

**Relatório de
Atividades**

2012

Sumário

PERFIL, MISSÃO, VISÃO 2020

PRINCIPAIS INDICADORES

MENSAGEM DA PRESIDENTE

RESULTADOS E NEGÓCIOS

- Análise do mercado de petróleo
- Estratégia Corporativa
- Desempenho das Ações
- Exploração e Produção
- Refino e Comercialização
- Petroquímica
- Transporte
- Distribuição
- Gás Natural
- Energia elétrica
- Biocombustíveis
- Internacional

PESQUISA & DESENVOLVIMENTO

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

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

GESTÃO E ORGANIZAÇÃO GERAL

- Financiamentos
- Gerenciamento de Riscos
- Recursos Humanos
- Governança Corporativa

ANÁLISE FINANCEIRA

- Resumo Econômico-Financeiro Consolidado
- Resultados Consolidados
- Resultado por Área de Negócio
- Demonstração do Valor Adicionado
- Liquidez e Recursos de Capital
- Endividamento
- Impostos e Participações Governamentais
- Ativos e Passivos sujeitos à Variação Cambial

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 2012 como a sétima maior companhia de energia do mundo, com base no valor de mercado segundo o *ranking* da consultoria PFC Energy, e décima quinta no *ranking* da Petroleum Intelligence Weekly (PIW), que tem como base, além do valor de mercado, uma análise de seis critérios operacionais.

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 elétrica, gás-química e biocombustíveis.

Missão

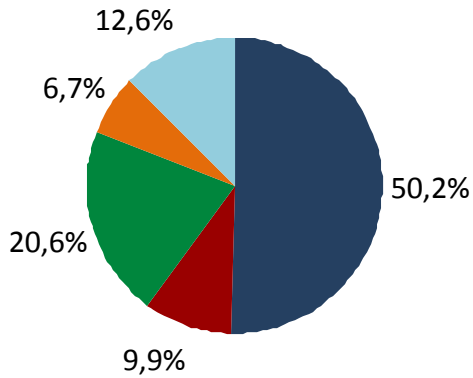
Atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua.

Visão 2020

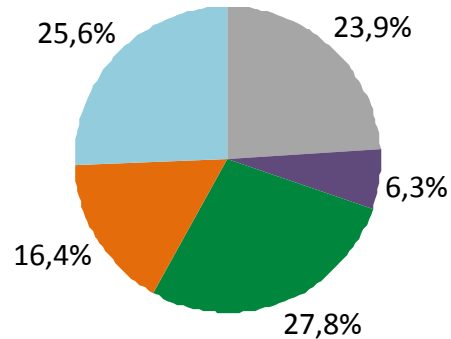
Seremos uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo e a preferida pelos nossos públicos de interesse.

