros para cobrir os riscos associados aos novos empreendimentos. Para fazer face a essa demanda, a Petrobras conta com duas apólices de seguro guarda-chuva, que cobrem os riscos de engenharia, uma para os projetos em terra, outra para os *offshore*.

Na contratação dos seguros, os ativos são avaliados a partir do seu custo de reposição. O limite máximo de indenização (LMI) da apólice de riscos operacionais é de US\$ 1,2 bilhão. No caso da apólice de riscos do petróleo, o limite chega a US\$ 2,3 bilhões e corresponde ao maior valor de reposição das plataformas da Petrobras. Em 2011, o prêmio final das principais apólices da companhia (riscos operacionais e de petróleo) totalizou US\$ 51 milhões, para um valor segurado dos ativos de US\$ 101 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, especialmente no exterior.

O controle da utilização do crédito, dentro e fora do País, é centralizado, e os processos de controle e concessão de créditos são aprimorados constantemente, de modo a oferecer suporte ao desempenho cada vez mais sustentável da atividade comercial. Com isso, a companhia aproxima-se mais de seus clientes e amplia o uso do crédito como instrumento comercial.

Financiamentos

Financiamentos corporativos

A Petrobras realizou captações para manter o grau de liquidez necessário à execução de 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 ao financiamento de suas atividades.

No mercado de capitais internacional, foram emitidos bônus no total de US\$ 9,6 bilhões; no mercado bancário, as captações somaram US\$ 1,64 bilhão no exterior e US\$ 1,38 bilhão no Brasil. Também foram feitas operações de administração de passivos de US\$ 509 milhões, com o objetivo de alongar o perfil de endividamento da companhia. Nos financiamentos pelas *ECAs*, a companhia captou US\$ 1,39 bilhão.

Financiamentos estruturados

Complexo Suape: Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe) e Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) – Visando à construção das plantas de PET (resina de polietileno tereftálico) e de POY (filamentos têxteis de poliéster), a Citepe contratou financiamentos – linhas de crédito de R\$ 561 milhões, e a PetroquímicaSuape, R\$ 605 milhões.

Refinaria Alberto Pasqualini (Refap S.A.) – A Refap contratou financiamentos – linhas de crédito de R\$ 1,11 bilhão, para a construção de uma unidade de hidrotreatamento.

A Petrobras contratou com o BNDES um financiamento – linhas de crédito de R\$ 1,02 bilhão, para cobrir investimentos na plataforma fixa PMXL-1.

Financiamentos a fornecedores e clientes

A política de fomento aos fornecedores teve continuidade com o Programa de Recebíveis e de Participação, o Programa de Financiamento aos Clientes e o recém-lançado Programa Progredir.

O lançamento, em junho, do Programa Progredir foi o evento mais importante no que tange ao fomento da cadeia de fornecedores da Petrobras. O programa visa viabilizar a obtenção de capital de giro pelas empresas fornecedoras de bens e de serviços da companhia e por seus respectivos fornecedores, a um custo mais barato, visto que o risco de crédito assumido pelos bancos é o risco da Petrobras. Até 31 de dezembro, 157 empresas haviam tomado 254 financiamentos, no montante de R\$ 1,024 bilhão.

O Programa de Recebíveis se consolidou a partir do desenvolvimento e acompanhamento dos Fundos de Investimentos de Direitos Creditórios (FIDCs). Com o apoio da Petrobras, as instituições que operam no mercado de capitais estruturaram os fundos, oferecendo taxas inferiores às praticadas no mercado bancário. Foram implementados oito FIDCs, pondo à disposição dos fornecedores R\$ 1,1 bilhão, dos quais R\$ 70 milhões já aportados pela companhia.

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). Os três FIPs em operação somaram em 2011 um Patrimônio Líquido (PL) de R\$ 1,6 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. Baseia-se em FIDC, que atua como intermediário entre os clientes e a Petrobras. O fundo paga à Petrobras à vista e recebe dos clientes a prazo. Assim, os pagamentos das compras dos clientes são feitos no tempo previsto, sem impacto no caixa da companhia. Foi estruturado, este ano, o primeiro FIDC voltado ao financiamento de clientes, no caso a Braskem, com um volume disponível de R\$ 1 bilhão.

Recursos Humanos

Em seus 58 anos de existência, a Petrobras sempre foi reconhecida pela valorização de seus empregados e pela identificação dos brasileiros com os valores da companhia. Sob vários aspectos, 2011 foi especial para sua gestão de pessoas.

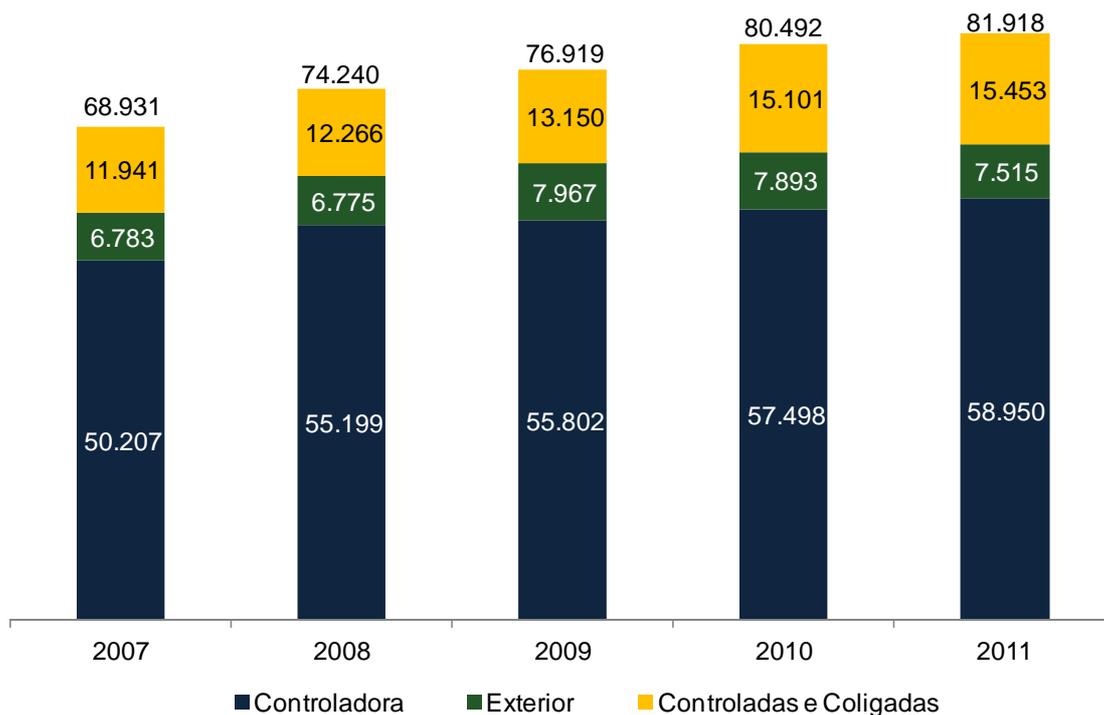
Em pesquisa realizada pelo jornal Valor Econômico e pela consultoria Aon Hewitt, pela quarta vez consecutiva a Petrobras aparece no topo do *ranking* das empresas “mais desejadas” para se trabalhar. Também se manteve no segundo lugar na pesquisa Empresa dos Sonhos dos Jovens, da Cia. de Talentos, ficando entre as dez primeiras escolhas pela oitava vez seguida.

Pelo sexto ano consecutivo, a Petrobras se manteve na lista das empresas mais sustentáveis do mundo, segundo os critérios do Dow Jones Sustainability Index (DJSI), e a gestão do capital humano teve papel importante nessa conquista.

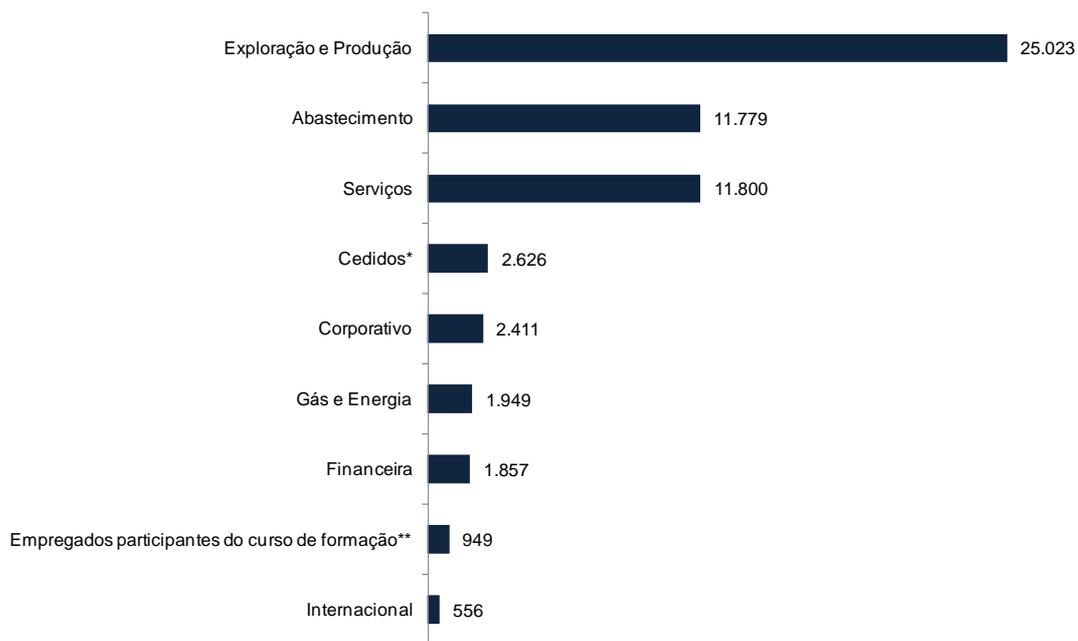
Evolução do efetivo

O Sistema Petrobras encerrou o ano com 81.918 empregados, tendo aumentado 1,8% seu efetivo em relação a 2010. Em virtude da expansão dos negócios, foram realizados dois processos seletivos para a Petrobras Controladora, com cerca de 217 mil candidatos inscritos e 2.406 admitidos.

Efetivo - Sistema Petrobras



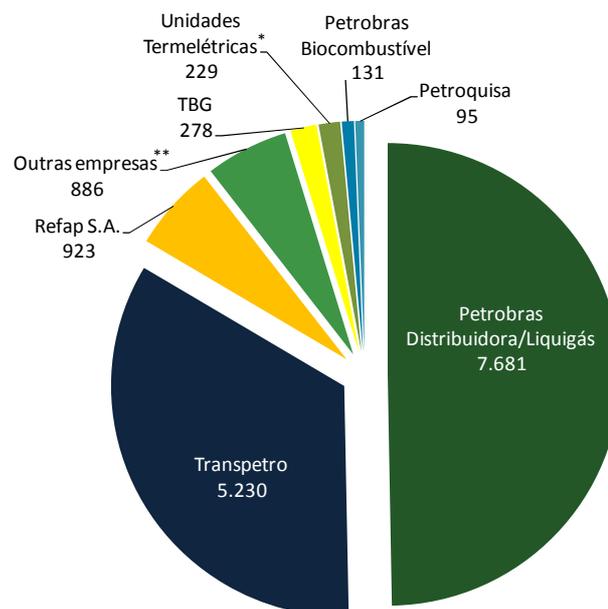
Efetivo por Diretoria - Petrobras Controladora



* Empregados da Petrobras Controladora lotados em empresas do Sistema Petrobras

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

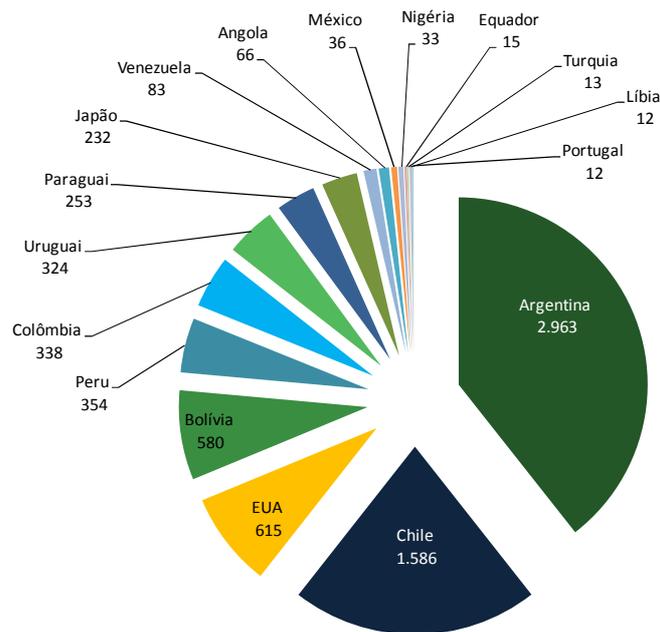
Efetivo - Controladas



* Termoçu S.A., Sociedade Fluminense de Energia Ltda., Termomacaé Ltda., Termo Ceará Ltda.

** Companhia Petroquímica de Pernambuco, Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), Ipiranga Asfaltos S.A., Innova, Breitener (Energia; Jaraqui; Tambaqui).

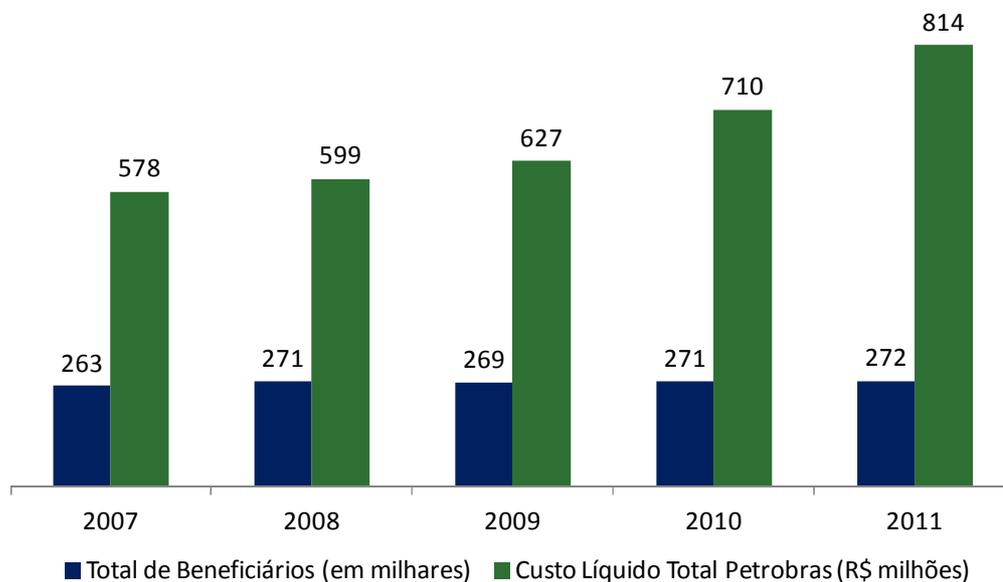
Efetivo - Empresas vinculadas à Diretoria Internacional



Benefícios

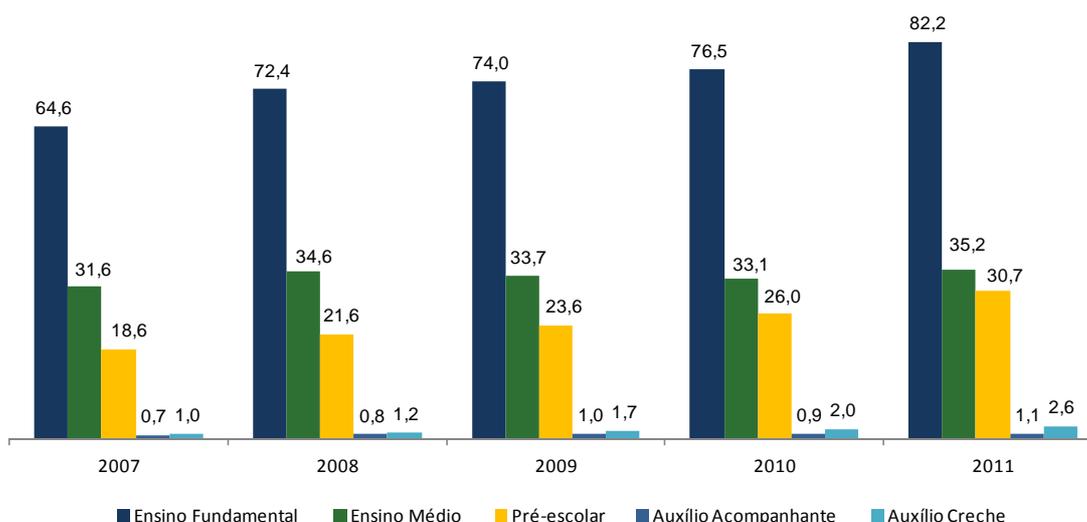
A Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) deu cobertura a 272 mil beneficiários em aproximadamente 23 mil pontos de atendimento. O gasto da Petrobras com consultas, exames e internações foi de R\$ 814 milhões.

AMS - Beneficiários x Custo Líquido (Petrobras)



Foram aplicados R\$ 151,8 milhões em benefícios educacionais, contemplando 20.677 empregados com a concessão do auxílio a 29.443 dependentes.