POSIÇÃO ACIONÁRIA NO ENCERRAMENTO DE 2012

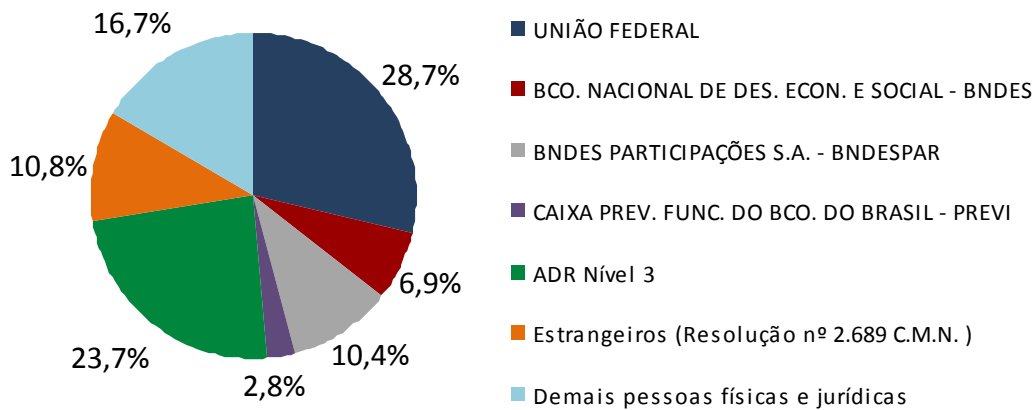
Capital votante Ações Ordinárias



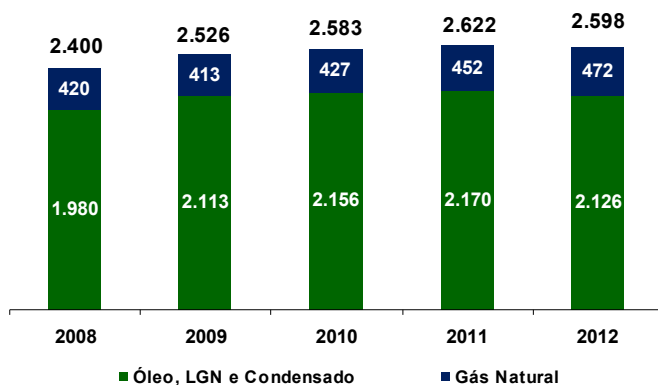
Capital Não votante Ações Preferenciais



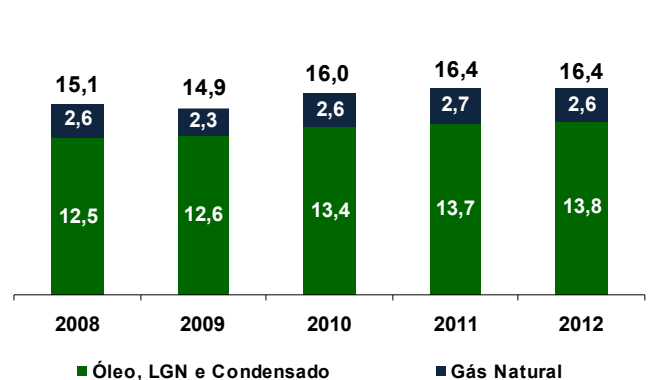
Capital Social

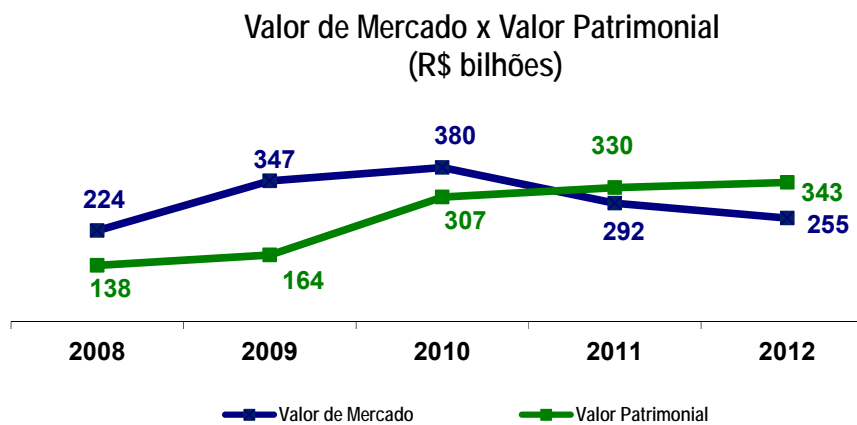
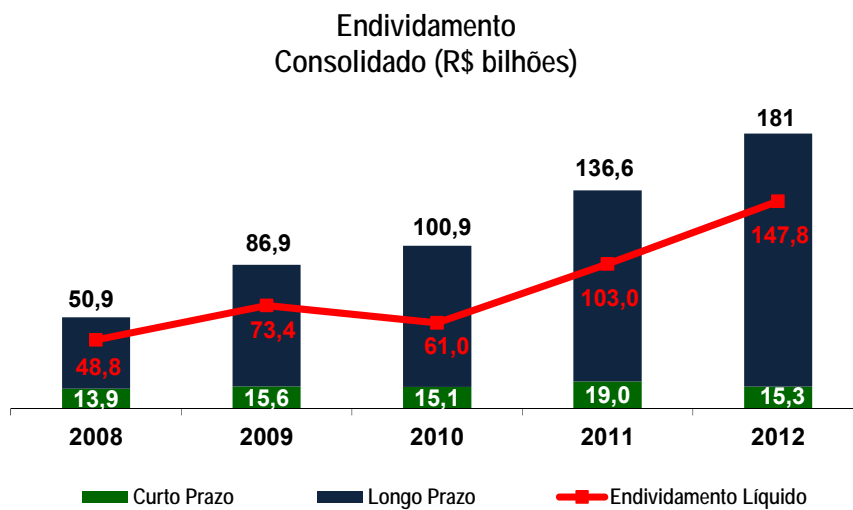
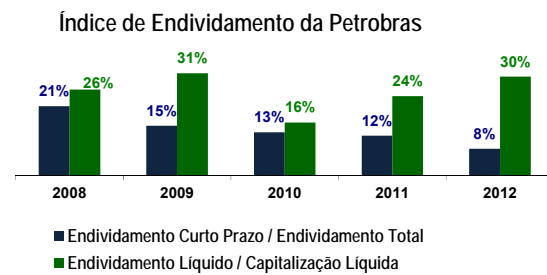
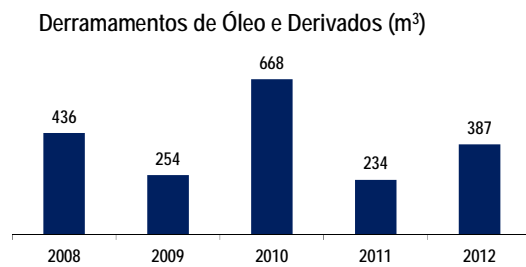
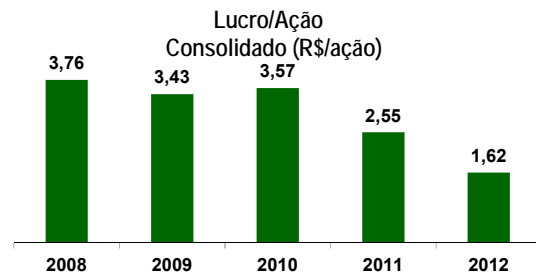


Produção de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural (mil boed)



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





MENSAGEM DA PRESIDENTE

Prezados Acionistas e Investidores,

Alcançamos em 2012 um lucro líquido de R\$ 21,2 bilhões. Este resultado, 36% inferior ao de 2011, é explicado pelo aumento da importação de derivados a preços mais elevados, pela desvalorização cambial, que impacta tanto nosso resultado financeiro como nossos custos operacionais, pelo aumento de despesas extraordinárias, como a baixa de poços secos, e pela produção de petróleo que, embora dentro da meta estabelecida no PNG 2012-2016, foi de 1.980 mil bpd no Brasil, 2% inferior à de 2011.

A produção de derivados atingiu 1.997 mil bpd, um crescimento de 5% em relação a 2011, em função da maior eficiência operacional das refinarias, que registraram recordes diários de processamento. A utilização média da capacidade de refino foi de 96%, evitando uma maior necessidade de importação de derivados. O mercado de gás natural elevou-se a 74,9 milhões m³ por dia, volume 22% superior ao de 2011 devido ao atendimento às usinas termelétricas. A demanda chegou a 89,4 milhões m³ por dia no último trimestre de 2012, com recordes diários de geração de energia (5.883 MW em 26/nov) e de entrega de gás nacional (49,6 milhões m³ por dia em 11/out), o que reduziu a necessidade de importações de GNL e de gás boliviano.

Desta forma, apesar das adversidades enfrentadas em 2012, quero aqui reiterar minha sólida convicção sobre as perspectivas de médio e longo prazo da Companhia. Essa Administração reconhece as relevantes dificuldades que se apresentam e vem trabalhando ininterruptamente para superá-las. Após um extenso e detalhado diagnóstico dos nossos problemas operacionais, definimos prioridades e implementamos ações estruturantes de curto e médio prazos para aprimorar os resultados econômico-financeiros da Companhia. Os programas de Otimização de Custos Operacionais (Procop), de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos (Proef), de Desinvestimento (Prodesin) e de Otimização de Infraestrutura Logística (Infralog) são exemplos destas ações, cujas metas e indicadores foram estabelecidos pelas equipes de trabalho, aprovados pela Diretoria colegiada e hoje são minuciosamente monitorados pela alta administração da Companhia.

Resultados positivos já começam a ser medidos. Por meio do Proef foi possível reverter o quadro de forte queda de eficiência da Unidade Operacional Bacia de Campos, que chegou ao mínimo de 67% em abril de 2012, mês de início do Programa, e retornou aos 78% em dezembro; o Procop estabeleceu 515 iniciativas de redução de custos que levarão à economia de R\$ 32 bilhões entre 2013 e 2016; e, por meio do Infralog, foi possível racionalizar a carteira de projetos relativa aos portos, aeroportos, dutos e terminais para o atendimento da produção e do mercado de petróleo e derivados previstos até 2020.

Esses novos processos agora fazem parte do nosso cotidiano e do nosso linguajar. Destaco as reuniões da Diretoria Executiva que hoje ocorrem duas vezes por semana e o foco no acompanhamento físico-financeiro dos nossos projetos de investimento. Também ao longo de 2012 realizamos importantes alterações na organização de diversas áreas da Companhia, tornando-as mais eficientes, além de promover relevantes mudanças administrativas. Reconhecemos que somente a busca incessante por eficiência nos permitirá conquistar avanços perenes, o que refletirá no aumento sustentável da rentabilidade da Companhia. Este é o objetivo almejado por essa Administração.

Em 2013 será possível alcançarmos uma produção de óleo somente no mesmo patamar de 2012. Isto porque, necessariamente, teremos grande concentração de paradas programadas de plataformas na primeira metade do ano. Por outro lado, seis novas plataformas entrarão em operação nos campos de Sapinhoá, Baúna e Piracaba, Lula Nordeste, Papa-Terra e Roncador, contribuindo para a elevação da produção a partir do segundo semestre, dando sustentação para o aumento significativo da produção previsto para o ano de 2014. Manteremos o ritmo dos investimentos, cuja estimativa aponta para o montante de R\$ 97,6 bilhões, alocados principalmente em exploração e produção de óleo e gás natural no Brasil.

Estou determinada junto com a Diretoria e suas lideranças a consolidar o processo de melhoria na gestão da Companhia. Pautados pela transparência e pelo pragmatismo, continuaremos dedicando todo nosso conhecimento e esforços para atingirmos as metas do nosso Plano de Negócios e Gestão, o que se refletirá no aumento de valor para nossos acionistas e investidores.

Maria das Graças Silva Foster
Presidente

RESULTADOS E NEGÓCIOS

Análise do mercado de petróleo

O preço do petróleo em 2012 foi influenciado por flutuações nas condições econômicas mundiais, especialmente nos países desenvolvidos, e pelas sanções impostas pela Organização das Nações Unidas ao Irã. O preço do Brent apresentou o valor mínimo de US\$ 88,74/bbl e máximo de US\$ 126,65/bbl. O valor médio anual ficou em US\$ 111,58/bbl, com alta de 0,28% em relação à cotação média de 2011, e foi o maior valor nominal médio registrado na série histórica.

O consumo mundial de petróleo apresentou alta moderada, inferior a um milhão de bpd, representando 0,9% em relação ao ano anterior. O aumento foi impulsionado pelos países não membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como Índia e China. A demanda dos países-membros da OCDE, ao contrário, caiu. As dificuldades enfrentadas pelos países europeus e as dúvidas quanto à retomada da economia norte-americana deprimiram as expectativas quanto ao crescimento econômico mundial e aumentaram o receio de uma nova recessão nos países desenvolvidos.