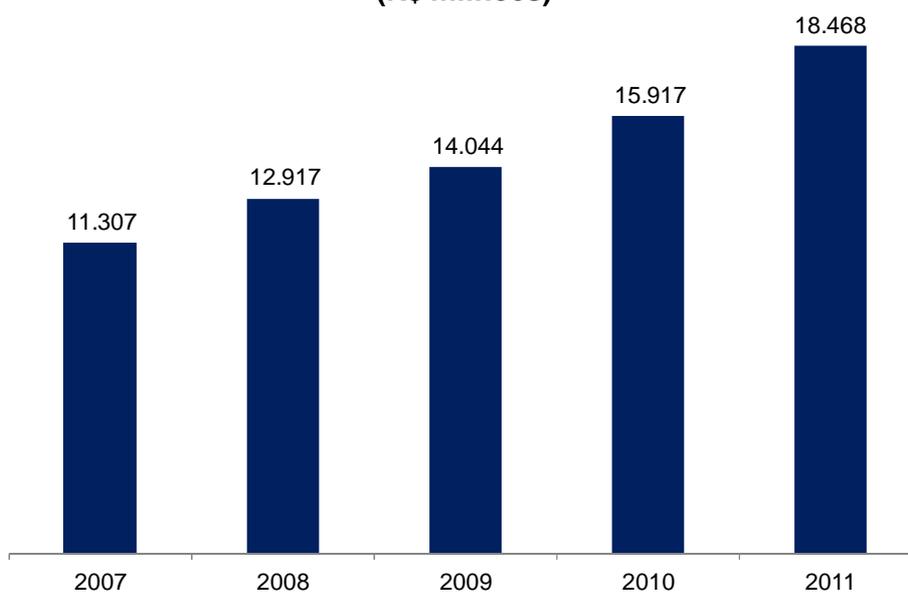
Evolução dos Custos dos Benefícios Educacionais por Modalidade (R\$ milhões)



Custo de pessoal

O custo de pessoal é composto pela remuneração fixa dos empregados (salários, vantagens, adicionais e encargos) e pelas despesas referentes aos benefícios educacionais, de previdência complementar e AMS. Em 2011, esse gasto atingiu R\$ 14,6 bilhões na controladora, 18,3% superior ao do ano anterior. Contribuíram para esse aumento o reajuste salarial, com ganho real para os empregados de até 3,25%, a expansão do efetivo e o crescimento da folha de pagamento, em virtude de anuênios e progressão na carreira. No Sistema Petrobras, o custo total de pessoal foi de aproximadamente R\$ 18,5 bilhões.

Custo de Pessoal - Sistema Petrobras (R\$ milhões)



Desenvolvimento de Recursos Humanos

Foram investidos R\$ 207,5 milhões em desenvolvimento dos profissionais, resultando em uma média de 89,2 horas de treinamento por empregado em aproximadamente 227 mil participações em cursos de educação continuada, no País e no exterior, e em formação de novos empregados. No Brasil, os investimentos alcançaram R\$ 185,6 milhões.

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 destinar recursos da Participação Especial para a concessão de bolsas de estudo a cursos ligados à carreira da indústria de óleo e gás. Tais recursos estão previstos na cláusula de pesquisa e desenvolvimento dos contratos de concessão celebrados entre Petrobras e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O programa, iniciado em 2010, contempla 34 instituições participantes, com investimentos superiores a R\$ 200 milhões e 11 mil bolsistas em cursos de nível técnico e superior, para graduação, mestrado, doutorado e pesquisador visitante.

Também teve continuidade o projeto Profissões de Futuro (www.profissoesdefuturo.com.br), cujo objetivo é despertar nos estudantes do último ano dos níveis fundamental e médio o interesse pelas carreiras técnicas da indústria de óleo e gás.

Foi criado o Programa Atração de Talentos, de estímulo aos estudantes universitários à participação nos processos seletivos da companhia. Com palestras em diversas instituições de ensino e em eventos para estudantes, empregados da Petrobras apresentaram aos jovens as diversas oportunidades de carreira, em face dos desafios oriundos do Plano de Negócios da Petrobras.

Atenta também à necessidade de mão de obra qualificada em sua cadeia de fornecedores, a Petrobras coordena, junto com o Governo Federal e outras entidades, o Plano Nacional de Qualificação Profissional (PNQP). Estruturado em 2006, o programa capacita, por meio de cursos gratuitos, milhares de profissionais, em todos os estados do País. Até 2011, o Prominp qualificou cerca de 80 mil pessoas, em 185 categorias profissionais, atendendo 17 estados do Brasil, com investimentos de R\$ 220 milhões da Petrobras.

NEGÓCIOS

Exploração e Produção

Um ano para comemorar. Assim foi 2011, com descobertas de jazidas, implantação de novos projetos, ampliação da infraestrutura para escoamento de gás e aumento da produção de óleo e gás, inclusive no Pré-Sal. Foram contratadas sondas de perfuração e plataformas de produção e garantidas novas reservas.

Exploração

Em 2011, a Petrobras consolidou o sucesso da atividade exploratória nas seções Pré-Sal e pós-sal das bacias sedimentares brasileiras, em especial as do Sul e do Sudeste (Espírito Santo, Campos e Santos). Além disso, avançou nas atividades relativas aos Planos de Avaliação de Descoberta (PAD) nestas bacias, confirmando as avaliações iniciais das descobertas anteriores, sobretudo as de 2010. Este sucesso vem fortalecendo os alicerces para que a produção de petróleo no Brasil continue sua trajetória de crescimento, com sustentabilidade, ao longo das próximas décadas.

Foram perfurados 123 poços exploratórios, dos quais 76 em terra e 47 no mar – destes, 17 tiveram como objetivo o Pré-Sal. O índice de sucesso exploratório foi de 59%.

BACIA DE CAMPOS

Dois novos poços exploratórios resultaram nas acumulações de Forno e Guanabara, a primeira no Pré-Sal do campo de Albacora, e a segunda, no pós-sal, 70 km a sudoeste do campo de Jubarte. A perfuração do prospecto Gávea – 110 km a leste dos campos de Maromba e Papa Terra, no sul da bacia, em lâmina d'água de 2.708 m – resultou em mais uma descoberta no Pré-Sal. O consórcio é formado pela Repsol/Sinopec (operadora, com 35%), a Petrobras (30%) e a Statoil (35%).

BACIA DE SANTOS

As descobertas não se limitaram ao Pré-Sal. Em novembro, próximo às áreas de Tiro e Sídon, houve a descoberta, no prospecto Patola, de uma acumulação no pós-sal, que contribui para consolidar um novo polo de produção na porção sudoeste desta bacia.

No Pré-Sal, a perfuração do prospecto Abaré – no bloco BMS-9, o mesmo que contém a acumulação de Carioca – resultou em descoberta que pode elevar o potencial da área. Está prevista a realização de um teste de formação no poço para avaliar a produtividade dos reservatórios.

Em fevereiro, iniciou-se o plano de avaliação da área de Carioca. Dos três poços de extensão programados, o Carioca Nordeste já foi perfurado e o Sela

teve início em dezembro. Um Teste de Longa Duração (TLD) no Carioca Nordeste indicou potencial de produção de 28 mil barris/dia.

Em dezembro, a perfuração do segundo poço de extensão no PAD de Guará – que confirmou a continuidade da acumulação no Pré-Sal – e a conclusão do TLD no poço descobridor permitiram a declaração de comercialidade da área, dando origem ao campo de Sapinhoá.

BACIA DO ESPÍRITO SANTO

Entre maio e agosto, a perfuração dos prospectos Brigadeiro, Pé de Moleque e Quindim, em lâmina d'água de 1.900 m, resultou nas descobertas de três acumulações no pós-sal. Elas estão localizadas a cerca de 45 km a leste do campo de Golfinho e, juntamente com a área de Cocada (descoberta em 2010), vêm consolidando a área denominada Parque dos Doces, em que a Petrobras detém 65% da concessão.

O consórcio formado pela Petrobras (88,1%) e pela Repsol/Sinopec (11,9%) descobriu gás com a perfuração do prospecto Malombe, cerca de 20 km a sudeste dos campos de Peroá e Cangoá. Será dada continuidade à exploração, com a proposta de perfuração de dois outros poços.

Concessões

Não houve rodada de licitações da ANP em 2011, mas a Petrobras aumentou sua participação em alguns contratos por meio de operações de *farm-in* nos blocos sob concessão e fez as devoluções de blocos previstas. Com isso, o portfólio da companhia conta com 132 contratos de concessão, totalizando 119.132 km² distribuídos em 194 blocos exploratórios, dos quais 31.068 km² correspondem a 51 planos de avaliação de descoberta.

Produção

A Petrobras iniciou a operação de cinco projetos de produção de óleo: a plataforma P-56 (módulo 3 do campo de Marlim Sul) e quatro TLDs, que, aliados ao aumento de produção resultante da interligação de novos poços em diversas plataformas (P-48, P-57, FPSO-Capixaba, FPSO Cidade de Angra dos Reis), compensaram o declínio natural e garantiram à companhia um aumento de 1% na produção nacional de óleo e líquido de gás natural (LGN). A produção em 2011 atingiu 2.022 mil bpd.

O projeto Varredura – implementado na Bacia de Campos em 2009, com o objetivo de identificar oportunidades exploratórias em áreas próximas aos campos e infraestrutura existentes – também deu excelentes resultados, atingindo produção média de 125 mil bpd em 2011. Esta produção veio das descobertas realizadas em 2010 nos prospectos Brava, Carimbé e Tracajá, todas no Pré-Sal, respectivamente nas concessões de Marlim, Caratinga e Marlim Leste; e Jabuti e Aruanã, no pós-sal.

Em fevereiro, teve início o TLD de Sídón, através da plataforma SS-11, que estava instalada na locação de Tiro para a realização do TLD, iniciado em 2010. As jazidas de Tiro e Sídón localizam-se em águas rasas no pós-sal da porção sul da Bacia de Santos.

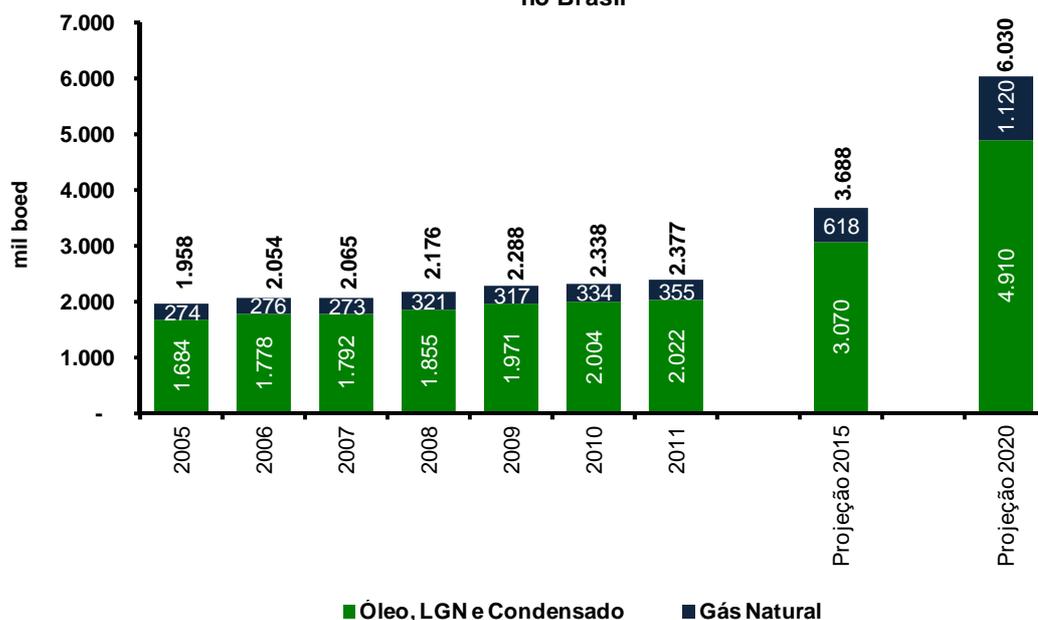
Em abril, começou o TLD da área de Lula Nordeste, na Bacia de Santos, no antigo bloco exploratório BM-S-11 do Pré-Sal, a cerca de 300 km da costa do Rio de Janeiro. O teste foi realizado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, ancorado a 2.120 m de profundidade. A Petrobras é a operadora, com 65% de participação, no consórcio do qual também participam o BG Group (25%) e a Galp Energia (10%). As informações obtidas neste teste subsidiarão os estudos para o desenvolvimento do segundo sistema piloto de produção, a ser instalado na área de Lula Nordeste.

Em junho, foi iniciado o TLD de Aruanã, no pós-sal da porção sul da Bacia de Campos, através do poço 1-RJS-661, interligado ao FPSO Cidade de Rio das Ostras. O bloco exploratório (C-M-401) está localizado entre os campos de Pampo e Espadarte, entre 350 m e 1.500 m de lâmina d'água. As informações obtidas subsidiarão os estudos para melhor caracterização da rocha-reservatório, dos fluidos e do potencial produtivo das acumulações de petróleo no bloco.

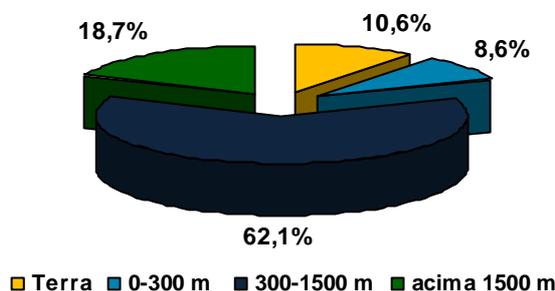
Em agosto, entrou em produção, no campo de Marlim Sul, a plataforma semissubmersível P-56, projetada para processar 100 mil bpd e instalada em lâmina d'água de 1.670 m. A construção dos módulos integrados (*topside*) da P-56 apresentou elevado índice de conteúdo local (73%). O casco foi construído integralmente no Brasil, o que demonstra capacidade da indústria nacional para atender às encomendas da Petrobras.

Em outubro, a companhia iniciou mais um TLD, na área de Carioca Nordeste, através do FPSO *Dynamic Producer*, o mesmo que realizou o TLD de Guará, também no BM-S-9. O poço foi perfurado em lâmina d'água de 2.151 m, a 275 km da costa de São Paulo. A estimativa é de que o sistema opere por cerca de seis meses. A Petrobras detém 45% dos interesses da área. Os demais parceiros do consórcio são o BG Group, com 30%, e a Repsol, com 25%.

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



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



Produção de Gás natural

A produção de gás natural totalizou 56,4 milhões de m³/dia – um aumento de 6,2% em relação ao ano anterior –, em decorrência do bom desempenho dos campos de Canapu, Cachalote, Baleia Franca e Peroá e do início do escoamento de gás da P-57 no Parque das Baleias, no Espírito Santo. Além disso, 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.

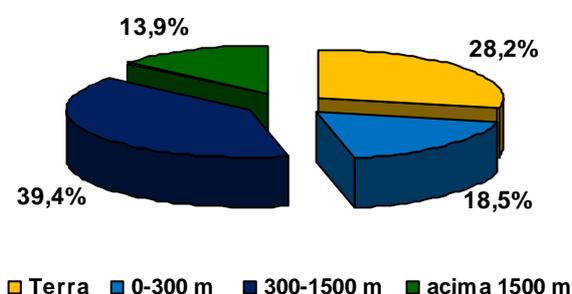
Em abril, a Petrobras iniciou a produção da plataforma fixa de Mexilhão (PMXL-1), instalada na Bacia de Santos, a 137 km da costa, em lâmina d'água de 172 m. Com 227 m, sendo 182 m de jaqueta, a PMXL-1 é a mais alta plataforma

fixa da companhia e tem capacidade de produção de 15 milhões de m³/dia de gás natural.

Dando continuidade aos projetos previstos no Plangás na Bacia de Santos, iniciou-se o escoamento do gás dos campos de Uruguá e Lula, o que confirma a trajetória ascendente da oferta do produto para atender à demanda do mercado.

Merece destaque, ainda, a elevação significativa da entrega de gás ao mercado na Região Norte, com a progressiva conversão das térmicas a diesel e óleo para gás natural.

**Produção de Gás Natural no Brasil
(Distribuição por lâmina d'água)**



Custos de Extração

Em 2011, o custo médio de extração, sem participação governamental, foi de US\$ 12,59/boe – um aumento de 26% em relação ao ano anterior, devido ao maior número de intervenções em poços. Com participações governamentais, o custo de extração chegou a US\$ 32,52/boe – 32% acima do verificado em 2010, influenciado, principalmente, pela elevação do preço médio de referência do petróleo nacional.

Em reais, o custo médio de extração foi de R\$ 21,19/boe, superior em 21% a 2010. Incluídas as participações governamentais, atingiu R\$ 55,04 – 27% acima do exercício anterior, novamente influenciado pelo crescimento de 33% no preço médio de referência do petróleo nacional, em reais.

Pré-Sal

As expectativas para o Pré-Sal começaram a se tornar realidade em 2011, especialmente devido ao início da produção comercial do Piloto de Lula, que confirmou o Polo Pré-Sal da Bacia de Santos como nova fronteira petrolífera, com alta produtividade.

No Pré-Sal, o índice de sucesso exploratório permanece elevado, tendo sido perfurados 37 poços em 2011, todos encontrando a presença de hidrocarbonetos. Com a descoberta de Franco, Carioca Nordeste e Macunaíma, foram concluídas as perfurações de 35 poços nas áreas licitadas, um poço na Cessão Onerosa e mais um para a ANP. Nestas atividades, utilizaram-se dez sondas de perfuração. Em 2012, a previsão é de que outras nove iniciem operação na área.

O primeiro Projeto de Antecipação de Produção de 2011 teve início em fevereiro, no poço 6-MLL-70, no reservatório de Tracajá – campo de Marlim Leste, na Bacia de Campos. Em abril, começou o Projeto de Antecipação de Produção da área de Brava, no campo de Marlim.

Ainda em abril, começou o TLD de Lula Nordeste, utilizando o FPSO Cidade São Vicente, que atingiu a produção de 14,4 mil bpd em julho.

O poço 9-RJS-660 do Piloto de Lula, o primeiro a produzir comercialmente no Pré-Sal da Bacia de Santos, registrou o maior volume de produção da Petrobras em maio, alcançando a média de 28.436 bpd. O poço está interligado ao FPSO Cidade de Angra dos Reis e é o primeiro dos seis poços de produção a serem conectados ao FPSO. Considerando-se a produção de óleo e de gás natural, o volume foi de 36.322 boed, o que confirma o alto potencial dos reservatórios do Pré-Sal brasileiro. Em abril, foi feita a conexão do primeiro poço injetor de gás.