A oferta de petróleo foi afetada pelas sanções econômicas impostas ao Irã, que levaram a uma redução gradual na produção daquele país no início do ano. A partir de julho de 2011, quando as medidas entraram efetivamente em vigor, esse processo culminou com a retirada de um volume de cerca de um milhão de bpd de petróleo do mercado internacional, contribuindo para a manutenção de preços elevados em 2012. Além do impacto direto da perda de produção, o mercado de petróleo enfrentou episódios de elevação nos preços associados ao risco de um conflito mais intenso envolvendo o Irã e à possibilidade de fechamento do Estreito de Ormuz, passagem estratégica do fluxo mundial de petróleo.

Em 2012, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) manteve a meta de produção em 30 milhões bpd, pois o crescimento moderado do consumo previsto para o ano seguinte poderia ser atendido pelo aumento da produção fora da Opep.

A produção de petróleo fora da Opep aumentou, impulsionada pela produção não convencional nos EUA, cujo ritmo de crescimento se acelerou em 2012. Parcialmente contrabalançando os ganhos dos EUA, os países afetados pela "Primavera Árabe", à exceção da Líbia e do Sudão, continuaram com volumes deprimidos de produção.

Estratégia Corporativa

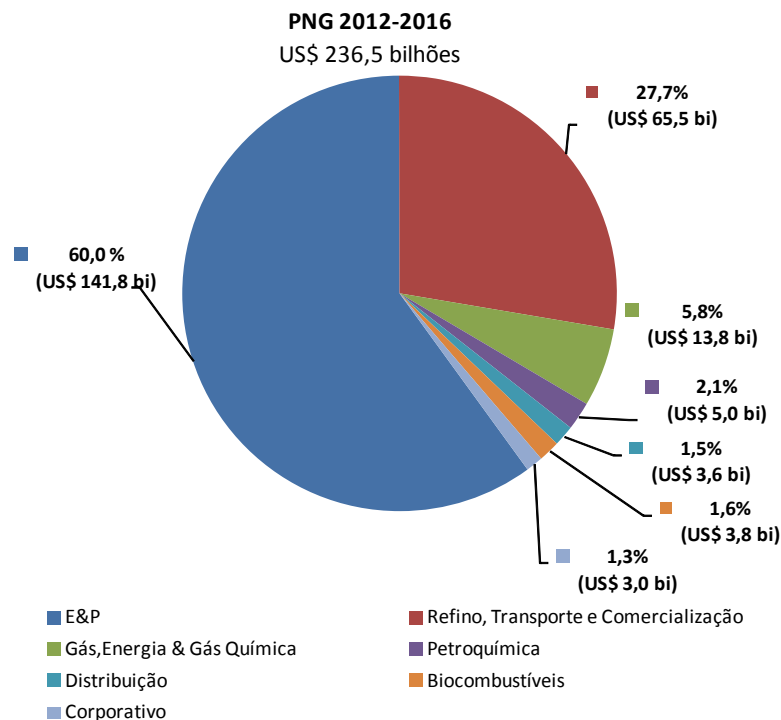
A Estratégia Corporativa contempla a expansão de todos os negócios da companhia e se baseia nos fatores de sustentabilidade, de crescimento integrado, rentabilidade e responsabilidade social e ambiental.

O Plano de Negócios da Petrobras passa a se chamar Plano de Negócios e Gestão (PNG), mudança que retrata um foco maior na gestão de projetos e na governança dos processos internos.

Em junho a Petrobras divulgou o PNG 2012-2016, que tem por fundamento a gestão integrada do portfólio de projetos da companhia, enfatizando: a recuperação da curva de produção de óleo e gás natural; a prioridade para os projetos de exploração e produção de óleo e gás natural no Brasil; o atendimento e alinhamento das metas físicas e financeiras de cada projeto; e o desenvolvimento dos negócios da empresa com indicadores financeiros sólidos.

Todos os projetos inseridos no PNG 2012-16 apresentam curvas "S" de acompanhamento físico e financeiro como referência única de gestão, planejamento e controle. As curvas "S" dos projetos são acompanhadas mensalmente e o monitoramento do avanço físico e financeiro dos projetos de investimento mais relevantes para a concretização das metas do PNG 2012-16 é realizado mensalmente pela alta administração.

O programa de investimentos para atingir as metas de crescimento do Plano soma US\$ 236,5 bilhões, o que representa uma média de US\$ 47,3 bilhões por ano. Desse total, US\$ 225,5 bilhões (95%) destinam-se a projetos no Brasil e US\$ 11 bilhões (5%) a atividades no exterior.



A análise do portfólio do PNG 2012-16 não resultou no cancelamento de projetos. As metas físicas do Plano serão alcançadas por meio da gestão do portfólio, que passou a ser classificado em dois grupos:

- (i) Carteira em Implantação: todos os projetos de E&P no Brasil e os projetos dos demais segmentos que se encontram em Fase IV (Projeto em Execução). Esses projetos totalizam US\$ 208,7 bilhões no período 2012-2016
- (ii) Carteira em Avaliação: projetos dos demais segmentos atualmente em Fase I (Identificação da Oportunidade), Fase II (Projeto Conceitual) e Fase III (Projeto Básico). Totalizam US\$ 27,8 bilhões no período 2012-2016.

O segmento de Exploração e Produção concentra a maior parte dos investimentos. Ao todo, serão US\$ 141,8 bilhões – 60% do total aprovado para o período. Deste valor, US\$ 131,6 bilhões serão destinados às atividades de exploração e produção no Brasil, sendo US\$ 49,7 bilhões para investimentos na exploração e desenvolvimento do pré-sal. O Plano prioriza a produção doméstica e prevê investimentos de US\$ 18 bilhões em projetos da cessão onerosa. As metas de produção de óleo e gás natural alcançam maior grau de realismo, com a expectativa de se chegar em 2016, no Brasil, à produção de óleo e líquido de gás natural (LGN) de 2,5 milhões bpd. Para 2020, a meta de produção de óleo e LGN no Brasil é de 4,2 milhões bpd.

O segmento de Refino, Transporte e Comercialização tem investimentos de US\$ 65,5 bilhões. Os projetos de expansão da capacidade de refino que entrarão em operação até 2016 são a Refinaria Abreu e Lima e a primeira fase de refino do Comperj. A estratégia da companhia é manter as metas de capacidade de refino do plano anterior, buscando para as novas refinarias em avaliação o alinhamento com métricas internacionais.

O segmento de Gás, Energia e Gás-Química investirá US\$ 13,8 bilhões, com destaque para a Unidade de Fertilizantes de Três Lagoas, Unidade de Produção do Fertilizante Sulfato de Amônio e a Usina Termelétrica Baixada Fluminense.

O segmento de Biocombustíveis prevê investimento total de US\$ 3,8 bilhões. A maior parte dos investimentos está relacionada aos projetos de etanol conduzidos pela subsidiária Petrobras Biocombustíveis.

Em suporte ao PNG 2012-2016, foram lançados cinco programas em 2012:

- **Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef) das Unidades Operacionais da Bacia de Campos e do Rio de Janeiro**: busca aumentar a confiabilidade da entrega da produção de óleo por meio de intervenções e manutenções em plataformas e sistemas submarinos, melhorando os níveis de eficiência operacional e preservando a integridade dos sistemas de produção.

- **Programa de Otimização de Custos Operacionais (Procop)**: tem como objetivos aumentar a geração de caixa no horizonte do PNG 2012-2016, elevar a produtividade de suas atividades a partir de *benchmarks* internos e externos e reforçar o modelo de gestão voltado para a eficiência em custos.

- **Programa Gestão de Conteúdo Local Prominp-Petrobras**: visa a aproveitar ao máximo a capacidade competitiva da indústria nacional de bens e serviços para o atendimento das demandas do PNG 2012-2016 com prazos e custos adequados às melhores práticas de mercado.

- **Programa de Desinvestimentos (Prodesin):** objetiva a obtenção de recursos para financiabilidade do PNG 2012-2016 e otimização da carteira de ativos da Petrobras.

- **Programa de Otimização de Infraestrutura Logística (Infralog):** tem como objetivo planejar, acompanhar e gerir projetos e ações de forma inovadora para atender às necessidades de infraestrutura logística da companhia até 2020. A análise de forma integrada das soluções logísticas possibilitará o aproveitamento de sinergias e redução de custos de todos os negócios do Sistema Petrobras, contribuindo para a disciplina de capital.