Em setembro, entrou em operação o gasoduto Lula-Mexilhão, que viabiliza o escoamento do gás natural das plataformas destinadas ao desenvolvimento da primeira fase do Pré-Sal da Bacia de Santos e dá mais flexibilidade ao suprimento de gás para o mercado nacional. Com capacidade para escoar até 10 milhões de m³/dia, o gasoduto transporta o gás produzido no Piloto de Lula, ligando a plataforma Cidade Angra dos Reis à de Mexilhão. O gasoduto será usado também para escoar o gás natural produzido nos pilotos de Sapinhoá e Tupi Nordeste, que entrarão em operação, respectivamente, em 2012 e 2013.

Em outubro, começou o TLD de Carioca Nordeste, no FPSO *Dynamic Producer*, que produziu 22 mil bpd em dezembro.

Nos últimos meses do ano, entraram em operação mais dois poços produtores no Piloto de Lula. Com isso, o Pré-Sal, considerando as bacias de Santos e de Campos, atingiu uma produção (parcela Petrobras) de 133,1 mil bpd em dezembro, o que representava 6,6% da produção nacional da companhia.

Vale destacar o afretamento de duas plataformas do tipo FPSO para os projetos-pilotos da área de Sapinhoá Norte e Cernambi, ambos no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A decisão estratégica dos consórcios visa antecipar a produção dessas áreas, cujos testes iniciais de vazão apresentaram bons resultados. Cada um dos FPSOs terá capacidade de produzir até 150 mil bpd, e 6 e 8 milhões de m³/dia de gás respectivamente. A previsão é de que entrem em operação em 2014.

Planejamento Integrado do Pré-Sal

Para que a Petrobras se planeje de forma integrada para os impactos advindos do desenvolvimento do Pré-Sal, foi estruturado o Plano Diretor do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (Plansal), com participação de diversas áreas corporativas e de negócios da companhia.

Em abril, a projeção feita na revisão anual do Plansal indicou que os investimentos necessários ao desenvolvimento da área serão menores que os previstos nos planos anteriores. O esforço de otimização de custos realizado permitiu uma redução de 45% em relação ao Plano Diretor original, de 2008, e de cerca de 32% em relação ao de 2010. Este resultado é decorrente do aumento da produtividade dos poços (de 12 mil bpd para 20 mil bpd) e da redução de 34% no tempo de perfuração.

Até 2015, os investimentos da Petrobras para o desenvolvimento dos projetos do Pré-Sal deverão alcançar US\$ 53,4 bilhões. Com esse esforço, espera-se ultrapassar, em 2017, a meta de produção de 1 milhão de bpd da Petrobras e parceiros, anteriormente divulgada.

Sondas de Perfuração

A Petrobras tem adotado uma estratégia de antecipação de suas demandas, estímulo à construção de novos equipamentos e contratação de longo prazo.

Em 2011, uma unidade flutuante de lâmina d'água rasa encerrou o contrato e entraram em operação 11 sondas de perfuração marítimas, sendo seis para operar em lâmina d'água acima de 2 mil m – outras três estavam em teste de aceitação no fim do ano. Foi aprovada a contratação para construção e afretamento do primeiro lote de sete novas sondas de perfuração marítima, que atenderão ao programa de perfuração de longo prazo. Esse lote faz parte dos processos de licitação destinados à contratação de até 28 sondas de perfuração que serão construídas no Brasil para operar em lâmina d'água de 3 mil m.

Em 2012, a companhia receberá 16 sondas de perfuração, sendo 14 sondas flutuantes para operar em lâmina d'água acima de 2 mil m e duas *jack-ups*.

Sondas de Perfuração	Em 31 de Dezembro					
	2011		2010		2009	
	Contratadas	Próprias	Contratadas	Próprias	Contratadas	Próprias
Terra	17	11	22	12	31	13
Mar, por lâmina d'água (LDA)	54	8	44	8	36	8
Sondas <i>jack-up</i>	1	4	1	4	2	4
Sondas flutuantes	53	4	43	4	34	4
500 a 1.000 m LDA	8	2	9	2	9	2
1.000 a 1.500 m LDA	16	1	13	1	12	1
1.500 a 2.000 m LDA	10	1	8	1	8	1
2.000 a 2.500 m LDA	10	0	9	0	4	0
2.500 a 3.000 m LDA	9	0	4	0	1	0
TOTAL	71	19	66	20	67	21

Reservas Provasdas

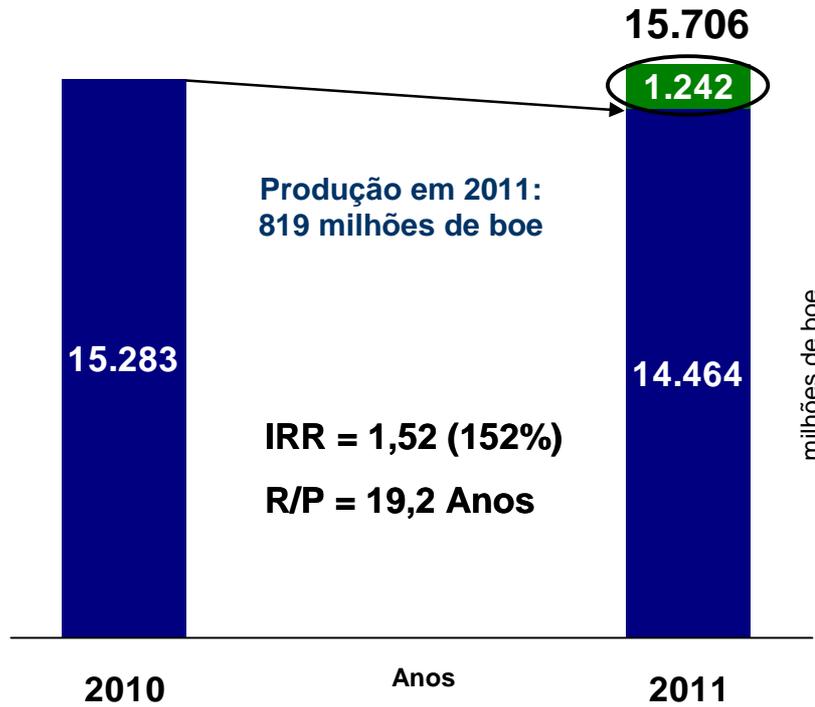
As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural da Petrobras no Brasil atingiram 15,706 bilhões de boe em 2011 pelo critério ANP/SPE, um aumento de 2,8% em relação ao ano anterior. Foi apropriado 1,242 bilhão de boe em reservas e produzidos 819 milhões de boe, incorporando às reservas provadas da companhia 423 milhões de boe.

Com essa incorporação, o Índice de Reposição de Reservas (IRR) foi de 152%, o que significa que para cada barril de óleo equivalente produzido no ano foi acrescentado 1,52 barril de óleo equivalente às reservas. O indicador Reserva/Produção (R/P) aumentou para 19,2 anos.

Entre as principais apropriações em 2011, estão:

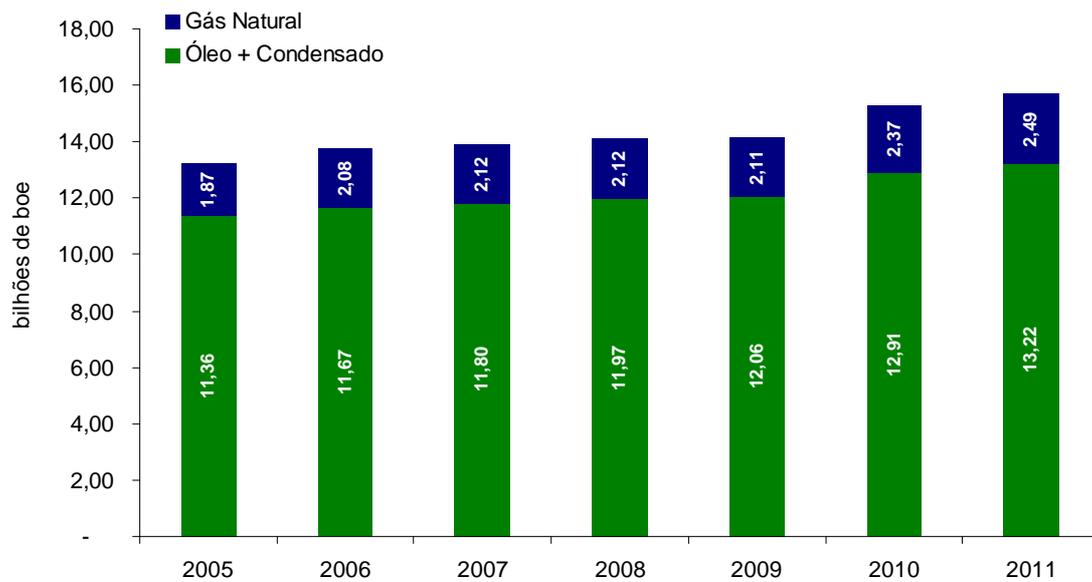
- Descoberta de Sapinhoá, Pré-Sal da Bacia de Santos;
- Descobertas de Tiziu e Patativa, no Rio Grande do Norte e Ceará, e Tapiranga Norte, na Bahia;
- Descobertas no campo de Albacora, na Bacia de Campos;
- Ações de gerenciamento de reservatórios.

Evolução das Reservas Provasdas Critério ANP/SPE



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

Reservas Provasdas - Brasil Critério ANP/SPE



Projetos e TLDs para 2012

Principais sistemas que entrarão em produção:

- **Baleia Azul** – A 85 km do litoral sul do Espírito Santo, na porção Norte do Pré-Sal da Bacia de Campos, o FPSO Cidade de Anchieta tem capacidade para produzir até 100 mil bpd de óleo e 3,5 milhões de m³/dia de gás;
- **Tiro e Sídon** – Localizado em águas rasas da Bacia de Santos, com capacidade de 80 mil bpd de óleo e 2 milhões de m³/dia de gás, o FPSO Cidade de Itajaí será instalado em lâmina d'água de 270 m;
- **Gasoduto Sul/Norte Capixaba** – A construção do gasoduto marítimo GSNC, que irá interligar as porções sul e norte do Espírito Santo, escoará o gás do Pré-Sal do Parque das Baleias até Camarupim, para que seja processado na Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC);
- **Piloto de Sapinhoá (antigo Guará)** – Situado no Pré-Sal da Bacia de Santos, o FPSO Cidade de São Paulo terá capacidade de tratamento de óleo de 120 mil bpd e de processamento de gás natural de 5 milhões de m³/dia.

Serão realizados ainda quatro TLDs no Pré-Sal da Bacia de Santos, utilizando os FPSOs Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer*: Lula (área de Iracema), Sapinhoá (área Norte), Lula (área de Tupi Alto) e Franco. No pós-sal da Bacia de Campos serão feitos dois TLDs (Oliva e Espadarte), com o FPSO Cidade de Rio das Ostras.

Refino e Comercialização

Refino

Em 2011, as 12 refinarias da Petrobras no Brasil processaram 1.862 mil bpd de carga fresca, com utilização média de 92% da capacidade, e produziram 1.896 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), Landulpho Alves (RLAM), Duque de Caxias (Reduc), Clara Camarão (RPCC), Gabriel Passos (Regap), Lubrificantes do Nordeste (Lubnor) e Paulínia (Replan).

O Programa de Flexibilização do Refino (ProFlex) contribuiu para a redução de importação de 23 milhões de barris de derivados médios.

A produção de gasolina atingiu recordes de modo a atender o expressivo crescimento da demanda nacional e aumentou 12% em relação a 2010.

A produção anual de QAV (querosene de aviação) atingiu 5.395 mil m³, o que representa um aumento de 15,7% em relação a 2010.

A produção de diesel atingiu 43.249 mil m³, representando um aumento de 1,1% em relação a 2010.

Entraram em operação 14 novas unidades previstas nos projetos de modernização do parque de refino: uma de hidrotreatamento de Diesel (Recap); duas de hidrotreatamento de nafta de coque (RPBC e Regap); três de hidrodessulfurização de nafta craqueada (Regap, RPBC e Reduc); uma de reforma catalítica na Refinaria Henrique Lage (Revap); seis auxiliares (cinco de dietanolamina – Reduc, RPBC, Regap e Repar – e uma geradora de hidrogênio – Recap); e uma cogeneradora na Refinaria Capuava (Recap). Todas visam à produção de combustíveis com baixo teor de enxofre e em conformidade com as especificações restritivas que entrarão em vigor nos próximos anos.

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. Produzirá também GLP, nafta petroquímica, óleo combustível para navios e coque de petróleo. O início das atividades operacionais está previsto para junho de 2013.

Refinarias Premium

A Petrobras construirá duas refinarias para produzir derivados *premium* (de elevada qualidade e baixo teor de enxofre), otimizando o uso do petróleo nacional. Essas refinarias produzirão basicamente destilados médios, como diesel e querosene de aviação, e coque, que será, em parte, consumido nas próprias unidades, para geração de vapor e energia.

A Premium I será construída em Bacabeira-MA, a cerca 60 km da capital, e terá capacidade para processar até 600 mil bpd de petróleo. Seu objetivo é viabilizar o processamento de petróleo nacional para a produção de diesel S10 ppm tipo Euro V (de elevada qualidade e baixíssimo teor de enxofre) com especificações internacionais. A construção será feita em duas etapas de 300 mil bpd cada, com início das operações em 2016 e 2019. O empreendimento contará também 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 2014, com capacidade de processamento de 165 mil bpd de óleo, e a segunda, em 2018, elevando a capacidade para 330 mil bpd de óleo.

Essa refinaria produzirá diesel, GLP, QAV, nafta, óleo combustível, coque e enxofre, a fim de suprir o mercado nacional de derivados combustíveis e fornecer matéria-prima às unidades petroquímicas.

Comercialização

Mercado interno

Como resultado do crescimento econômico do País, a companhia comercializou em 2011, no mercado interno, 2.131 mil bpd de derivados de petróleo, volume 9% superior ao de 2010.

O volume vendido de diesel cresceu 9%, reflexo do aumento do PIB, do bom desempenho do varejo, da maior participação de mercado da Petrobras e do recorde na safra de grãos em 2011. A comercialização de gasolina registrou o mais alto índice de crescimento entre os principais derivados: 24%. As vendas foram impulsionadas, principalmente, pelo aumento da frota de veículos *flex-fuel*, associado à vantagem do preço da gasolina frente ao do etanol.

O GLP teve expansão de 3% nas vendas, enquanto a nafta se manteve estável. Já as entregas de QAV cresceram 12% em função do aumento da oferta de voos das companhias aéreas de médio porte e regionais, do aquecimento da economia e da valorização do câmbio.

As vendas de óleo combustível tiveram queda de 18% devido à concorrência de substitutos, especialmente o gás natural de uso térmico e industrial.

Exportações x importações

As exportações de petróleo atingiram 435 mil bpd, apresentando redução de 12% em relação ao volume de 2010, especialmente em função do processamento de maior volume de óleo nacional no parque de refino brasileiro. Já as vendas de derivados para o mercado externo somaram 217 mil bpd, um aumento de 9%, impulsionado pelo crescimento nas exportações de óleo combustível.

As importações de petróleo ficaram em 362 mil bpd, o que representa um aumento de 15%, e as de derivados somaram 387 mil bpd, um acréscimo de 29%. A importação de derivados claros, sobretudo gasolina e óleo diesel, aumentou devido à expansão do consumo no mercado interno, decorrente da quebra de safra e do aumento do preço do etanol para o consumidor. O volume de diesel importado atingiu 164 mil bpd, 15% superior ao de 2010; e o de gasolina, 43 mil bpd, um aumento de 378%.

O saldo financeiro da balança comercial da companhia em 2011, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados, sem considerar gás natural, gás natural liquefeito (GNL) e nitrogenados, apresentou déficit de US\$ 4,969 bilhões.

Petroquímica

A atuação da Petrobras nesta área 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.

Expansão da Braskem

A Braskem consolidou sua posição como a maior produtora de polipropileno nos Estados Unidos com a aquisição do negócio deste produto da Dow Chemical: quatro plantas, duas naquele país e duas na Alemanha.

Os ativos nos EUA têm capacidade de produção de 505 mil t/ano, o que representa um aumento de 50% na produção americana da Braskem, totalizando 1,4 milhão de t/ano. A capacidade de produção dos ativos na Alemanha é de 545 mil t/ano.

Em outubro, o BNDES aprovou um limite de crédito de R\$ 2,46 bilhões para a Braskem, que usará esses recursos para apoiar o plano de investimentos em Alagoas, Bahia, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul.

Em setembro, a Braskem iniciou no México a terraplenagem onde será construído o Complexo Industrial do Projeto Etileno XXI, que produzirá 1,05 milhão de t/ano de polietileno para abastecer, principalmente, o mercado interno mexicano. Resultado de uma *joint venture* – em que a Braskem tem participação de 65% e o grupo mexicano Idesa, de 35% –, o Complexo Industrial custará US\$ 3 bilhões e é o principal projeto *greenfield* da Braskem.

Aquisição da Innova

Em março, a Petrobras adquiriu 100% do capital da Innova S.A., antes controlada pela Petrobras Energia Internacional S.A..

Situada no Polo Petroquímico de Triunfo, a Innova é a maior produtora nacional de estirênicos e uma das principais unidades petroquímicas de segunda geração do País. Sua aquisição demonstra a intenção da companhia de realizar investimentos no mercado interno de estirênicos, com expectativa de duplicação da produção da Innova e de sinergias com unidades semelhantes, previstas para o Comperj.

Projetos

Os investimentos no setor petroquímico previstos no Plano de Negócios 2011-2015 somam US\$ 3,8 bilhões, equivalentes a cerca de 2% do total a ser realizado pela Petrobras. Além do Comperj, destacam-se:

- **Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) e Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe)** – Responsáveis pela implementação do Complexo PetroquímicaSuape, produzirão 700 mil t/ano de

ácido tereftálico purificado (PTA), 450 mil t/ano de resina PET (polietileno tereftalato) e 240 mil t/ano de polímeros têxteis e filamentos de poliéster.

Ao final de 2011, a unidade de PTA já estava quase concluída e com contratos de suprimento de matérias-primas e insumos assinados. A Citepe já iniciou a comercialização de produto texturizado próprio, atingindo mais de uma centena de clientes.

O Complexo será o maior polo integrado de poliéster das Américas, retomando a produção nacional de PTA e duplicando a oferta de PET no Brasil, além de representar a revitalização do segmento têxtil, devido à oferta interna de fios com boa qualidade e preço competitivo.

Transporte

Transporte e armazenamento

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), subsidiária da Petrobras para o segmento de transporte e armazenamento de petróleo, derivados, biocombustível e gás natural, opera 7.179 km de oleodutos, 7.327 km de gasodutos, 48 terminais – 20 terrestres e 28 aquaviários – e 56 navios.

Em 2011, 44,2 milhões de t de petróleo e derivados foram transportados por navio, volume 9,5% inferior ao de 2010. A Transpetro movimentou, em seus oleodutos e terminais, 747 milhões de m³ de líquidos, 6% mais do que o ano anterior, além da média de 51,3 milhões de m³/dia de gás natural, volume 10% inferior ao do ano anterior. O pico de movimentação de gás natural foi de 63 milhões de m³/dia.

Novos navios

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) prevê a construção de 49 navios, que acrescentarão 4 milhões de toneladas de porte bruto (tpb) à capacidade atual. Também 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 70% (na segunda) e tornar os estaleiros competitivos internacionalmente.

Em 2011, foram concluídos os processos de licitação dos oito navios do tipo Produtos (para transporte de derivados de petróleo, 48 mil tpb) que integram a segunda fase do programa.

O primeiro navio entregue pelo Promef – Celso Furtado, destinado ao transporte de produtos derivados de petróleo, de 48,5 mil tpb – já integra a frota do transporte marítimo. Também foram adicionados à frota três navios contratados, com capacidade total de 272 mil tpb do tipo DP (posicionamento dinâmico).

Foram convertidos para casco duplo quatro navios para abastecer os barcos de apoio da Petrobras nas bacias de Campos e de Santos. Somados aos convertidos em 2010, totalizam sete embarcações para equacionar necessidades logísticas da produção de petróleo.

Para 2012, estão previstos a incorporação de seis embarcações. Deverão ser entregues três dos 20 comboios fluviais contratados pela Transpetro para atender à demanda de transporte de etanol pela bacia hidrográfica do Tietê-Paraná.

Terminais e Oleodutos

Várias ações foram adotadas em 2011 para ampliar a capacidade da Transpetro:

- Aumento da movimentação de petróleo no Oleoduto São Sebastião-Guararema (Osvat) – Responsável pelo abastecimento da Revap e da Replan, aumentará a vazão dos atuais 4.500 m³/h para a média de 5.100 m³/h, com mais duas estações intermediárias no primeiro semestre de 2012;
- Aumento da movimentação de derivados – O Oleoduto São Paulo-Brasília (Osbra) movimentou, em março, 243.957 m³ de gasolina, 10,8% a mais que seu último recorde. No mesmo mês, o Terminal de Guarulhos teve aumento na entrega da gasolina, com a marca de 102.437 m³, superando em 15% o recorde anterior;
- Operações *ship to ship* de petróleo no Terminal Marítimo da Baía de Ilha Grande (Tebig) – Foi desenvolvida uma alternativa de transferência direta de carga entre navios (*ship to ship*), que realiza o transbordo sem a ocupação das instalações dos terminais, aumentando a agilidade e reduzindo custos;
- Apoio nas bases de logísticas portuárias – Em seus terminais aquaviários, a Transpetro passou a operar bases logísticas portuárias para apoio à área de E&P da Petrobras. Essas bases fazem gestão portuária e contratual, armazenagem, unitização e movimentação de cargas, fornecimento de água, fluidos e granéis sólidos para operação com poços e destinação de resíduos.

Operações com Gás Natural

Concluído o ciclo de investimentos na ampliação dos gasodutos, a malha operada e mantida pela Transpetro alcançou 7.327 km. O aumento da capacidade de movimentação é obtido por meio de novas estações de compressão.

Entraram em operação: gasodutos Gaspal II, Gasan II e trecho Caraguatatuba-SDV03 do Gastau e ramais de Lagoa Parda e Catu; estações de compressão

de Campos Elíseos, Catu, Taubaté, Coari, Juruana, Prado, Vale do Paraíba, Guararema, Aracruz e Piúma; e pontos de entrega Japeri II, Catu, Candeias-Residual e Veracel.

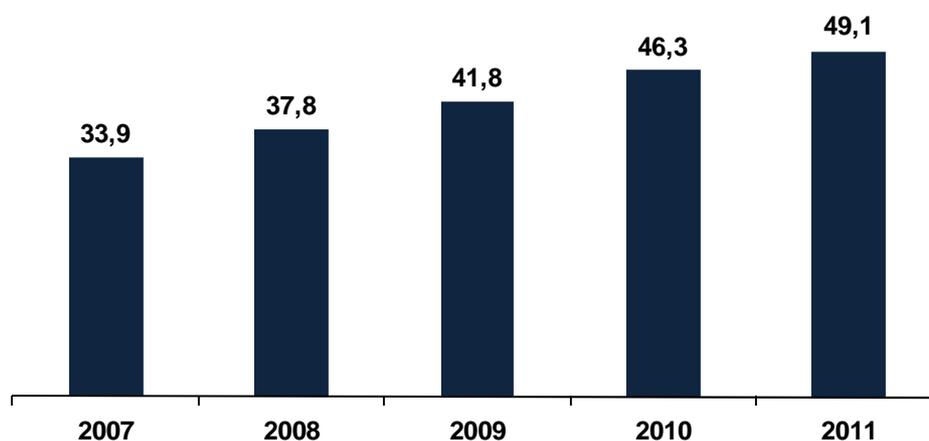
A Transpetro opera sete plantas de processamento no Terminal de Cabiúnas (Tecab), com capacidade de 19,7 milhões de m³/dia de gás natural e 4,5 mil m³/dia de condensado de gás natural, provenientes da Bacia de Campos. Em 2011, o volume médio processado foi de 11,6 milhões de m³/dia e 1,26 mil m³/dia, respectivamente.

Distribuição

A Petrobras Distribuidora, que completou 40 anos de existência em 2011, é a maior distribuidora de combustíveis do Brasil e chegou ao fim do ano com a marca de 49.100 mil m³ comercializados, volume 6,1% maior que o registrado no mesmo período do ano anterior. Com vendas médias acima de 4 milhões de m³, estabeleceu o recorde de vendas de 4.392 mil m³/mês e manteve a liderança no mercado doméstico de combustíveis, com *market share* anual de 39,2%, equivalente a um crescimento de 0,4 p.p..

Com uma rede de 7.485 postos de serviços e 12 mil consumidores diretos, a empresa obteve uma receita operacional líquida de R\$ 74 bilhões e lucro líquido de R\$ 1,27 bilhão.

**Evolução do Volume de Vendas da Petrobras Distribuidora
(em milhões de m³)**



Em linha com a estratégia de manter a liderança no mercado brasileiro de distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis, foram realizados investimentos diretos de R\$ 1,157 bilhão no ano de 2011. Desse total, 54,1% (R\$ 626 milhões) destinaram-se à manutenção e à ampliação da infraestrutura logística; 13,6% (R\$ 157,4 milhões), ao desenvolvimento e à modernização da rede de postos de serviços; 4,7% (R\$ 54,4 milhões), à distribuição de gás e à comercialização de energia; 5% (R\$ 57,9 milhões), ao segmento de aviação; e

2,3% (R\$ 26,6 milhões), ao mercado consumidor. Para a Liquigás – subsidiária para distribuição de gás liquefeito de petróleo – foram destinados 12,5% (R\$ 144,6 milhões) para manutenção da infraestrutura de distribuição de GLP. Também foram investidos R\$ 53,2 milhões em tecnologia da informação, R\$ 17,5 milhões no segmento de produtos químicos e R\$ 8,1 milhões no de produtos asfálticos.

Dos investimentos realizados na Petrobras Distribuidora, destacam-se as obras de modernização e ampliação da fábrica de lubrificantes (Duque de Caxias-RJ) e de 18 terminais, 30 estabelecimentos em *pool* e 28 bases de distribuição; o início da construção de duas bases (Cruzeiro do Sul-AC e Porto Nacional-TO); e melhorias, em todo o Brasil, na infraestrutura operacional para a movimentação do diesel S50 (com baixo teor de enxofre), comercializado a partir de janeiro de 2012, e para o envase e distribuição do produto ARLA 32 (uma solução redutora de óxidos de nitrogênio que deve ser utilizada em associação com o diesel S50). Também foram implementadas adequações em mais de 800 postos da rede para viabilizar a comercialização dos novos produtos.

Foram adquiridos equipamentos para aeroportos e *pools*, viabilizando projetos importantes para o aumento de sua capacidade operacional. Na rede de postos de serviços, houve investimento de R\$ 131 milhões em obras, equipamentos e adequação de elementos de imagem, além da instalação do Centro Tecnológico de Lubrificação Automotiva Lubrax +.

Outro destaque foi a expansão da rede de gás canalizado no Espírito Santo, com entrada em Linhares e aumento da capacidade de comercialização em Vitória, Vila Velha e Serra. Investiu-se ainda em três projetos de eficiência energética (climatização) e em 25 centrais de geração na ponta (implantação de unidade geradora de energia a biodiesel ou a gás natural para utilização no horário de ponta e/ou emergência, visando reduzir custos), com incremento na carteira de clientes.

Para garantir a liderança no mercado cada vez mais competitivo de distribuição, foi revitalizada a marca Lubrax e mantido o Plano Integrado de Marketing (PIM), com foco na fidelização dos consumidores finais e consequente aumento das vendas.

Gás Natural

Com a conclusão de importantes projetos voltados à infraestrutura de produção e escoamento, a oferta de gás natural, em 2011, superou a de 2010, atingindo 62,0 milhões de m³/dia. A oferta doméstica foi de 33,5 milhões de m³/dia, descontados o gás liquefeito, o gás usado no processo produtivo, a injeção nos poços e as perdas.

Da oferta total de gás natural ao mercado brasileiro, 26,8 milhões de m³/dia foram disponibilizados através do gasoduto Bolívia-Brasil. O volume importado de GNL regaseificado foi de 1,7 milhão de m³/dia.

O aumento do consumo em relação ao ano anterior decorreu principalmente do aquecimento da economia, refletido na maior demanda industrial.

Transporte de Gás Natural

A malha de gasodutos de transporte do Sistema Petrobras atingiu 9.251 km. Entraram em operação os seguintes dutos:

- **Gastau** – Com 96 km de extensão e capacidade nominal de 20 milhões de m³/dia, transporta o gás processado na Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba, oriundo dos campos de Mexilhão e Uruguá-Tambaú e do piloto de Lula no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, ampliando a oferta na Região Sudeste;
- **Gaspal II** – Com 54,5 km de extensão, ampliou, em conjunto com o Gasan II e a Estação de Compressão de Guararema, a capacidade de transporte do Sistema Guararema-RPBC – de 12 milhões de m³/dia para 17 milhões de m³/dia –, aumentando a oferta para a região metropolitana de São Paulo;
- **Gasan II** – Com 39 km de extensão, integra o conjunto de projetos que ampliou a capacidade de transporte do Sistema Guararema-RPBC de 12 milhões de m³/dia para 17 milhões de m³/dia e permitiu desativar o trecho de 23 km do gasoduto Gasan I;
- **Variante do Nordeste** – Com 31,7 km de extensão, interligou os quilômetros 383,5 e 404 do gasoduto Nordeste e permitiu elevar a pressão máxima operacional admissível do Nordeste, garantindo mais flexibilidade e confiabilidade ao suprimento de Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte.

Gás Natural Liquefeito

Em 2011, a Petrobras continuou atuando no mercado de gás natural liquefeito (GNL). Com constante diversificação do portfólio, atingiu a marca de 44 contratos do tipo *Master Sales Agreement (MSA)* e, em 2011, realizou 14 operações de compra de cargas – 12 destinadas ao Brasil e duas revendidas no mercado externo. Além disso, efetuou as primeiras operações de reexportação de cargas, tendo exportado duas cargas.

A Petrobras iniciou a implementação do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia (TRBA), que será construído na Baía de Todos os Santos, e terá capacidade para regaseificar até 14 milhões de m³/dia de gás natural. O TRBA, terceiro terminal instalado no País, entrará em atividade em 2013. O navio regaseificador *Golar Winter* será deslocado do Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara (TRBGUA) para operar no TRBA. Para substituí-lo, foi assinado contrato de afretamento de um navio regaseificador, que está em construção na Coreia do Sul e permitirá utilizar a capacidade plena do TRBGUA, de 20 milhões de m³/dia.

Comercialização de Gás Natural

A Petrobras realizou novas rodadas de leilões eletrônicos para venda de gás natural de curto prazo, com regras aperfeiçoadas em relação às estabelecidas em 2010, conforme editais publicados.

Nesses leilões, as distribuidoras de gás celebraram contratos de curto prazo (quatro meses) para volumes de gás natural em três certames: o primeiro, em março; o segundo, em julho; e o terceiro, em novembro. O volume total comercializado foi de 8 milhões de m³/dia, 8,1 milhões de m³/dia e 8,8 milhões de m³/dia, respectivamente.

Com o objetivo de realocar volumes não consumidos pelo mercado termelétrico, a Petrobras iniciou, em abril, um novo tipo de venda de gás natural: o Mercado Secundário. Esta modalidade de venda, em função da hidrologia favorável e do custo de oportunidade do gás natural, é ofertada a clientes do segmento industrial que não usam o gás natural como principal combustível. Ao final de 2011, existiam nove contratos de fornecimento, totalizando 1,5 milhão de m³/dia, com as companhias CEG, BR-ES, Gasmig e Bahiagás.

Distribuição de Gás Natural

O volume médio de gás natural comercializado pelas distribuidoras em todo o Brasil, em 2011, ficou em 47,5 milhões de m³/dia, com redução de 3% em relação a 2010.

A companhia passou a ter participação em 21 das 27 distribuidoras estaduais de todo o Brasil, com a conclusão da aquisição em julho da concessionária de distribuição de gás natural do noroeste paulista, Gas Brasileiro Distribuidora (GBD). Em relação ao perfil de participação acionária, a Petrobras manteve o padrão de 2010, com percentuais que variam de 24% a 100%.

O consumo não térmico das distribuidoras em que a companhia tem participação aumentou 17% (de 17,3 milhões de m³/dia para 20,3 milhões de m³/dia), e o consumo térmico diminuiu 43% (de 7,4 milhões de m³/dia para 4,2 milhões de m³/dia), totalizando uma redução de 0,8% (de 24,7 milhões de m³/dia para 24,5 milhões de m³/dia).

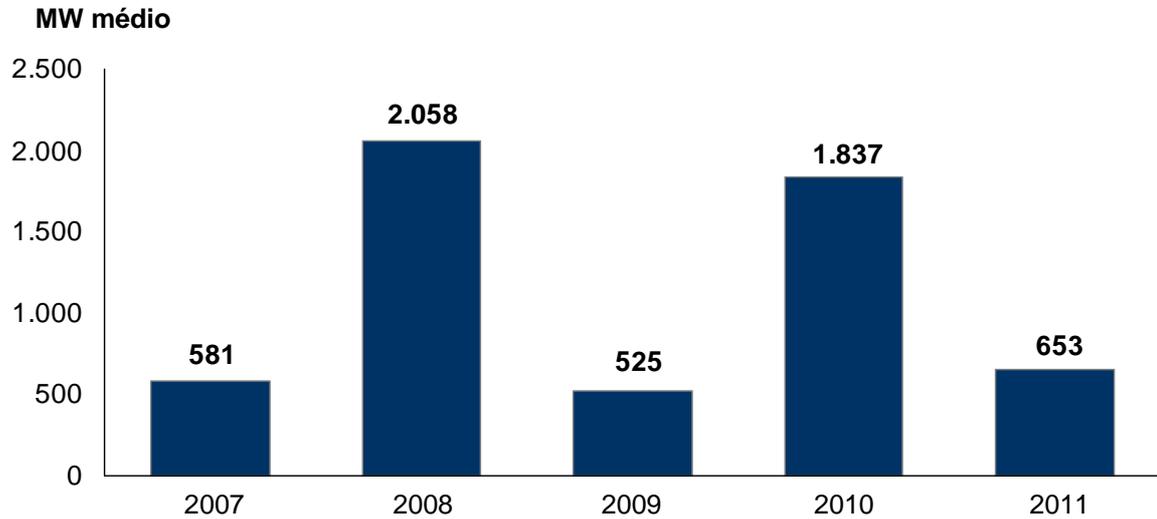


Energia Elétrica

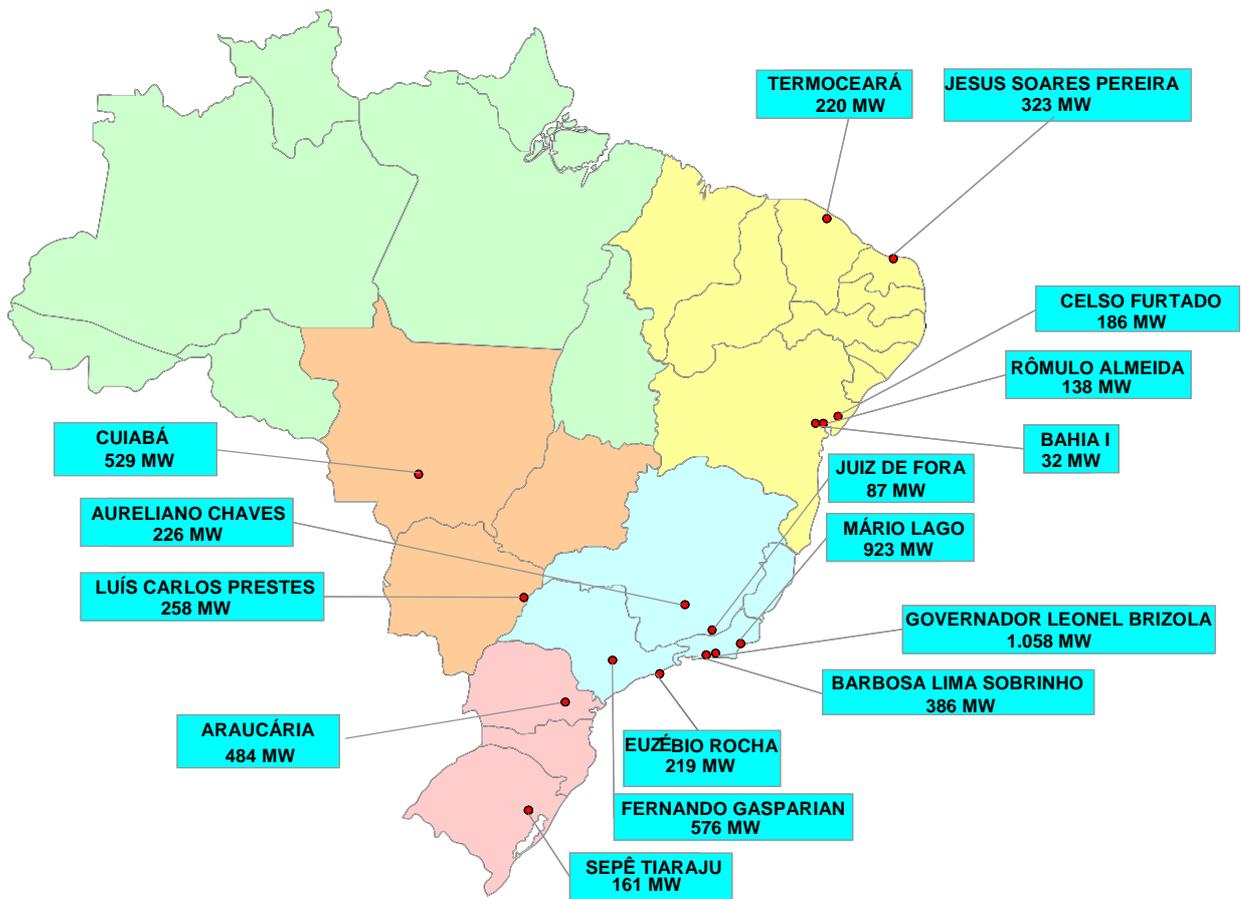
A Petrobras gerou 653 MW médios para o Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio das 16 UTEs próprias e alugadas que compõem seu parque gerador termelétrico, com capacidade instalada de 5.806 MW.