Investimentos

Em 2012, a Petrobras investiu R\$ 84,1 bilhões, concentrados nas atividades exploratórias, de desenvolvimento da produção e em infraestrutura logística para o escoamento da produção de petróleo e derivados. Para atender à demanda do mercado interno, investiu na construção de refinarias e na instalação de unidades para melhoria da qualidade dos combustíveis. Teve continuidade o Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) da Transpetro. Foram feitos investimentos em fábricas de fertilizantes e usinas termelétricas, valorizando a cadeia do gás natural, e na ampliação da capacidade de produção de etanol e biodiesel, fortalecendo a participação da companhia no mercado brasileiro de biocombustíveis.

Investimentos Consolidados

	R\$ milhões				
	Exercício				
	2012	%	2011	%	Δ%
Exploração e produção	42.970	51	34.251	47	25
Abastecimento	28.860	34	27.117	37	6
Gás e Energia	4.166	5	3.848	5	8
Internacional	5.098	6	4.440	6	15
Distribuição	1.307	2	1.157	2	13
Biocombustível	299	-	503	1	(41)
Corporativo	1.437	2	1.230	2	17
Total de investimentos	84.137	100	72.546	100	16

A área de E&P investiu R\$ 43 bilhões. Os recursos foram aplicados nas atividades de desenvolvimento da produção (R\$ 26 bilhões), exploração (R\$ 12 bilhões) e infraestrutura (R\$ 5 bilhões). Esses investimentos visam ao desenvolvimento da produção dos campos do pré-sal e do pós-sal, à manutenção de produção nos campos mais antigos e à melhoria da infraestrutura logística e tecnológica.

Entrou em operação, com foco exclusivo na produção do pré-sal da Bacia de Campos, a unidade que produz, armazena e transfere óleo e gás (FPSO) Cidade de Anchieta. Para escoar o gás produzido nesse FPSO, foi construído o Gasoduto Sul-Norte Capixaba, que interliga a plataforma à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC).

Em 2013, dois novos sistemas de produção entrarão em operação na Bacia de Santos: o FPSO Cidade de São Paulo, no Campo de Sapinhoá, no pré-sal; e o FPSO Cidade de Itajaí, nos campos de Baúna e Piracaba, em águas rasas do pós-sal.

O sucesso da conclusão da primeira edificação, em dique seco, de casco superior sobre colunas de plataforma semissubmersível (*deck mating*) realizada no Brasil também merece destaque. A operação foi realizada na plataforma P-55, no Polo Naval do Rio Grande. A plataforma será transportada para o Campo de Roncador, na Bacia de Campos, para entrar em operação em 2013.

Uma parcela significativa dos investimentos foi destinada aos projetos de desenvolvimento da produção da camada pós-sal da Bacia de Campos, como o do Campo de Papa-Terra, onde serão instaladas as plataformas P-61 e P-63, em fase final de construção. O Módulo 4 do Campo de Roncador, cuja produção será realizada pela plataforma P-62, começará a produzir em 2014.

A plataforma P-58 está em construção e escoará a produção do pós-sal e do pré-sal. Será instalada no Parque das Baleias e entrará em operação em 2014.

Os investimentos na área de Abastecimento somaram R\$ 29 bilhões. Deste total, R\$ 21,7 bilhões foram investidos em projetos de refino, sendo R\$ 9,4 bilhões na Refinaria Abreu e Lima (Rnest). A ampliação do parque de refino da companhia também contempla a implantação da primeira fase do Comperj.

A Transpetro recebeu dois navios do Promef. E foram lançados ao mar mais dois, os petroleiros Zumbi dos Palmares, do tipo Suezmax, e o Anita Garibaldi, do tipo Panamax, com entrega em 2013.

Os investimentos na área de Gás e Energia somaram R\$ 4 bilhões. As obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III), no Mato Grosso do Sul, foram iniciadas. Esta será a maior fábrica de fertilizantes nitrogenados da América Latina e permitirá à Petrobras dobrar a produção nacional de ureia, contribuindo para a redução das importações desse insumo essencial à produção agrícola.

Foi concluída a implantação do projeto Arla 32, na Fábrica de Fertilizantes em Camaçari, na Bahia (Fafen-BA). O Arla 32 é um agente líquido redutor de emissões, utilizado em veículos pesados a diesel desde janeiro.

Foram iniciadas as obras da Usina Termelétrica (UTE) Baixada Fluminense, a gás natural, em Seropédica (RJ), e as do terceiro Terminal de Regaseificação de GNL na Bahia (TRBA), que aumentará a segurança no suprimento de gás natural no mercado interno.

A área de Distribuição investiu R\$ 1,3 bilhão, com o objetivo de manter a liderança no País e fazer da marca Petrobras a preferida dos consumidores brasileiros. A aplicação foi feita, principalmente, na ampliação da capacidade logística para suportar o crescimento do mercado doméstico.

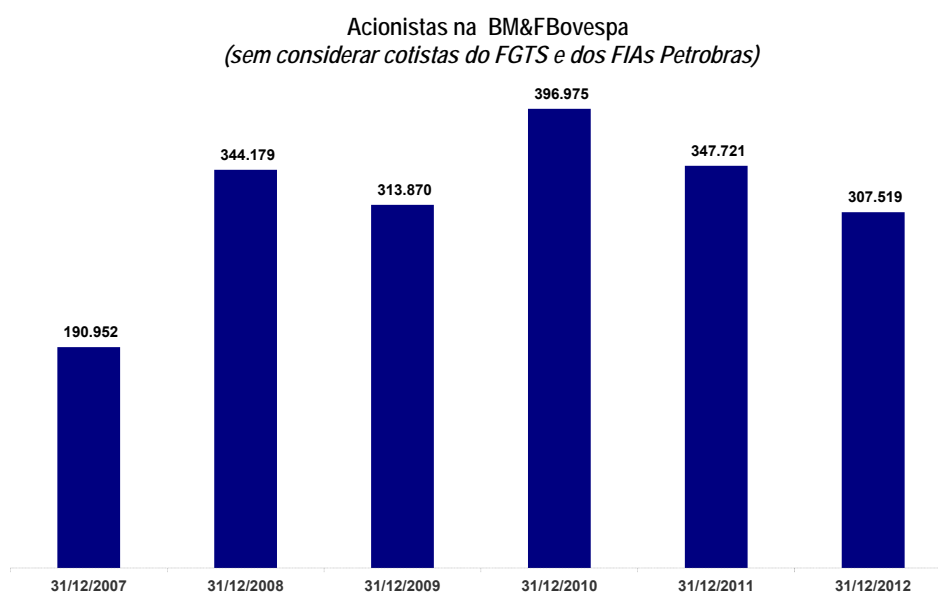
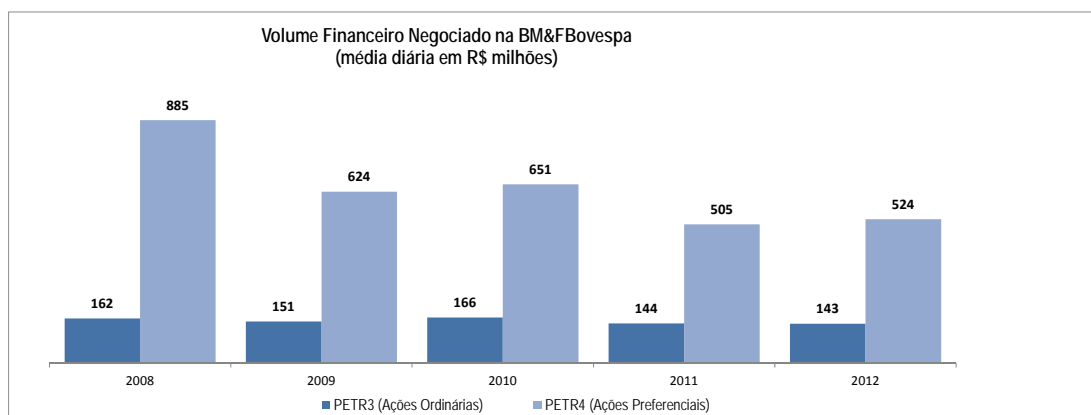
Os recursos direcionados para biocombustíveis somaram R\$ 299 milhões. Deste total, 71% foram investidos no segmento de etanol, com o objetivo de aumentar a oferta desse produto e ampliar a participação de mercado da Petrobras Biocombustíveis. O segmento de biodiesel recebeu 29% dos recursos para a ampliação da capacidade instalada.

O destaque da área Internacional foi o início da produção nos campos de Cascade e Chinook, no Golfo do México americano, interligados ao FPSO BW Pioneer. A Petrobras é a primeira empresa a desenvolver um campo de petróleo no Golfo do México com a utilização de um FPSO, modelo aplicado sistematicamente com sucesso no Brasil.

Desempenho das ações

O mercado acionário encerrou o ano com tendências mais positivas do que negativas sobre o cenário econômico e financeiro externo. Os principais mercados mundiais fecharam em alta. Nos Estados Unidos, o Índice Dow Jones valorizou 7,26% e, na Europa, as principais bolsas também registraram ganhos. No Brasil, com o aumento da confiança dos investidores, o índice Ibovespa encerrou o período com alta de 7,40%, aos 60.952 pontos.

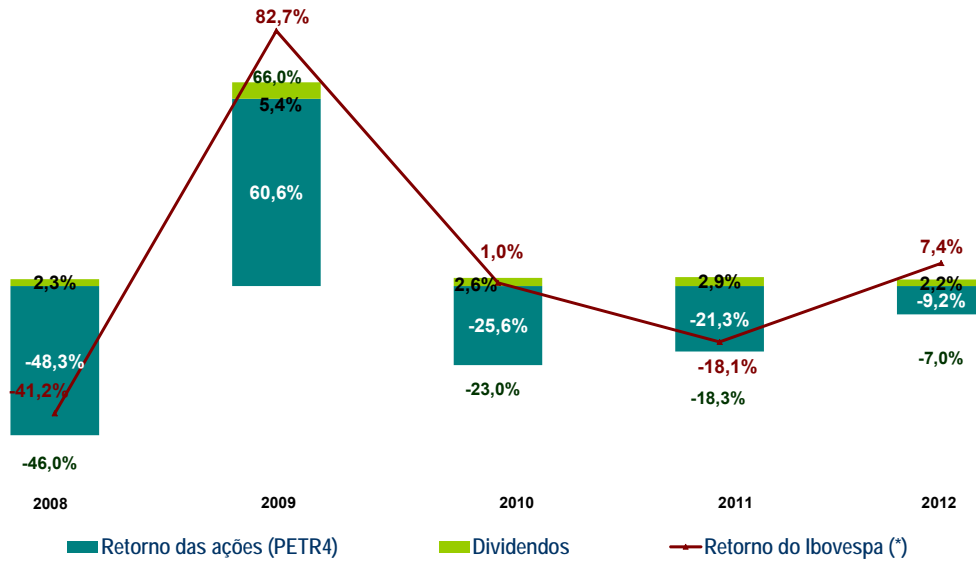
As ações da companhia fecharam o ano em queda, seguindo o comportamento das ações de empresas congêneres. No Brasil, as ações ordinárias (PETR3) caíram 15% e as preferenciais (PETR4), 9,17%. Na Bolsa de Nova York (Nyse), onde se negociam os recibos ordinários (PBR) e preferenciais (PBR/A), a desvalorização foi de 21,65% e 17,79%, respectivamente. Com a queda das cotações, a Petrobras encerrou 2012 com valor de mercado de US\$ 124,2 bilhões.



Fonte: BM&FBovespa

FIAs= Fundo de investimento em ações

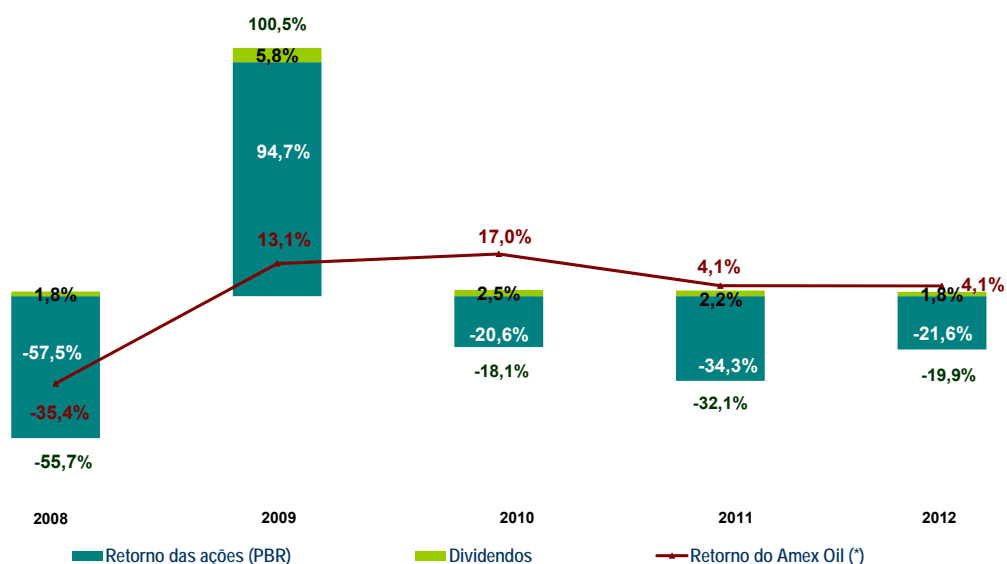
Comparativo dos Retornos Anuais: Petrobras PN (PETR4) e Ibovespa (considerando reinvestimento de dividendos)



Fonte: Bloomberg

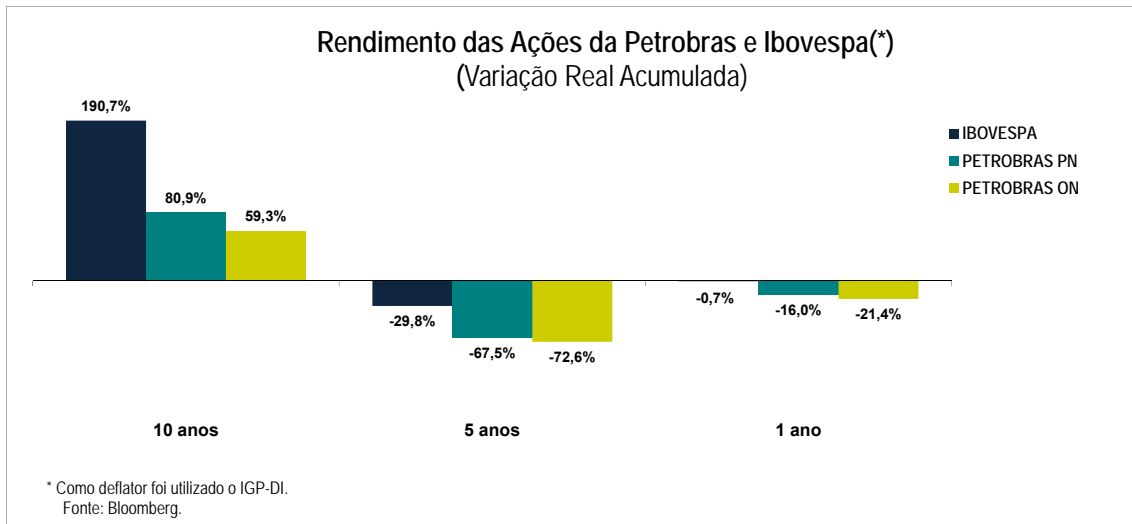
(*) inclui dividendos para fins de comparação

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



Fonte: Bloomberg

(*) inclui dividendos para fins de comparação



NEGÓCIOS

Exploração e Produção

A Petrobras consolidou no Brasil, em 2012, os bons resultados da atividade exploratória nas seções pré-sal e pós-sal nas bacias sedimentares do Sul, do Sudeste e do Nordeste. O progresso nas atividades relativas aos Planos de Avaliação de Descoberta (PAD) nessas bacias confirmou as estimativas das descobertas anteriores.