A menor geração em relação ao ano anterior é resultado das condições hidrológicas extremamente favoráveis no Brasil em 2011, quando os níveis dos reservatórios das hidrelétricas se mantiveram elevados. As usinas da companhia operaram apenas para atender a compromissos de inflexibilidade da venda de energia em leilão, fornecimento de vapor aos clientes, despachos por razão elétrica para o SIN e exportação de energia para a Argentina e o Uruguai.

Geração Termelétrica da Petrobras



Capacidade Instalada do Parque Termelétrico da Petrobras



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

Projetos em Energia

Com a entrada em operação de novas usinas, incluindo os empreendimentos nos quais a Petrobras tem participação, a capacidade instalada do parque gerador da companhia atingiu 6.533 MW.

Projeto próprio concluído em 2011:

Conversão da UTE Juiz de Fora para Bicombustível (MG) – Conversão para gás natural e etanol da segunda turbina, de 47 MW.

Projetos com participação da Petrobras concluídos em 2011:

UEE Mangue Seco, Cabugi, Potiguar e Juriti (Guamaré-RN) – Construção de quatro usinas eólicas, com capacidade instalada de 26 MW cada.

Energia Eólica

Em 2011, a companhia finalizou a implementação de quatro usinas eólicas em Guamaré-RN: Mangue Seco, Cabugi, Potiguar e Juriti. Esses projetos correspondem a 104 MW de capacidade instalada e 49 MW médios vendidos.

Os contratos de venda de energia oriunda das usinas foram ofertados no primeiro leilão de reserva de energia eólica, em dezembro de 2009, e são válidos por 20 anos. O certame previa que a energia gerada pelas usinas seria disponibilizada para o Sistema Interligado Nacional em 1º de julho de 2012, mas a Petrobras antecipou o cronograma, e todo o parque eólico está em operação comercial desde 1º de novembro de 2011.

Comercialização de Energia

Em 2011, a Petrobras comercializou 2.385 MW médios de energia elétrica no ambiente de comercialização livre (ACL), obtendo uma receita bruta de R\$ 2,2 bilhões, deduzidos impostos e custo de liquidação no mercado de curto prazo, gerando um resultado após impostos de R\$ 1,4 bilhão.

Fertilizantes

O parque produtor de fertilizantes da Petrobras é formado por duas fábricas, na Bahia e em Sergipe. Os produtos comercializados são ureia, amônia, ácido nítrico, gás carbônico e ARLA 32, cuja primeira venda foi realizada em 2011.

A área teve faturamento recorde de R\$ 1 bilhão no ano, 37% acima do resultado de 2010. Foram vendidas 831 mil t de ureia e 241 mil t de amônia. Devido à melhor performance operacional das fábricas, foi alcançado o recorde histórico de produção de amônia, com 733 mil t, além da produção de 836 mil t de ureia, a maior dos últimos 12 anos.

Novos Projetos

A Petrobras está conduzindo a instalação de três novas unidades de fertilizantes e dois projetos de expansão das fábricas existentes. A estimativa de investimentos nesse segmento, no período 2011-2015, é de aproximadamente R\$ 9,41 bilhões. Destacaram-se em 2011:

Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (Três Lagoas-MS) – Em fase de execução, disponibilizará 1.223 mil t/ano de ureia e 70 mil t/ano de amônia a partir de 2014;

Expansão da Fafen-SE – Uma planta de sulfato de amônio está em fase de execução para ofertar ao mercado 303 mil t/ano de amônia, a partir do ácido sulfúrico excedente produzido pela Refinaria Abreu e Lima (RNEST). O início da operação será em 2013;

ARLA 32 na Fafen-BA – Terminou em outubro a primeira etapa de construção do projeto ARLA 32, com produção de 63 mil m³/ano. Trata-se de uma solução de ureia diluída em água desmineralizada na concentração de 32,5% que será utilizada em veículos pesados a diesel, reduzindo a emissão de poluentes. A segunda fase será concluída em outubro de 2012, ampliando a capacidade para 200 mil m³/ano.

BIOCOMBUSTÍVEIS

Biodiesel

A Petrobras Biocombustível opera três usinas de biodiesel, em Candeias-BA, Quixadá-CE e Montes Claros-MG. Desde 2010, com a duplicação da Usina de Candeias para 216 mil m³/ano, a capacidade total de produção das três unidades soma 434 mil m³/ano. Em julho de 2011, a companhia ingressou no capital social da empresa BSBIOS Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil, em Passo Fundo-RS, com aporte de R\$ 75,6 milhões, passando a deter 50% de suas ações. A indústria opera uma planta de biodiesel, com capacidade de produção de 160 mil m³/ano e unidade de extração de óleos vegetais. As duas empresas já operavam, em parceria, a usina de Marialva-PR. Com a nova sociedade, passam a compartilhar a operação de um complexo industrial com capacidade produtiva total de 287 mil m³/ano de biodiesel.

No Pará, está em construção uma nova usina, com previsão de início de operação para 2013 e aumento da capacidade instalada de produção de biodiesel em 120 mil m³/ano.

Como parte do Projeto Belém, foi constituída a Belém Bioenergia Brasil S.A., responsável pelas atividades agroindustriais no País e, em 2011, pelo plantio de 3.200 ha de palma nos municípios de Tailândia e Tomé Açú. O projeto possibilita a participação no mercado europeu de biocombustíveis, com a

produção, em Portugal, de 250 mil t/ano de *green diesel* (biodiesel de segunda geração), tendo como matéria-prima o óleo de palma produzido no Pará.

Com esses empreendimentos, a capacidade total de produção de biodiesel da Petrobras Biocombustível deverá atingir 855 mil m³/ano em 2013.

Suprimento agrícola

As usinas da Petrobras Biocombustível têm o Selo Combustível Social, em conformidade com as diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB). A empresa também mantém contratos de compra de grãos com 64.812 agricultores familiares, em 133.762 ha de área cultivada, dos quais 105.348 ha com mamona, 5.150 ha com girassol e 23.264 ha com soja. Para a safra 2010/2011, disponibilizou 449 t de sementes, sendo 413 t de mamona e 36 t de girassol, e adquiriu da agricultura familiar 58,9 mil t de grãos, ao custo de R\$ 49,9 milhões.

Extração de óleo vegetal

A Petrobras Biocombustível detém 50% do capital social da Bioóleo Industrial e Comercial S.A., em Feira de Santana-BA. A empresa tem capacidade para processar até 65 mil t/ano de oleaginosas e armazenar 30 mil t de grãos, além de tancagem para 10 milhões de litros de óleo. Estão previstas melhorias operacionais que aumentarão a capacidade de processamento de oleaginosas para 130 mil t/ano, com semirrefino de 60 mil t/ano de óleos.

Etanol

Em conjunto, as coligadas da Petrobras Biocombustível encerrarão a safra 2011/2012 com uma moagem de 20,1 milhões de t de cana-de-açúcar, produção de 769 mil m³ de etanol e 1,4 milhão de t de açúcar, com exportação de 490 GWh de energia elétrica excedente.

Total Agroindústria

Em 2011, foi feito o aporte final de R\$ 22 milhões – totalizando os R\$ 155 milhões previstos – no capital social da Total Agroindústria Canavieira S.A., usina de etanol em Bambuí-MG. Com isso, a companhia detém 43,58% na usina.

No ano, a Total investiu mais de R\$ 21 milhões na expansão de canaviais e R\$ 11,1 milhões na compra de equipamentos. Foram ainda iniciados investimentos de R\$ 122 milhões, referentes ao período 2011-2013, para a construção da segunda fase da usina, que dobrará a capacidade de moagem de cana para 2,4 milhões de t em 2013. Conseqüentemente, a capacidade de produção de etanol poderá atingir 200 mil m³, permitindo ampliar a exportação de energia dos atuais 30 para 86 GWh/ano.

Guarani

Em março de 2011, a Petrobras Biocombustível fez aporte de R\$ 195,4 milhões na Guarani S.A., passando a deter 31,44% das ações da empresa. A operação decorreu de acordo firmado com a Tereos Internacional S.A. para a aquisição de 45,7% da Guarani, por meio de aportes de até R\$ 1,6 bilhão ao longo de cinco anos. Atualmente, a Guarani é proprietária de sete unidades em São Paulo e uma em continente africano, em Moçambique.

Na unidade de Moçambique, estuda-se a possibilidade de produzir etanol para abastecer o mercado local, estimado em 20 mil m³/ano. O governo moçambicano aprovou a mistura de 10% de etanol na gasolina (E10) a partir de 2012. Planeja-se que a destilaria da Guarani esteja pronta para atender à nova demanda quando a medida entrar em vigor.

Estão sendo feitos investimentos de R\$ 767 milhões, aprovados em 2010 e 2011, para expandir a capacidade de processamento de cana-de-açúcar, produção de etanol e açúcar e cogeração de energia. Com eles, a Guarani elevará sua capacidade de moagem de 21,3 milhões de t/ano para 24,6 milhões de t/ano, ampliando a produção de etanol para 888 mil m³/ano; a produção de açúcar para 1,7 milhão de t; e a exportação de energia para 1.200 GWh/ano. No segundo semestre de 2011, foi inaugurada a destilaria da Usina São José, ampliando em 110 mil m³ a capacidade de produção de etanol do grupo no Brasil.

Nova Fronteira

A Petrobras Biocombustível passou a deter 49% do capital social da Nova Fronteira Bioenergia S.A., com um aporte de R\$ 163 milhões, cumprindo o compromisso assumido no Acordo de Investimentos firmado em 2010.

A Nova Fronteira anunciou investimentos de R\$ 530,7 milhões na Usina Boa Vista nos próximos três anos. Os recursos serão aplicados na ampliação da unidade para uma capacidade de moagem estimada em até 8 milhões de t/ano, o que possibilitará elevar a produção anual de etanol dos atuais 176 mil m³ para 700 mil m³. A exportação de energia elétrica deverá passar de 135 GWh para 600 GWh/ano. A empresa assinou contrato com a Petrobras Distribuidora para venda de 50 mil m³/ano de sua produção de etanol anidro.

INTERNACIONAL

Atuação internacional

A Petrobras atua em 24 países, além do Brasil, com projetos em cinco continentes, e tem escritórios de representação em Nova York, Londres, Tóquio e Pequim. Também mantém acordos de cooperação com diversos parceiros, para desenvolvimento de tecnologia e negócios.

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

- Aproveitamento da capacidade técnica e de conhecimento geocientífico 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 e promover a integração da cadeia de produtos;
- Ampliação dos negócios de gás natural para complementar o mercado brasileiro, cumprindo o compromisso de responsabilidade com a segurança energética do País.

Tabela de posição dos países

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

No mercado internacional, a Petrobras encerrou 2011 com investimentos de R\$ 4,4 bilhões, tendo produzido 147,5 mil bpd de óleo e 16,54 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando 244,9 mil boed, além de ter processado 174,03 mil bpd de óleo em suas refinarias, cuja capacidade de processamento ao final do ano foi de 230,5 mil bpd, proporcionando um fator de utilização de 67% ao ano.

As reservas provadas internacionais somaram 0,706 bilhões de boe, volume 0,4% superior ao de 2010, resultando no índice de reposição de reservas de 104%. Esse volume corresponde a 4,3% das reservas totais da companhia, segundo o critério Society of Petroleum Engineers (SPE).

Desenvolvimento de negócios

A Petrobras investiu R\$ 4,4 bilhões em sua atuação internacional, para atender as estratégias de alinhamento ao portfólio doméstico da companhia, conquistar mercados e ampliar negócios de gás natural, com foco na Costa Oeste da África e Golfo do México. Desse total, 10% foram destinados às atividades de refino, petroquímica, distribuição, gás e energia, e 90% à exploração e produção, dos quais 59% para o desenvolvimento da produção em projetos existentes.

Américas

A Petrobras está presente em 11 países do continente americano, além do Brasil: Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, Curaçao, Estados Unidos, México, Paraguai, Peru, Uruguai e Venezuela. São 872 estações de serviços e ativos de exploração e de produção em oito desses países, cuja produção foi de 89,7 mil bpd de óleo e 16,5 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando 187,1 mil boed.

Na Argentina, foi concluída, em maio, a venda da refinaria de San Lorenzo, o que reduziu em 50 mil bpd a capacidade de processamento da companhia no país, que passa a ser de 30,5 mil bpd de óleo na refinaria Ricardo D. Eliçabe, localizada em Bahía Blanca.

Na Bolívia, a atuação da companhia produzindo gás natural dos campos de San Alberto e San Antonio contribui para o abastecimento desse mercado no Brasil, via transporte pelo gasoduto que liga os dois países. Durante o ano, a companhia adquiriu participação de 30% no campo de gás natural de Itaú.

No Peru, cuja produção do lote X gira em torno de 15 mil boed, seguem o desenvolvimento da produção do lote 57 (Kinteroni) e a exploração no lote 58, que representam uma possibilidade de aumento da produção internacional de gás da companhia.

Nos EUA, a Petrobras anunciou descobertas recentes nos projetos de Hadrian e Logan, no Golfo do México, e continua desenvolvendo os ativos de produção em St. Malo, Tiber, Stones e Cascade & Chinook e projetos de exploração. A moratória das operações de prospecção de petróleo no Golfo e a revisão das

medidas de segurança, motivadas pelo acidente com derramamento de óleo, em 2010, em plataforma de outra companhia, postergaram o cronograma de alguns projetos da Petrobras, entre eles o início da produção de Cascade & Chinook, adiado para 2012.

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 (bloco 2) soma 57,8 mil bpd de óleo. A contínua reavaliação do portfólio da companhia motivou o reposicionamento em alguns dos ativos em Angola, com a venda de 50% da participação no bloco 26, a saída do bloco 15, pela venda da participação, e do bloco 34, pela devolução do bloco ao governo. A companhia atua também em exploração na Tanzânia, que se encontra em fase de perfuração de poços; na Namíbia, onde detém o direito de operação do ativo e se prepara para a perfuração do primeiro poço; no Benin, onde realizou sísmicas 3D; e no Gabão, onde será iniciada a aquisição de sísmica 3D.

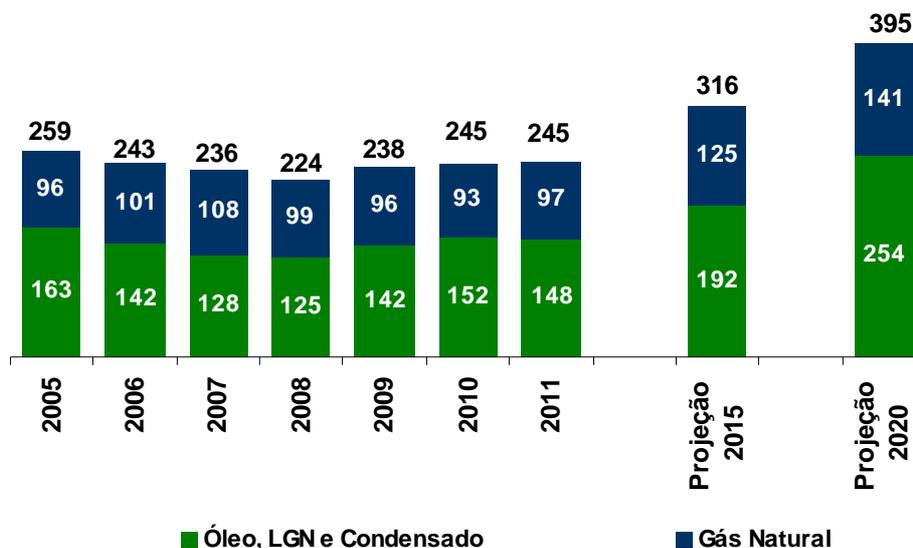
Ásia e Oceania

A Petrobras tem uma refinaria na ilha de Okinawa, no Japão, com capacidade de processamento de 100 mil boed, e desenvolve projetos exploratórios na Nova Zelândia, com aquisição de sísmica 2D. Na Austrália, optou por não prosseguir com o projeto localizado na Bacia de North Carnarvon, após as perfurações terem indicado poço seco.