Exploração

A companhia perfurou no País 137 poços exploratórios, dos quais 80 em terra e 57 no mar – sendo 19 no pré-sal. O índice de sucesso exploratório foi de 64%.

As descobertas mais relevantes ocorreram nas bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas. Também merece destaque a descoberta de Leste de Igarapé Chibata, na concessão BT-SOL-3, na Bacia do Solimões, por meio de poço pioneiro. A comprovação de comercialidade desta área e a descoberta de Igarapé Chibata, na mesma concessão, poderão originar um novo polo produtor na região.

BACIA DE SANTOS

A companhia fez dez descobertas no pré-sal e declarou a comercialidade de Baúna e Piracaba, anteriormente conhecidos, respectivamente, como Tiro e Sidon, ambos com óleo leve no pós-sal.

Quatro das descobertas no pré-sal estão nos blocos da Cessão Onerosa: Franco NW, Nordeste de Tupi, Sul de Guará e Franco SW. A perfuração e a avaliação das áreas continuam, visando à renegociação do contrato em 2014.

As demais descobertas estão relacionadas aos planos de avaliação do pré-sal e confirmaram a potencialidade de Júpiter, Carioca Nordeste, Carioca Sela, Carcará, Iara Oeste e Dolomita Sul.

Estão em andamento as perfurações de dois poços, conhecidos informalmente como Florim e Sul de Tupi. O primeiro encontra-se em estágio inicial da perfuração e o segundo comprovou a presença de reservatório com óleo de excelente qualidade. Avaliações preliminares indicam a existência de comunicação entre os reservatórios da cessão onerosa Sul de Tupi e o Campo de Lula.

BACIA DE CAMPOS

No pós-sal foram perfurados quatro poços e realizados dois Testes de Longa Duração (TLD), um em Aruanã e outro em Oliva, que deram suporte às declarações de comercialidade dessas áreas, agora denominadas Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça, respectivamente. Estima-se que os volumes recuperáveis totais para esses novos campos são de 230 milhões de boe em Tartaruga Verde e de 121 milhões de boe em Tartaruga Mestiça. Foi concluída a avaliação da descoberta de Piranga, em Caratinga.

A companhia concluiu a avaliação da descoberta de Carimbé. Os TLDs de três poços contribuíram para a produção nos campos de Barracuda/Caratinga (descoberta Carimbé), Marlim Leste (descoberta Tracajá) e Brava (o TLD se estenderá até 2013). Está em andamento a perfuração de dois poços: um na área de Forno (Campo de Albacora) e outro em Brava (Campo de Marlim).

Foi iniciado o Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef) das Unidades Operacionais da Bacia de Campos e do Rio de Janeiro. O Programa possibilitou a reversão da tendência de queda da eficiência, com ganhos médios de 25 mil bpd em 2012. As intervenções do Proef geraram US\$ 519 milhões em VPL (valor presente líquido) até dezembro de 2012.

BACIA DO ESPÍRITO SANTO

Duas descobertas no pós-sal estão em fase de avaliação: o poço Tambuatá, localizado no Campo de Golfinho, que revelou a presença de gás e condensado; e o prospecto Grana-Padano, na concessão BM-ES-24, onde foi descoberto óleo.

A Petrobras encaminhou à ANP o relatório final de avaliação da descoberta de óleo no poço perfurado em jazida mais profunda no Campo de Cancã.

BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

A perfuração de cinco poços em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas resultou nas descobertas de Barra-1, Moita Bonita, Farfan, Muriú e Cumbe, todas na seção pós-sal.

Na concessão BM-SEAL-11, na área de Barra, a perfuração do poço de extensão Barra-1 levou à descoberta de uma acumulação de óleo leve em reservatório mais profundo. O poço pioneiro Farfan também conduziu à descoberta de acumulação de óleo leve, em reservatório similar ao anterior. Nessa mesma concessão foi descoberta acumulação de óleo leve, no poço Cumbe.

Na concessão BM-SEAL-10, a perfuração do poço de Moita Bonita comprovou mais uma descoberta na região, e a do poço Muriú revelou nova acumulação de petróleo, ambas em águas ultraprofundas.

Para cada descoberta deverá ser proposto à ANP um Plano de Avaliação, com o objetivo de definir a potencialidade dessas áreas.

Concessões

Não houve rodada de licitações da ANP em 2012. A Petrobras alienou sua participação de 40% na concessão BS-4 da Bacia de Santos, que inclui os campos de Atlanta e Oliva, além de fazer as devoluções de blocos previstos. Com isso, o portfólio da companhia conta com 117 contratos de concessão, totalizando 90.708 km² distribuídos em 168 blocos exploratórios, dos quais 34.049 km² correspondem a 52 planos de avaliação de descoberta.

Produção

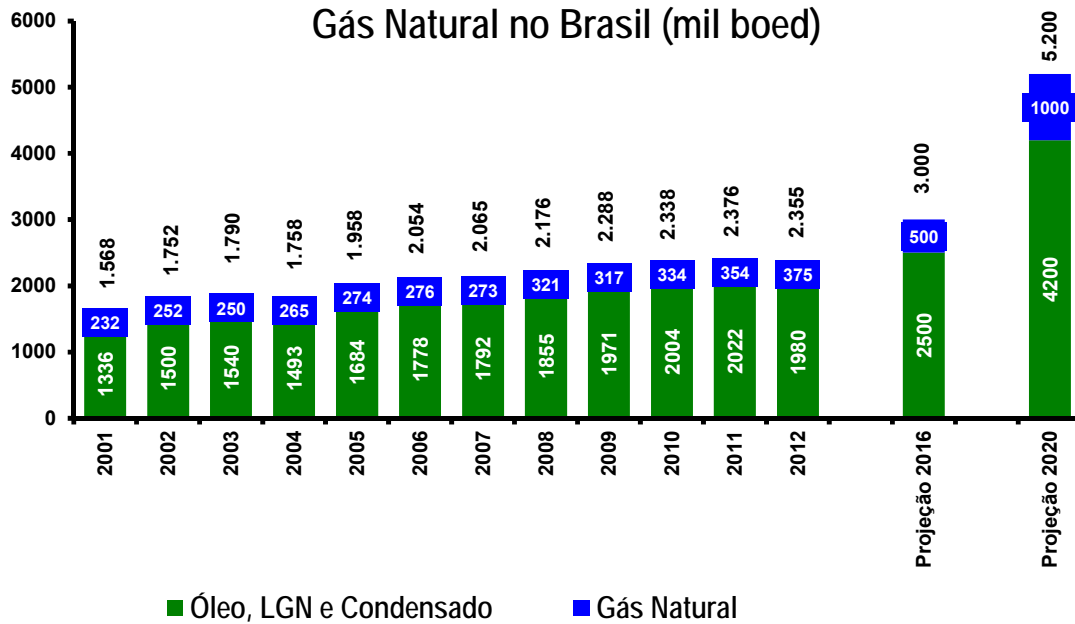
O aumento de produção resultante da interligação de novos poços em diversas plataformas (P-48, P-56, P-57, FPSO Cidade de Angra dos Reis) e a entrada em operação de quatro projetos de produção de óleo contribuíram para o alcance das metas de produção de óleo e líquido de gás natural (LGN) previstas no PNG 2012-2016.

A produção total de óleo operada pela Petrobras foi de 1.995 mil bpd. Considerando somente a parcela da Petrobras, o volume produzido foi de 1.980 mil bpd, 2% inferior ao de 2011, portanto dentro da meta para o ano especificada no PNG 2012-16. Esta redução foi consequência do fechamento do Campo de Frade devido à exsudação, às paradas programadas em número superior ao estimado e aos problemas operacionais com interrupções além das previstas.

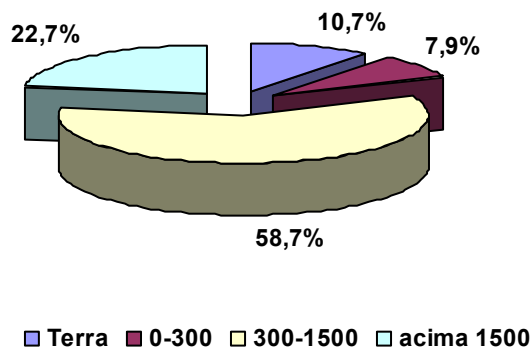
Foi realizado o TLD da área de Iracema, por meio do FPSO Cidade de São Vicente, no bloco BM-S-11, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma foi conectada ao poço RJS-647, em lâmina d'água de 2.212 metros. Na Bacia de Campos, começaram os TLDs de Espadarte e de Oliva. Os poços foram interligados ao FPSO Cidade de Rio das Ostras.

Em setembro, entrou em operação o FPSO Cidade de Anchieta, no Campo de Baleia Azul, no Parque das Baleias, parte capixaba da Bacia de Campos. Essa plataforma tem capacidade de produção de 100 mil bpd de óleo e de 3,5 milhões de m³ de gás natural por dia e produziu 77,7 mil bpd de óleo em dezembro de 2012. O *ramp-up* foi mais rápido do que o previsto. O FPSO se destina à produção do pré-sal dos campos de Baleia Azul, Jubarte e Pirambu, nos quais a Petrobras detém 100% de participação.

Evolução da Produção de óleo, LGN e Condensado e Gás Natural no Brasil (mil boed)



Produção de Óleo, LGN e Condensado no Brasil Distribuição por Lâmina d'Água

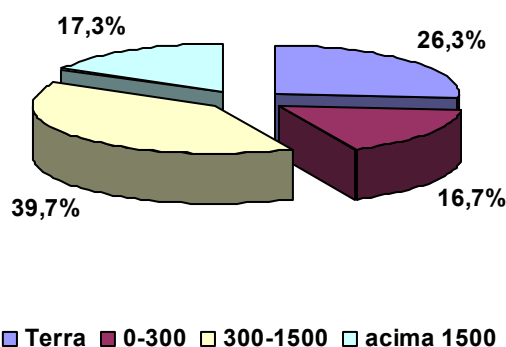


Produção de Gás Natural

A produção de gás natural em 2012 totalizou 63,5 milhões de m³ por dia, 3,3 milhões de m³ por dia a mais do que no ano anterior, representando um aumento de 5,5%. Este acréscimo foi reflexo, principalmente, do incremento de produção no campo de Lula (FPSO Cidade de Angra dos Reis), da interligação de poços em Mexilhão (PMXL-1) e do início da produção de Tambaú (FPSO Cidade de Santos).

Também merece destaque o Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás Natural (Poag 2015), que tem melhorado o desempenho das unidades operacionais da Região Sudeste devido à redução da queima e conseqüente aumento da entrega de gás. O Poag contribuiu para que o índice de aproveitamento do gás natural associado registrasse recorde de 91,3%.

Produção de Gás Natural no Brasil Distribuição por Lâmina d'Água



Custos de Extração

O custo médio de extração em 2012, sem participação governamental, foi de US\$ 13,92/boe, registrando aumento de 11% em relação ao ano anterior. Este acréscimo ocorreu devido, principalmente, à elevação dos custos de manutenção, decorrente do maior número de intervenções em poços e operações submarinas, resultante do Proef das Unidades Operacionais da Bacia de Campos e do Rio de Janeiro. Com menor impacto houve também um aumento dos custos operacionais, devido à elevação de custos de pessoal e à valorização da moeda americana que impactou os custos de afretamento. Em reais, o custo médio de extração foi de R\$ 27,22/boe, superior em 28% ao de 2011, observando-se a valorização do dólar frente ao real.

Com participações governamentais, o custo de extração chegou a US\$ 33,83/boe, 4% acima do verificado em 2011, influenciado, principalmente, pelo reenquadramento em alíquotas superiores de Participação Especial nos campos de Jubarte, Marlim Sul e Lula e pela estabilidade da produção e do preço médio de referência do petróleo nacional, em dólar. Em reais, atingiu R\$ 66,16/boe, 20% acima do exercício anterior, influenciado pelo aumento do preço médio de referência do petróleo nacional em reais devido à valorização da moeda americana.

Pré-sal

A participação da produção de óleo do pré-sal em relação ao total da Petrobras no Brasil passou de 5%, em 2011, para 7%, em 2012. Em dezembro, correspondeu a 10%. A produção da companhia nas bacias de Santos e de Campos foi de 136,4 mil bpd de óleo e 4,2 milhões de m³ por dia de gás, totalizando 162,9 mil boed. Considerando-se a produção da Petrobras mais parceiros, o recorde de 245,6 mil bpd de óleo no pré-sal ocorreu em 31 de dezembro.

Em 2012 foram perfurados 19 poços em todo o pré-sal. Na busca por novos *trends* exploratórios na Bacia de Santos, a Petrobras e parceiros perfuraram seis poços fora da região central do *cluster*, área de maior risco exploratório. Destes, quatro não alcançaram o objetivo esperado. Os demais poços perfurados nas bacias de Campos e de Santos foram positivos. Assim, o índice de sucesso exploratório no pré-sal foi de 82%.

Foi comprovada a ocorrência de petróleo leve em águas ultraprofundas nos diversos blocos da Bacia de Santos. Destacam-se, no bloco BM-S-9, os poços Carioca Nordeste e Carioca Sela.

Também foram comprovadas ocorrências de novas acumulações de óleo de boa qualidade nos blocos BM-S-8 (no poço Carcará) e BM-S-11 (no poço Iara Oeste).

O poço Dolomita Sul, no bloco BM-S-42, confirmou o potencial da região fora dos limites do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS). Os resultados preliminares do poço Júpiter Nordeste, no bloco BM-S-24, confirmaram a presença de gás natural e condensado.

Na área da Cessão Onerosa, foi concluída a perfuração de quatro poços: Franco NW, Franco SW, Nordeste de Tupi e Sul de Guará.

O primeiro sistema de produção do pré-sal da Bacia de Santos, o FPSO Cidade de Angra dos Reis, que opera o Piloto de Lula, está perto de alcançar a sua capacidade total de processamento de óleo de 100 mil bpd com apenas quatro poços produtores e um injetor. Na região, foi concluída a perfuração do primeiro poço horizontal, para analisar as características do reservatório de Lula, com início de produção previsto para 2013.

Dois FPSOs itinerantes, com capacidade de processamento de 30 mil bpd, destinam-se a efetuar TLDs em áreas exploratórias ou Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) em campos do PPSBS. O BW Cidade de São Vicente concluiu o TLD de Iracema em 2012, e operará os SPAs de Sapinhoá Norte e Lula Sul. O Dynamic Producer realizará os TLDs de Franco 1 e NE de Tupi em 2013.

Teve início a operação do FPSO Cidade de Anchieta, que produz na área de Baleia Azul, na Bacia de Campos. A Petrobras produz, na mesma bacia, também no pré-sal, nas áreas de Brava, Carimbé, Barracuda, Nautilus e Tracajá.

Planejamento Integrado do pré-sal

O bom desempenho dos reservatórios e o sucesso da injeção de água, gás e gás carbônico nos reservatórios vêm possibilitando o aumento da produtividade dos poços na região, o que impactará positivamente os investimentos.

Os oito FPSOs replicantes, cujos cascos estão em construção no Brasil, serão utilizados no desenvolvimento dos blocos BM-S-8, BM-S-9 e BM-S-11, no pré-sal da Bacia de Santos. A contratação dos módulos de *topside* e dos pacotes de integração dos replicantes 1 a 6 foi concluída. A definição das empresas responsáveis pela integração dos replicantes 7 e 8 está pendente, aguardando a avaliação da performance dos estaleiros já contratados.

Também nesse ano foi assinado o contrato para conversão de quatro navios do tipo VLCC (Very Large Crude Carrier) nos cascos das futuras plataformas P-74, P-75, P-76 e P-77, destinadas às áreas da Cessão Onerosa.