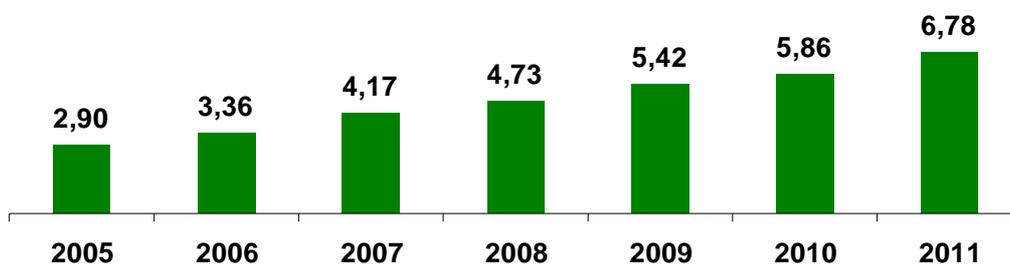
Europa

Em Portugal, a companhia desenvolve projetos de exploração na Bacia do Peniche, com a continuidade de processamento e interpretação de dados, e na Bacia do Alentejo, com aquisições de sísmicas 3D, além de projetos relacionados à produção, ao desenvolvimento de tecnologias e ao comércio de biocombustíveis, em parceria com empresas locais.

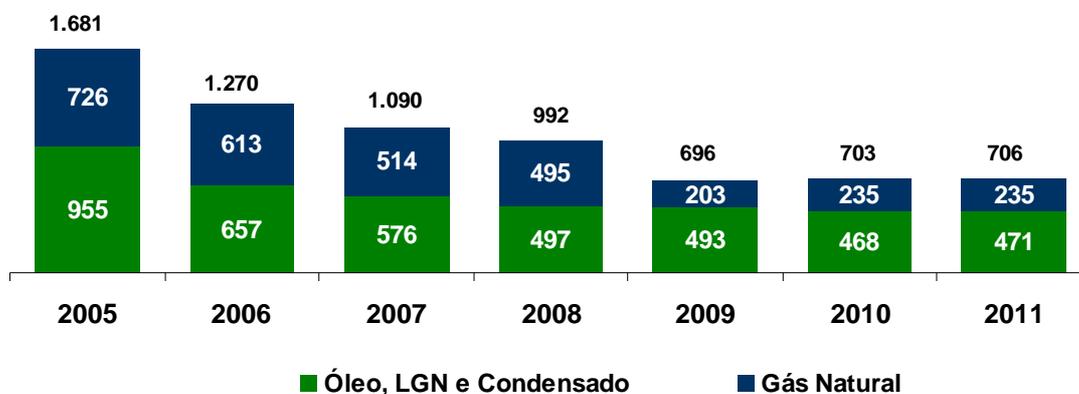
Produção Internacional de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural (mil boed)



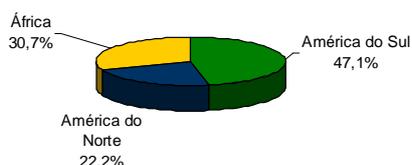
Custo Unitário de Extração Internacional (US\$/bb)



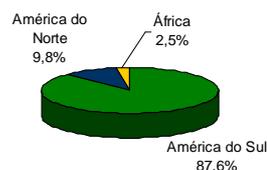
Reservas Provadas Internacionais de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural - Critério SPE (milhões de boe)



Reservas Provasdas Internacionais de Óleo e Condensado por País - Critério SPE



Reservas Provasdas Internacionais de Gás Natural por país - Critério SPE



Pesquisa & Desenvolvimento

Em 2011, a Petrobras aplicou R\$ 2,4 bilhões em P&D, um aumento de 41% em relação a 2010. A gestão destes recursos é coordenada pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), o maior complexo de pesquisa do Hemisfério Sul e de uso exclusivo da Petrobras, que conta com 1.814 empregados, dos quais 1.342 dedicados exclusivamente à pesquisa e desenvolvimento, e 314, à engenharia básica dos projetos das instalações industriais. Em termos de qualificação, 24% de seus pesquisadores possuem título de doutorado e 43% de mestrado. Os principais resultados obtidos em 2011 foram:

Expansão dos negócios

- Desenvolvimento de metodologia que possibilitou caracterizar diferentes tipos de petróleo do Pré-Sal da Bacia de Santos, o que permitirá planejamento mais eficiente da produção;
- Perfuração do primeiro poço, no mundo, com a tecnologia *Liner Conveyed Gravel Pack*, que reduz o tempo de perfuração de poços horizontais em campos maduros;
- Demonstração da tecnologia GTL (*gas to liquids*) compacto, para produção de óleo sintético a partir de gás, eliminando a queima de gás em Testes de Longa Duração (TLD);
- Instalação da estação protótipo de separação submarina água-óleo no campo de Marlim, em águas profundas. As interconexões com o sistema de produção de Marlim serão finalizadas em 2012. Esta tecnologia viabiliza o aumento de produção em campos maduros *offshore*, com melhor aproveitamento do sistema de produção existente;
- Perfuração de poço com 53° de inclinação final no sal. Esta solução tecnológica, em desenvolvimento para perfuração de poços estendidos e horizontais no Pré-Sal, aumentará a produção e reduzirá o número de poços;
- Qualificação do sistema submarino de injeção de água do mar, para aumento da produção em campos maduros. Três destes sistemas estão em fase final de instalação no campo de Albacora;
- Comprovação da tecnologia de *risers* rígidos para as plataformas do Pré-Sal, permitindo aumento de competitividade neste mercado e consequente redução de custos.

Valorização e diversificação de produtos

- Início da produção de Diesel *Podium* com 50 ppm de enxofre (S50), na Refinaria Henrique Lage (Revap), antecipando em seis meses a oferta do produto ao mercado brasileiro;
- Conclusão do modelo de otimização dos sistemas de produção de mamona e girassol no semiárido, que possibilitará ganhos expressivos de produtividade por meio de escolhas de densidade de plantio e variedades, controle de pragas e doenças, adubação e associação com culturas alimentícias;
- Produção de 12 t de polietileno diferenciado de alta densidade em unidade de demonstração da Braskem, para produção de cabos de amarração de plataformas de petróleo com alta resistência, fluabilidade e menor custo de aplicação.

Sustentabilidade

- Conclusão de testes em sistema protótipo, para redução de até 50% dos particulados emitidos por unidades de craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC);
- Conclusão do primeiro teste mundial de oxcombustão em unidades de FCC, capaz de capturar 1 t/dia de CO₂, além de reduzir em até 32% as emissões de CO₂ em refinarias a custo 50% inferior;
- Finalização da caracterização ambiental científica da Bacia de Campos, compondo o mais completo conjunto de informações ambientais da região, alinhado às políticas públicas do Ministério de Meio Ambiente;
- Implantação de unidade de tratamento biológico de efluentes salinos industriais para redução de impactos ambientais no Terminal de São Sebastião-SP;
- Instalação de unidade de tratamento e reúso de efluentes por separação por membranas na Revap e de tratamento e reúso de efluentes por eletrodialise reversa para remoção de sais na Regap, ambas para redução de descarte de efluentes.

Destaca-se ainda a intensificação da parceria com fornecedores e a academia brasileira, principalmente nos projetos relacionados ao Pré-Sal. Em 2011, foram aplicados cerca de R\$ 500 milhões em universidades e instituições de ciência e tecnologia nacionais, destinados à realização de projetos de P&D, à qualificação de técnicos e pesquisadores, e à ampliação da infraestrutura laboratorial, com a inauguração de 35 laboratórios, totalizando 10 mil m² de área construída e reformada em 17 instituições de 11 estados brasileiros. Com estímulo da companhia, 15 grandes fornecedores da indústria de óleo e gás construíram ou iniciaram a construção de centros de pesquisa no Brasil. Adicionalmente, em 2011 a companhia manteve 44 acordos de cooperação ou protocolo de intenções com empresas nacionais e internacionais.

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

Gestão em responsabilidade social

Em 2011, a companhia investiu R\$ 640,9 milhões em projetos sociais, culturais, ambientais e esportivos. A Petrobras trabalha para que seus programas de patrocínios resultem, de forma efetiva, em contribuição ao desenvolvimento sustentável. Para que haja igualdade de acesso e maior abrangência dos projetos selecionados, a companhia realiza seleções públicas e incentiva os projetos escolhidos a terem metas para alcançar a viabilidade econômica e organizacional, de forma a garantir a continuidade dos benefícios gerados após o encerramento do contrato de patrocínio.

Pelo sexto ano consecutivo, a companhia integra o Índice Dow Jones de Sustentabilidade (DJSI), o mais importante índice mundial relacionado ao tema. O DJSI avalia o desempenho econômico, social e ambiental de mais de 300 empresas e sua renovação consolida a Petrobras entre aquelas que têm as melhores práticas de gestão no mundo.

No estudo elaborado pela consultoria Management & Excellence (M&E), a companhia obteve a melhor nota em sustentabilidade. Na sétima edição do *ranking* Global 100, garantiu, pela segunda vez seguida, seu lugar entre as empresas mais sustentáveis do mundo.

Outra conquista – esta, pela terceira vez consecutiva – foi o Selo Pró-Equidade de Gênero, oferecido pela Secretaria de Políticas para as Mulheres (SPM), a Organização Internacional do Trabalho (OIT) no Brasil e o Fundo de Desenvolvimento das Nações Unidas para a Mulher (Unifem). Entre as ações no âmbito do programa estão a adoção da licença-maternidade de 180 dias; a criação e instalação de quatro salas de apoio à amamentação em unidades da companhia; e a realização de cursos e seminários de formação continuada, com temas como relações de gênero, direito das mulheres e diversidade, além dos Encontros Regionais para o Fortalecimento da Equidade de Gênero.

Para celebrar os 30 anos do Dia Internacional de Combate à Violência contra a Mulher, foi lançada a campanha nacional “Quem Ama Abraça”. O patrocínio ao projeto está alinhado ao Plano de Ação Pró-Equidade de Gênero 2011-2012 e à adesão à quarta edição do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça.

Depois de promover no Brasil, em 2010, o lançamento da ISO 26000 – norma internacional de responsabilidade social –, a Petrobras, em parceria com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), realizou eventos nas principais capitais do País para difundir o conhecimento e o conteúdo da norma, principalmente junto à indústria nacional e ao movimento sindical.

Em 2011, foi concluída a etapa de implantação de processos de Agenda 21 Local no entorno das obras do Comperj. Ao todo, 14 municípios receberam o plano de desenvolvimento local da Agenda 21, realizado a partir de um trabalho

de mobilização junto ao poder público, Terceiro Setor, empresas e comunidade.

Como parte do processo de implementação do Programa Petrobras Agenda 21, foi realizada uma caravana de sensibilização junto às unidades e áreas da companhia. Também houve a capacitação da força de trabalho diretamente envolvida no programa e das instituições que vão operacionalizar as ações.

Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde

A Petrobras despendeu R\$ 5,25 bilhões em ações em segurança, meio ambiente e saúde (SMS) e aprovou os Indicadores Estratégicos de Eficiência Energética e de Intensidade de Emissões de Gases de Efeito Estufa 2011-2015, assim como as metas, os desafios estratégicos e o posicionamento corporativo relativos ao tema.

Para as áreas de negócio, foi determinado o detalhamento de suas carteiras de projeto, explicitando a contribuição para a Eficiência Energética e Redução da Intensidade de Emissões de Gases de Efeito Estufa, e a constituição de um grupo de trabalho, coordenado pela área de Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde (SMES), para avaliar as oportunidades de integração entre atividades, reduzindo ainda mais o consumo de energia.

Foram investidos R\$ 115 milhões na racionalização do uso da energia e no aproveitamento da energia termossolar.

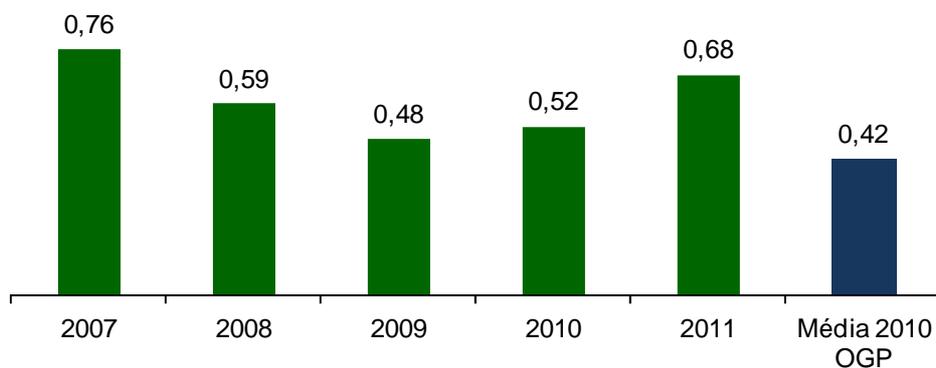
Foi concluído o planejamento da Fase II do projeto Excelência em SMS, referente ao período 2011-2015, assegurando sua adequação ao crescimento e à diversificação dos negócios da Petrobras nos próximos anos. O projeto integra a Agenda Estratégica da companhia e congrega suas principais iniciativas na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

Segurança operacional

Os indicadores de desempenho da Petrobras na área de segurança mantiveram-se em níveis comparáveis aos das melhores referências internacionais para a indústria de óleo e gás. A Taxa de Frequência de Acidentados com Afastamento (TFCA) ficou em 0,68, 36% acima do Limite Máximo Admissível (LMA) estabelecido no Plano de Negócios 2011-2015. Esse resultado deveu-se, principalmente, a acidentes com afastamento nas atividades de construção naval, na operação de sondas e em áreas administrativas.

TFCA Composto

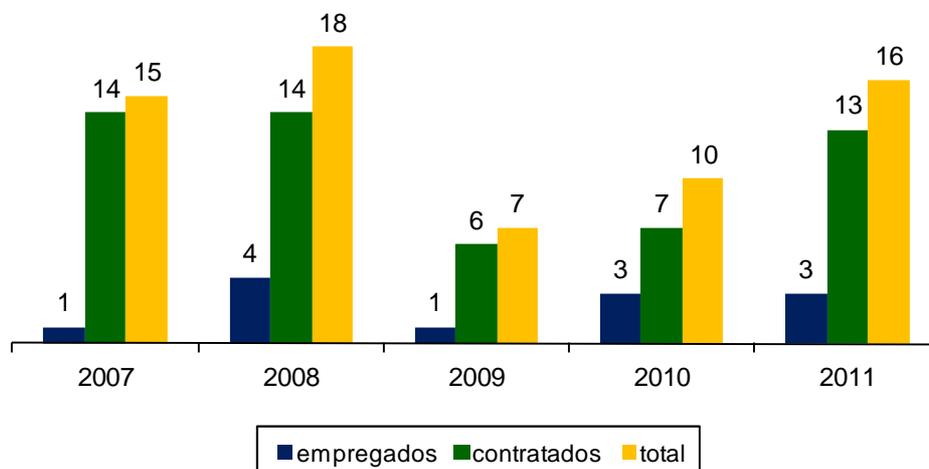
Nº de acidentados (empregados + contratados) por 1 milhão de horas trabalhadas



OGP – International Association of Oil & Gas Producers

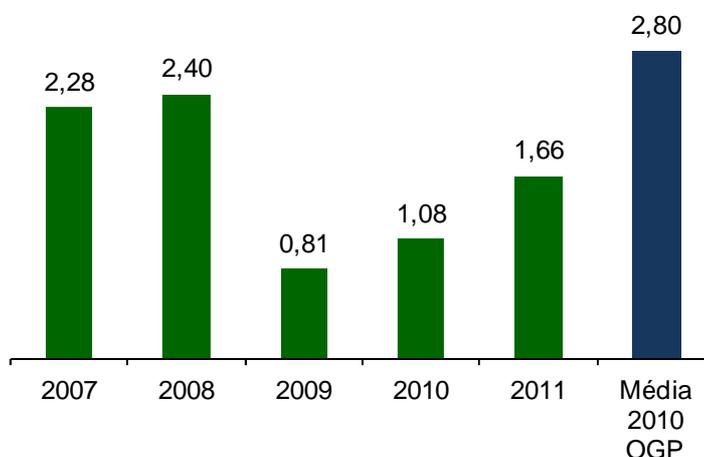
As fatalidades na força de trabalho (empregados próprios e terceirizados) subiram de dez, em 2010, para 16, em 2011, enquanto a Taxa de Acidentados Fatais (TAF) – equivalente ao número de fatalidades por 100 milhões de homens-horas de exposição ao risco – passou de 1,08 para 1,66 no mesmo período.

Número de Fatalidades



Taxa de Acidentados Fatais

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



Meio ambiente

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

Em dezembro de 2011, os sistemas de gestão ambiental de 90% das unidades certificáveis, no Brasil e no exterior, estavam em conformidade com a norma ISO 14001.

Eficiência energética, emissões atmosféricas e mudança do clima

Nesta área, o desafio estratégico da Petrobras é maximizar a eficiência energética e reduzir a intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE), de forma a atingir patamares de excelência na indústria de óleo e gás e contribuir para a sustentabilidade do negócio.

Até 2015, a companhia deverá atingir as seguintes metas, tendo 2009 como ano-base:

- reduzir em 10% a intensidade energética em suas operações de Refino e em 5% nas de Gás e Energia (usinas termelétricas);
- reduzir em 65% a intensidade da queima de gás natural em tocha nas operações de Exploração e Produção;
- reduzir em 15%, 8% e 5%, respectivamente, a intensidade de emissões de gases de efeito estufa nas suas operações de Exploração e Produção, de Refino, e de Gás e Energia (usinas termelétricas).

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

Entre as principais ações adotadas em eficiência energética e gestão de emissões de gases de efeito estufa, destacam-se:

- Aperfeiçoamento da governança na área de eficiência energética, por meio da constituição da Comissão de Eficiência Energética, Emissões e Mudança do Clima, que se reúne mensalmente;
- Redução da intensidade de emissão de GEE, com destaque para a diminuição em 50%, com relação a 2009, da intensidade da queima de gás natural em tocha nas operações de Exploração e Produção;
- Aumento da eficiência energética nas unidades, graças à implementação de projetos desenvolvidos com o apoio de 48 Comissões Internas de Conservação de Energia;
- Plano de Otimização do Aproveitamento de Gás na Bacia de Campos, que realizou 93 ações em 24 plataformas;
 - Investimentos em P&D visando à mitigação da mudança do clima, por meio de dois programas tecnológicos e uma rede envolvendo 12 universidades brasileiras;
- Aumento dos investimentos em biocombustíveis;
- Estímulo ao uso racional dos combustíveis, por meio das ações do Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (Conpet).

Nos últimos cinco anos, a Petrobras investiu mais de R\$ 480 milhões em projetos de eficiência energética, que proporcionaram economia de cerca de 4.200 mil boed. O investimento total de 2010 a 2015 deverá somar US\$ 976 milhões.

A companhia é responsável pela Secretaria Executiva do Conpet. O programa propiciou, em 2011, uma economia de 65 milhões de litros de diesel, com os projetos Economizar e Transportar, e de 562 mil m³ de gás no setor residencial, por meio de ações de eficiência energética e de etiquetagem de equipamentos.

Recursos hídricos e efluentes

Com o objetivo de assegurar a sustentabilidade do abastecimento de água necessário às suas atividades, a Petrobras tem investido na racionalização do uso desse insumo em suas operações.

Em 2011, foram reutilizados quase 20,5 bilhões de litros de água – o que representa um aumento de cerca de 15% em relação a 2010. A quantidade é suficiente para abastecer, no período, uma cidade de 500 mil habitantes. A água reutilizada em 2011 foi capaz de suprir cerca de 10% do volume necessário às operações da companhia, evitando sua captação em mananciais hídricos. Outros projetos, com conclusão prevista para 2012 e 2013, permitirão à Petrobras uma economia anual adicional da ordem de 13,5 bilhões de litros.

Estudos de cenários de disponibilidade hídrica para os próximos 20 anos, realizados nas principais bacias hidrográficas das regiões onde atua, permitem à Petrobras planejar de forma eficaz suas atividades. São levados em conta o

emprego de tecnologias que promovam maior eficiência no uso da água, projetos de reutilização do insumo, identificação de fontes de suprimento alternativas e até realocação de empreendimentos.

Resíduos

Para reduzir a geração de resíduos sólidos e incentivar o reúso e a reciclagem, a Petrobras criou o Projeto de Minimização de Resíduos, que identifica oportunidades e testa tecnologias mais limpas e inovadoras de tratamento. Foram diagnosticadas possibilidades de minimização em diversas áreas de E&P e nas de distribuição, biocombustíveis e usinas termelétricas. Ao mesmo tempo, são testadas tecnologias como fitorremediação, uso de biossurfactantes em biorreatores, separação de fases de sedimentos e tratamento com plasma.

Em 2011, a companhia reciclou 92 mil t de resíduos sólidos perigosos, correspondentes a 37% de todo o resíduo sólido tratado, destacando-se nesse percentual a recuperação energética.

A quantidade gerada em 2011 de 281 mil t foi inferior ao LMA de 366 mil t 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
2011	321.000	281.000

Biodiversidade

A Petrobras está mapeando as áreas protegidas, sensíveis e vulneráveis existentes no interior e no entorno de suas instalações. Para consolidar esse levantamento, a companhia dispõe do GeoPortal, um sistema de informações geográficas que permite a integração e o acesso às informações ambientais.

No Brasil e no exterior, a companhia participa de projetos e iniciativas que visam a consolidar informações, orientar e reconhecer iniciativas voltadas à preservação da biodiversidade, como o Projeto Proteus, da ONU, a *Lasting Initiative for Earth (Life)* e o Projeto de Valoração da Biodiversidade e Serviços Ecosistêmicos, desenvolvido pelo Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS).

Atuação em emergências

A Petrobras dispõe de equipes treinadas e recursos materiais para a operacionalização de 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, 400 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 brasileiras.

Em 2011, a companhia realizou 18 simulados regionais de combate a emergências, que envolveram a Marinha do Brasil, a Defesa Civil, o Corpo de Bombeiros, a Polícia Militar, órgãos ambientais, prefeituras e comunidades locais.

Derramamento de petróleo e derivados

Os derramamentos de petróleo e derivados atingiram 234 m³, volume inferior em 61% ao LMA estabelecido para o ano, de 601 m³. Continua sendo mantida a tendência de níveis de derramamento 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 nesta área por meio de indicadores como o Percentual de Tempo Perdido (PTP), referente aos afastamentos de empregados por doenças ou acidentes. Em 2011, foi registrado um PTP de 2,33%, inferior ao LMA estabelecido para o ano, de 2,41%.

ORGANIZAÇÃO GERAL DA PETROBRAS

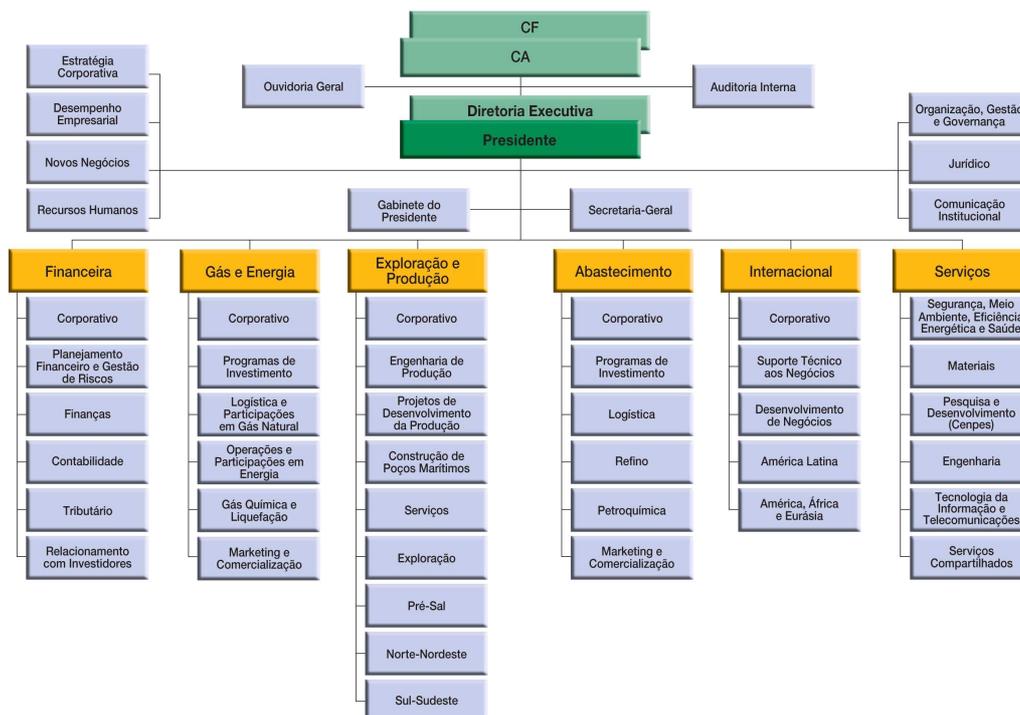
Em 2011, em alinhamento ao Plano Estratégico, foram promovidas mudanças na estrutura organizacional da Petrobras, entre elas:

- **Área de Negócio de Exploração e Produção** – Criação da gerência geral de Programação de Recursos e Produtos e adequação de unidades do E&P-Corporativo, em função das novas gerências executivas de Construção de Poços Marítimos e de Projetos de Desenvolvimento da Produção.
- **Área de Serviços**
 - o **Cenpes** – Ajustes nas atribuições e denominações de unidades, além da criação das gerências gerais de Geoengenharia e de Engenharia de Poço e mais oito gerências. Tais ajustes foram motivados pelo crescimento dos investimentos nas atividades de gás e energia, gás-química e bicombustíveis; da complexidade dos desafios tecnológicos para tratamento e reúso de água e efluentes nas instalações; e dos desafios tecnológicos na exploração e produção dos reservatórios do Pré-Sal.
 - o **Tecnologia da Informação e Telecomunicações (TIC)** – Ajustes organizacionais na sede e nas unidades deslocadas (regionais), visando ganhos de escala e melhor governança dos processos executados. Foram

realizados ajustes em função dos desafios da exploração do Pré-Sal e das novas unidades do Abastecimento, alterando o porte da gerência geral de TIC Exploração e Produção e da gerência geral de TIC Abastecimento.

Função segurança, meio ambiente, eficiência energética e saúde nas Áreas de Negócio – Desdobramento dos processos de Eficiência Energética e SMS, a partir da Cadeia de Valor da Petrobras, e ajuste da estrutura organizacional das Áreas de Negócio, alinhando-as a estes processos.

ORGANIZAÇÃO GERAL DA COMPANHIA



Conselho de Administração

Guido Mantega – Presidente
José Sergio Gabrielli de Azevêdo
Francisco Roberto de Albuquerque
Jorge Gerdau Johannpeter
Luciano Galvão Coutinho
Sergio Franklin Quintella
Marcio Pereira Zimmermann
Miriam Aparecida Belchior
Josué Christiano Gomes da Silva

Diretoria Executiva

José Sergio Gabrielli de Azevêdo
Presidente

Almir Guilherme Barbassa
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Renato de Souza Duque
Diretor de Serviços

Guilherme de Oliveira Estrella
Diretor de Exploração e Produção

Paulo Roberto Costa
Diretor de Abastecimento

Maria das Graças Silva Foster
Diretora de Gás e Energia

Jorge Luiz Zelada
Diretor Internacional

Conselho Fiscal

Titulares

Marcus Pereira Aucélio
César Acosta Rech
Nelson Rocha Augusto
Maria Lúcia de Oliveira Falcón
Marisete Fátima Dadald Pereira

ANÁLISE FINANCEIRA

1. Resumo Econômico-Financeiro

Resumo Economico -Financeiro				
	R\$ Milhões			
	Consolidado		Petrobras	
	2011	2010	2011	2010
▪ Receita de vendas	244.176	211.842	183.821	156.487
▪ Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	45.403	46.394	31.474	36.554
Atividades próprias	32.927	34.604	27.293	27.997
Subsidiárias/Coligadas	386	585	5.808	7.039
▪ Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	33.313	35.189	33.101	35.036
Lucro líquido por ação ¹	2,55	3,57	2,54	3,55
Margem bruta (%)	32	36	32	39
Margem operacional (%) ²	19	22	17	23
Margem líquida (%)	14	17	18	22
EBITDA - R\$ milhões	62.246	59.391	43.493	45.835
▪ Endividamento líquido ³	103.022	61.007	19.369	10.541
▪ Ativo Total	599.150	516.846	494.181	466.655
▪ Investimentos, imobilizado, intangível e diferido	436.799	373.226	362.673	319.013
▪ Patrimônio Líquido	332.224	309.828	330.475	307.317
▪ Relação Capital Próprio / Capital de Terceiros líquido ⁴	61/39	67/33	72/28	73/27

Composição do Ebitda						
	Consolidado			Controladora		
	2011	2010	%	2011	2010	%
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	45.403	46.394	(2)	31.474	36.554	(14)
Participação de Empregados	(1.560)	(1.691)	(8)	(1.295)	(1.428)	(9)
Depreciação/Amortização	17.739	14.612	21	12.902	10.813	19
(-)Perda na recuperação de ativos	664	76	774	412	(104)	(495)
EBITDA	62.246	59.391	5	43.493	45.835	(5)
Margem EBITDA (%)	25	28	(3)	24	29	(5)
Endividamento Líquido/EBITDA	1,66	1,03	0,63	0,45	0,23	0,22

EBITDA não é um indicador calculado de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e possivelmente pode não servir de base de comparação com indicadores com o mesmo nome, apresentados por outras empresas. O EBITDA não deve ser considerado como um indicador substituto para medir lucro operacional, ou também como uma melhor forma de mensuração da liquidez e do fluxo de caixa das atividades operacionais. O EBITDA é uma informação adicional da capacidade de pagamento das dívidas, da manutenção de investimentos e da capacidade de cobrir necessidades de capital de giro.

¹ Lucro líquido por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

² Para o cálculo foi considerado o lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos.

³ Inclui endividamento contraído através de arrendamentos mercantis financeiros e títulos públicos federais com vencimento superior a 90 dias.

⁴ Capital de terceiros líquido de caixa e aplicações financeiras.

Principais indicadores econômicos consolidados

	Exercício		2011 X 2010 (%)
	2011	2010	
Indicadores Econômicos e Financeiros			
• Petróleo Brent (US\$/bbl)	111,27	79,47	40
• Dólar médio de venda (R\$)	1,67	1,76	(5)
• Dólar final de venda (R\$)	1,88	1,67	13
Indicadores de Preços			
• Preço dos derivados no mercado interno (R\$/bbl)	167,87	158,43	6
Preço médio de venda - Brasil			
• Petróleo (US\$/bbl) ⁵	102,24	74,66	37
• Gás natural (US\$/bbl) ⁶	52,96	41,19	29
Preço médio de venda - Internacional			
• Petróleo (US\$/bbl)	91,37	66,42	38
• Gás natural (US\$/bbl)	17,28	14,15	22

Em 2011, a Companhia adotou prática contábil prevista no CPC 19 (R1), aprovado pela Deliberação CVM 666/11, que permite a utilização do método de equivalência patrimonial para avaliação e demonstração de investimentos em entidades controladas em conjunto. Anteriormente, esses investimentos eram consolidados em contas de ativo, passivo, receitas e despesas proporcionalmente à participação acionária.

Apesar da adoção do CPC 19 ter produzido alterações em contas de ativo, passivo, receita e despesa, bem como em indicadores, o efeito foi nulo em termos do lucro líquido e do patrimônio líquido atribuíveis aos acionistas da Petrobras.

Assim, para efeito de comparação, as informações de períodos anteriores foram ajustadas retroativamente a 01.01.2010, conforme apresentado na nota explicativa nº 3 integrante das demonstrações contábeis da Petrobras, em anexo.

⁵ Média das exportações e dos preços internos de transferência do E&P para o Abastecimento.

⁶ Preço interno de transferência do E&P para o Gás e Energia.

2. Volume de Vendas

	Volume de vendas - Mil barris/dia		
	Exercício		
	2011	2010	Δ %
Diesel	880	809	9
Gasolina	489	394	24
Óleo combustível	82	100	(18)
Nafta	167	167	0
GLP	224	218	3
QAV	101	90	12
Outros	188	180	4
Total de derivados	2.131	1.958	9
Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	86	99	(13)
Gás natural	304	312	(3)
Total mercado interno	2.521	2.369	6
Exportação	655	698	(6)
Vendas internacionais	540	581	(7)
Total mercado externo	1.195	1.279	(7)
Total geral	3.716	3.648	2

O volume de vendas no mercado interno foi 6% superior a 2010, destacando-se os seguintes produtos:

- Óleo diesel (aumento de 9%) – reflexo do crescimento da economia, do aumento da safra de grãos e da menor colocação do produto por terceiros;
- Gasolina (aumento de 24%) – maior competitividade do preço em relação ao etanol na maior parte dos estados, crescimento da frota de veículos flex-fuel e diminuição da colocação do produto por outros players;
- QAV (aumento de 12%) – crescimento da economia e maior oferta de vôos domésticos e internacionais; e
- Óleo combustível (redução de 18%) – em função da substituição de parte do consumo por gás natural, tanto no segmento térmico quanto no segmento industrial.

O volume de vendas no mercado externo foi 7% inferior a 2010, devido:

- Exportações (redução de 6%) – decorre da maior destinação do óleo produzido ao refino nacional, observando-se que, em 2011, houve menor nível de atividade de paradas programadas de destilação, acréscimo de capacidade instalada na REPLAN e investimentos em confiabilidade no parque de refino, bem como da necessidade de formação de estoque visando à parada para manutenção de duto de movimentação de óleo do sistema logístico de São Paulo, prevista para 2012; e
- Vendas internacionais (redução 7%) - decorreu, principalmente do menor volume de trading, com destaque para gasolina destinada ao mercado interno.

3. Resultados Consolidados

A Petrobras, suas Subsidiárias e Controladas apresentaram um lucro líquido consolidado de R\$ 33.313 milhões no exercício social findo em 31.12.2011, após a eliminação das operações intercompanhias e a dedução da participação dos acionistas não controladores (R\$ 35.189 milhões em 2010).

Esse resultado foi impactado por:

- Aumento do lucro bruto em R\$ 1.012 milhões, devido:
 - Maiores cotações internacionais do petróleo (Brent 40%) e derivados, refletidas sobre os preços das exportações, vendas internacionais, operações de trading e derivados comercializados no mercado interno atrelados às cotações internacionais;
 - Aumento dos preços da gasolina e do diesel no mercado interno em novembro, em 10% e 2%, respectivamente;
 - Aumento da demanda no mercado interno (6%), principalmente da gasolina (24%), refletindo sua maior competitividade frente ao etanol, diesel (9%) e QAV (12%); e
 - Ao incremento da produção de petróleo e gás de 2% no Brasil.

Parte desses efeitos foi compensada pelos maiores volumes importados de petróleo e derivados e maiores cotações internacionais sobre as importações de petróleo e derivados, operações de trading e participações governamentais.

- Aumento nas despesas em R\$ 2.003 milhões, destacando:
 - Gerais e Administrativas (R\$ 845 milhões), devido aos aumentos nos gastos com Pessoal, decorrente do ACT 2011, na força de trabalho, nas despesas com formação e aperfeiçoamento profissional e com serviços técnicos contratados;
 - Custos exploratórios (R\$ 631 milhões), decorrente do aumento da atividade operacional e maiores baixas de poços secos no país;
 - Pesquisa e Desenvolvimento (R\$ 705 milhões), refletindo maiores gastos com o Sistema de Separação Submarina de Água e Óleo-SSAO e com a contratação de projetos junto a instituições credenciadas pela ANP, conforme Regulamento ANP nº 5/2005; e
 - Perda na recuperação de ativos (R\$ 588 milhões).

Estes efeitos foram parcialmente compensados pela redução das perdas com processos judiciais e administrativos (R\$ 1.164 milhões) em relação a 2010 e ganhos com processos judiciais e arbitrais em 2011 (R\$ 883 milhões) relativos à recuperação de COFINS e à indenização da construção da P-48.

- Receitas financeiras líquidas de R\$ 122 milhões, 95% inferiores a 2010 (R\$ 2.620), refletindo:
 - Depreciação cambial de 12,6% sobre o endividamento (apreciação de 4,3% em 2010), gerando uma despesa cambial de R\$ 3.999 milhões (receita de R\$ 1.341 milhões em 2010);
 - Aumento de receitas com maiores aplicações financeiras no país (R\$ 2.119 milhões); conforme quadro a seguir:

	Exercício		Variação	
	2011	2010	2011X2010	%
Receitas financeiras	6.543	4.424	2.119	48
Despesas financeiras	(2.422)	(3.145)	723	(23)
Var. monetárias e cambiais	(3.999)	1.341	(5.340)	(398)
Resultado Financeiro Líquido	122	2.620	(2.498)	(95)

Em 2011: depreciação cambial de 12,6% sobre o endividamento.
Em 2010: apreciação cambial de 4,3% sobre o endividamento.

- Efeito positivo na participação dos acionistas não controladores (R\$ 895 milhões), em função dos efeitos cambiais sobre o endividamento das Sociedades de Propósito Específico (SPE).
- Redução na despesa com imposto de renda e contribuição social (R\$ 786 milhões), decorrente da diminuição do lucro em relação a 2010.

4. Resultado por Área de Negócio

A Petrobras é uma companhia que opera de forma integrada, sendo que a maior parte da produção de petróleo e gás, oriunda da área de Exploração e Produção, é transferida para outras áreas da companhia.

Na apuração dos resultados, por área de negócio, são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre as áreas de negócio, sendo estas valoradas por preços internos de transferência definidos entre as áreas e com metodologias de apuração baseadas em parâmetros de mercado.

Resultado por área de negócio - R\$ Milhões			
	Exercício		
	2011	2010	▲ %
Exploração & Produção	40.594	29.691	37
Abastecimento	(9.955)	3.729	(367)
Gás & Energia	3.109	1.285	142
Biocombustível	(157)	(92)	71
Distribuição	1.175	1.276	(8)
Internacional	1.949	1.277	53
Corporativo	(1.237)	(1.023)	21
Eliminações	(2.165)	(954)	127
Lucro Líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	33.313	35.189	(5)

• Exploração e Produção

O aumento do lucro líquido decorreu dos maiores preços de venda/transferência do petróleo nacional e do acréscimo no volume de produção de petróleo e LGN, parcialmente compensados pela elevação dos custos com participações governamentais.

O spread entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 4,81/bbl em 2010 para US\$ 9,03/bbl em 2011.

• Abastecimento

O resultado negativo decorreu de maiores custos com aquisição/transferência de petróleo e importação de derivados (Brent – aumento de 40% em US\$/bbl), parcialmente compensados pelos maiores preços de venda de derivados nos mercados interno e externo.

• Gás e Energia

O maior lucro líquido decorreu dos seguintes fatores:

- aumento do preço médio de realização do gás natural, devido à maior participação do segmento industrial no mix das vendas;
- redução dos custos de aquisição/transferência do gás natural nacional, acompanhando o comportamento das referências internacionais e a apreciação cambial;
- incremento das receitas fixas provenientes dos leilões de energia (ambiente de contratação regulada), com a entrada de mais duas UTE's (Usinas Termelétricas);
- aumento nas margens de venda de fertilizantes, refletindo o crescimento da demanda e dos preços das commodities agrícolas; e
- reconhecimento de créditos fiscais.

- **Biocombustível**

A lucratividade do setor de etanol não foi suficiente para suportar os resultados do setor de biodiesel, cujas margens foram pressionadas por preços de venda desfavoráveis, em função do alto grau de competição, além dos custos de aquisição e transporte de matéria-prima e despesas operacionais.

- **Distribuição**

O resultado obtido com o crescimento de 6% no volume de vendas foi superado pela elevação das despesas comerciais, incluindo provisão para crédito de liquidação duvidosa, serviços de terceiros e pessoal.

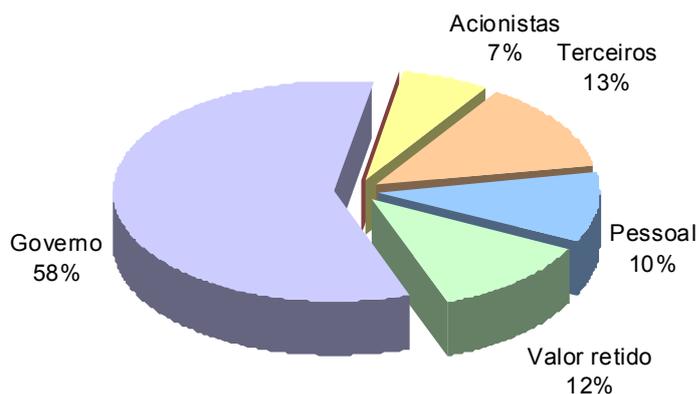
- **Internacional**

O aumento do resultado decorreu dos maiores preços das commodities no mercado internacional em 2011 (R\$ 1.492 milhões), além da redução dos gastos exploratórios e baixa de poços (R\$ 442 milhões), parcialmente compensados pela cobrança do "Tax Oil" na Nigéria (R\$ 684 milhões) e maior provisão para redução a valor de mercado dos estoques no Japão, EUA e Argentina (R\$ 251 milhões).

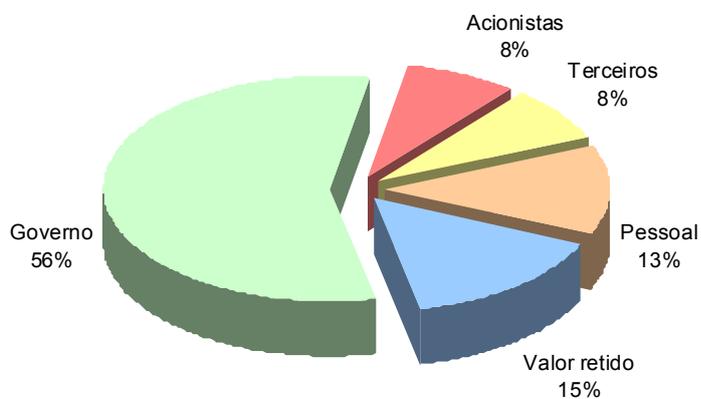
5. DVA

A distribuição do valor adicionado da Petrobras alcançou, em 2011, R\$ 181.081 milhões, representando um aumento de 15% em relação ao ano anterior, quando distribuiu R\$ 157.053 milhões. A distribuição do valor adicionado pode ser observada nos gráficos a seguir:

Valor distribuído em 2011



Valor distribuído em 2010



6. Endividamento

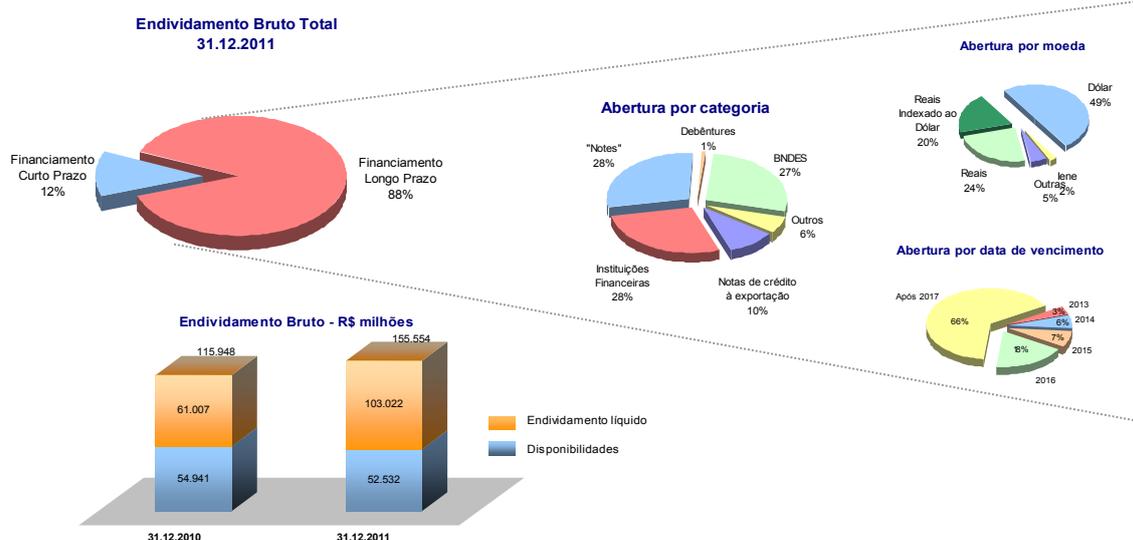
O endividamento, referente a empréstimos e financiamentos no país e no exterior, atingiu R\$ 155.554 milhões, conforme demonstrado a seguir:

	R\$ Milhões		
	2011	2010	Δ %
Endividamento curto prazo	18.966	15.090	26
Endividamento longo prazo	136.588	100.858	35
Total ⁷	155.554	115.948	34
Disponibilidades	35.747	29.416	22
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	16.785	25.525	(34)
Disponibilidades ajustadas	52.532	54.941	(4)
Endividamento líquido ⁸	103.022	61.007	69
Endividamento líquido/(Endividamento líquido+Patrimônio líquido)	24%	16%	8
Passivo Total líquido ⁹	546.618	461.905	18
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total)	39%	33%	6

	US\$ Milhões		
	2011	2010	Δ %
Endividamento curto prazo	10.111	9.057	12
Endividamento longo prazo	72.816	60.532	20
Total ⁷	82.927	69.589	19

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 69% em relação à 31.12.2010, em decorrência de captações de longo prazo e do impacto da depreciação cambial de 12,6%.

O nível de endividamento, medido através do índice da dívida líquida/EBITDA aumentou de 1,03 em 31.12.2010 para 1,66 em 31.12.2011, como decorrência de captações de longo prazo realizadas através de oferta de títulos, além do impacto da variação cambial dos financiamentos. A estrutura de capital está representada por 39% de participação de capitais de terceiros.



⁷ Inclui arrendamentos mercantis financeiros (R\$ 265 milhões em 31.12.2011 e R\$ 366 milhões em 31.12.2010).

⁸ Endividamento Total – Disponibilidades.

⁹ Passivo total líquido de caixa/aplicações financeiras.

7. Obrigações contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31.12.2011:

	Pagamentos com vencimento por Período			
	Total	2012	2013-2016	2017 em diante
Obrigações contratuais				
Itens do balanço patrimonial: ¹⁰				
Obrigações de dívida	143.327	6.921	47.730	88.676
Com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	265	39	74	152
Total dos itens do balanço patrimonial	143.592	6.960	47.804	88.828
Outros compromissos contratuais a longo prazo				
Gás natural ship or pay	9.054	1.199	3.980	3.875
Serviço de contrato	161.901	69.111	70.184	22.606
Contratos de fornecimento de gás natural	21.316	3.002	10.838	7.476
Sem transferência de benefícios, riscos e controles de bens	104.132	24.044	55.156	24.932
Compromissos de compra	38.975	15.135	14.905	8.935
Compromissos de compra internacionais	29.599	11.443	9.713	8.443
Total de outros compromissos a longo prazo	364.977	123.934	164.776	76.267
Total	508.569	130.894	212.580	165.095

8. Impostos e Participações Governamentais

Impostos e Contribuições Consolidados

A contribuição econômica da Petrobras, medida por meio da geração de impostos, taxas e contribuições sociais correntes, totalizou R\$ 76.777 milhões.

	R\$ milhões		
	Exercício		2011 X 2010 (%)
	2011	2010	
Contribuição Econômica - País			
ICMS	36.763	28.235	30
CIDE	7.488	6.852	9
PIS/COFINS	14.685	14.554	1
Imposto de Renda e C.S.s/lucro	9.822	11.341	(13)
Outros	2.369	3.049	(22)
Sub-total País	71.127	64.031	11
Contribuição Econômica - Exterior	5.650	4.411	28
Total	76.777	68.442	12

¹⁰ Não inclui obrigações com benefícios pós-emprego. Consulte nota explicativa nº 22 nas Demonstrações Contábeis.

Participações Governamentais

	R\$ milhões		
	Exercício		2011 X 2010 (%)
	2011	2010	
País			
<i>Royalties</i>	12.533	9.505	32
Participação Especial	13.837	10.165	36
Retenção de área	137	140	(2)
Sub-total País	26.507	19.810	34
Exterior	699	504	39
Total	27.206	20.314	34

As participações governamentais no País, em 2011, aumentaram 34%, em relação ao ano anterior, devido ao acréscimo de 33% no preço médio de referência do petróleo nacional, que alcançou R\$/bbl 168,07 (US\$/bbl 100,39), contra R\$/bbl 125,93 (US\$/bbl 71,58), em 2010, refletindo as variações ocorridas nas cotações internacionais de petróleo no período

9. Ativos e Passivos sujeitos à Variação Cambial

Praticamente todas as receitas e despesas das atividades brasileiras são denominadas e pagas em Reais. Quando há a depreciação do Real em relação ao dólar norte-americano, tal como ocorreu no exercício de 2011, com uma desvalorização de 12,6%, o resultado é basicamente o aumento de receitas e despesas expressas em dólares norte-americanos. Todavia, a depreciação do Real em relação ao dólar norte-americano afeta de diferentes maneiras os itens analisados abaixo.

ATIVO	R\$ milhões	
	31.12.2011	31.12.2010
Circulante	8.041	12.752
Disponibilidades	6.284	10.708
Outros ativos circulantes	1.757	2.044
Não Circulante	10.485	18.749
Recursos aplicados no exterior via controladas, no segmento internacional, em equipamentos de E&P para uso no Brasil e nas atividades comerciais	8.759	17.348
Outros Realizáveis a longo prazo	1.726	1.401
Total do Ativo	18.526	31.501

PASSIVO	R\$ milhões	
	31.12.2011	31.12.2010
Circulante	(12.390)	(11.220)
Financiamentos	(6.277)	(7.670)
Fornecedores	(5.882)	(3.228)
Outros passivos circulantes	(231)	(322)
Não Circulante	(36.003)	(25.867)
Financiamentos	(35.746)	(25.827)
Outros exigíveis a longo prazo	(257)	(40)
Total do Passivo	(48.393)	(37.087)
Ativo (Passivo) Líquido em Reais	(29.867)	(5.586)
(-) Empréstimos FINAME - em reais indexado ao dólar	(12)	(103)
(-) Empréstimos BNDES - em reais indexado ao dólar	(26.621)	(23.872)
Ativo (Passivo) Líquido em Reais	(56.500)	(29.561)

10. Patrimônio Líquido

Em 31 de dezembro de 2011, o Patrimônio Líquido da Petrobras (Controladora) atingiu o montante de R\$ 330.475 milhões, correspondendo a R\$ 25,33 por ação.

O valor de mercado da Companhia alcançou R\$ 291.564 milhões.

a) Aumento do Capital Social

Está sendo proposta à Assembléia Geral Extraordinária, a incorporação ao capital de parte de reservas de incentivos fiscais, referente ao incentivo para subvenção de investimentos no âmbito da SUDAM e SUDENE, no montante de R\$ 12 milhões, em atendimento ao artigo 35 parágrafo 1º, da Portaria nº 2.091/07 do Ministro do Estado da Integração Nacional, sem a emissão de novas ações.

11. Remuneração aos Acionistas

Aos acionistas é garantido um dividendo e/ou juros sobre o capital próprio de pelo menos 25% do lucro líquido do exercício ajustado, calculado nos termos do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações.

As ações preferenciais têm prioridade no caso de reembolso do capital e no recebimento dos dividendos, no mínimo, de 3% do valor do patrimônio líquido da ação, ou de 5% calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações, prevalecendo sempre o maior.

A proposta do dividendo relativo ao exercício de 2011, que está sendo encaminhada pela Administração da Petrobras à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral Ordinária de 2012, no montante de R\$ 12.001, atende aos direitos garantidos estatutariamente às ações preferenciais e está sendo proposto indistintamente às ações ordinárias e preferenciais. Esse dividendo proposto alcançou 38,25% do lucro básico porque os direitos dos preferencialistas, de prioridade de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, ficou superior ao dividendo mínimo equivalente a 25% sobre o lucro básico.

	2011		
	Data de aprovação	Data de pagamento	R\$ Milhões
1ª parcela de JCP	29.04.2011	31.05.2011	2.609
2ª parcela de JCP	22.07.2011	31.08.2011	2.609
3ª parcela de JCP	28.10.2011	30.11.2011	2.609
4ª parcela de JCP	22.12.2011	¹¹	2.609
Dividendos	09.02.2012	¹²	1.565
			12.001

¹¹ Será disponibilizada até 30 de março de 2012.

¹² Data a ser fixada em Assembleia Geral Ordinária.

Os dividendos propostos para o exercício de 2011, no montante de R\$ 12.001 milhões (equivalente a R\$ 0,92 por ação ordinária e preferencial), incluem a parcela de juros sobre o capital próprio, no montante de R\$ 10.436 milhões (equivalente a R\$ 0,80 por ação ordinária e preferencial), dos quais serão descontados os juros sobre o capital próprio pagos antecipadamente no montante de R\$ 7.827 milhões, sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte de 15%, exceto para acionistas imunes e isentos, e corrigidos pela taxa SELIC desde as datas dos pagamentos até 31.12.2011. A parcela final dos juros sobre o capital próprio juntamente com os dividendos, no valor de R\$ 3.878 milhões, líquido da atualização monetária das antecipações dos juros sobre o capital próprio, terá seu valor atualizado monetariamente, a partir de 31.12.2011 até a data de início do pagamento, de acordo com a variação da taxa SELIC.

No exercício de 2010, no dividendo proposto, indistintamente às ações ordinárias e preferenciais, equivalente a 35,50% do lucro básico, prevaleceu o critério de 5% da parcela do capital social representativa das ações preferenciais, também em atendimento aos direitos estatutários dos preferencialistas.