Sondas de Perfuração

A Petrobras adota a estratégia de antecipação de suas demandas, estimulando a construção de equipamentos e a contratação de longo prazo. Em linha com o Plansal, foi aprovada a contratação de 21 sondas, concluindo o plano de contratação de 28 sondas de perfuração marítima a serem construídas no Brasil para atendimento ao programa de perfuração de longo prazo, prioritariamente no pré-sal.

Entraram em operação 16 sondas de perfuração marítima, das quais 15 para operar em lâmina d'água acima de dois mil metros, além das 25 unidades com as mesmas características já em operação. A companhia recebeu uma sonda tipo *jack-up*, construída no Brasil, com capacidade para operar em 106m de lâmina d'água (LDA). Em 2012, a Petrobras encerrou os contratos de três sondas de perfuração marítimas, duas para LDA inferior a 999m e uma para 1500m.

Sondas de Perfuração (31 de Dezembro de 2012)		
	Contratadas	Próprias
Terra	24	11
Mar (por lâmina d'água)	65	9
Sondas <i>jack-up</i>	0	5
Sondas flutuantes	65	4
até 1.999m LDA	25	4
2.000 a 3.000m LDA	40	0
TOTAL	89	20

Projetos para 2013

Principais sistemas que entrarão em produção:

- Campo de Sapinhoá (Bacia de Santos) – Piloto – FPSO Cidade de São Paulo – Localizado no bloco BMS-9, com capacidade de produção de 120 mil bpd de óleo e cinco milhões de m³ de gás por dia. Entrou em operação em janeiro.
- Campos de Baúna-Piracaba (Bacia de Santos) - FPSO Cidade de Itajaí - com capacidade de produção de 80 mil bpd de óleo e dois milhões de m³ de gás por dia. Será o primeiro sistema definitivo da área;
- Campo de Lula (Bacia de Santos) – Piloto de Lula Nordeste – FPSO Cidade de Paraty – Localizado no pré-sal, com capacidade de 120 mil bpd de óleo e cinco milhões de m³ de gás por dia;
- Campo de Papa-Terra (Bacia de Campos) – P-61 (*Tension-Leg Wellhead Platform* – TLWP) e P-63 (FPSO) – As plataformas terão capacidade de processamento conjunta de 140 mil bpd de óleo e um milhão de m³ de gás por dia;
- Campo de Roncador (Bacia de Campos) – P-55 (semisubmersível) – terá capacidade de 180 mil bpd de óleo e de processamento de seis milhões de m³ de gás por dia.

Serão realizados seis TLDs/SPAs: cinco no pré-sal da Bacia de Santos e um na Bacia de Campos. Por meio do FPSO Dynamic Producer, os TLDs de Franco 1 e Nordeste de Tupi; por meio do FPSO Cidade de São Vicente, os TLDs de Sapinhoá Norte e Lula Sul, e por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis, o SPA de Lula Central. No pós-sal da Bacia de Campos será feito o TLD de Espadarte 3, com o FPSO Cidade de Rio das Ostras.

Reservas Provadas

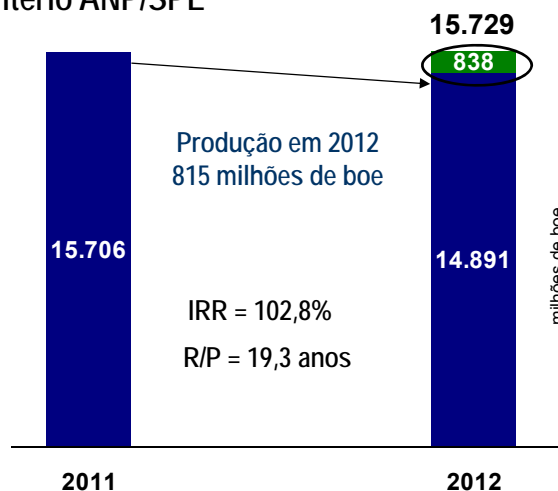
As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural da Petrobras no Brasil e no exterior atingiram 16,440 bilhões de boe em 2012 pelos critérios da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da *Society of Petroleum Engineers* (SPE), um aumento de 0,2% em relação ao ano anterior. Em 2012 foram apropriados 914 milhões de boe em reservas provadas e produzidos 885 milhões de boe.

Para cada barril de óleo equivalente extraído em 2012 no Brasil e no exterior foi apropriado 1,03 barril de óleo equivalente, resultando no Índice de Reposição de Reservas de 103,3%. A relação Reserva/Produção ficou em 18,6 anos.

Entre as principais apropriações no Brasil em 2012 estão:

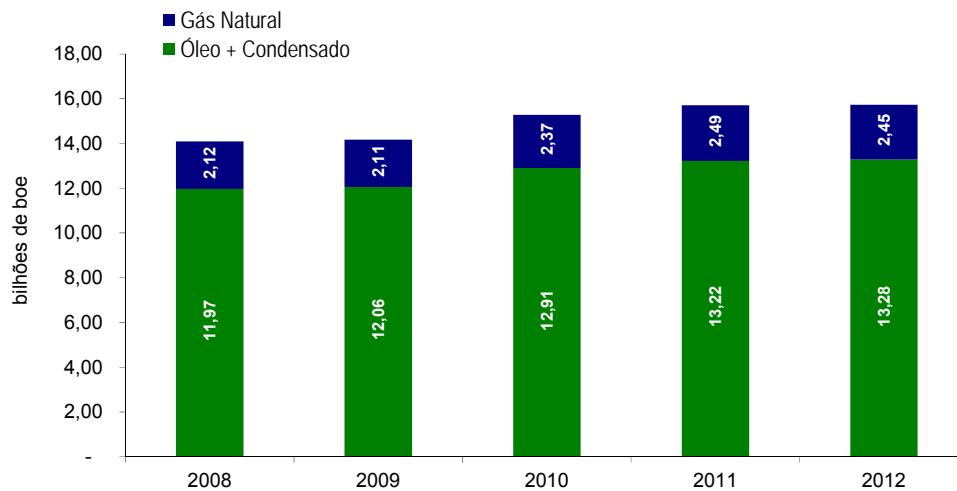
- sucesso da atividade exploratória no pós-sal em diferentes bacias brasileiras:
 - foram apropriados volumes relativos às descobertas de novas acumulações próximas a infraestruturas existentes nos campos de Golfinho, na Bacia do Espírito Santo; Marlim Sul, na Bacia de Campos; e de Araçás, Cexis, Fazenda Panelas e Taquipe, na Bacia do Recôncavo.
 - foram declaradas as comercialidades dos campos de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça, na Bacia de Campos; Baúna e Piracaba, na Bacia de Santos; e Piranema Sul e Arapaçu, na Bacia de Sergipe-Alagoas.
- incremento de reservas provadas no pré-sal devido ao maior número de poços perfurados e ao desempenho melhor do que o esperado dos sistemas de produção nas Bacias de Campos e de Santos.

Evolução das Reservas Provadas no Brasil Critério ANP/SPE



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

Reservas Provadas - Brasil Critério ANP/SPE



Refino e Comercialização

Refino

As 12 refinarias da Petrobras no Brasil processaram 1.944 mil bpd de carga fresca, com utilização média de 96% da capacidade, e produziram 1.997 mil bpd de derivados. Do volume total do petróleo processado, 82% foram provenientes de campos brasileiros.

A produção de derivados de petróleo no País foi recorde em 2012, com aumento de 5% em relação a 2011. Este recorde é resultado da maior eficiência operacional das refinarias.

Em 1º de janeiro de 2013, o diesel S-10 começou a ser distribuído em todo o País, substituindo integralmente o diesel S-50. O S-10 possui teor de enxofre máximo de 10 partes por milhão e está disponível em torno de 5.900 postos de serviço, sendo mais de 2.400 postos da Petrobras.

O combustível foi desenvolvido para atender aos padrões internacionais de qualidade ambiental e à mais nova geração de motores a diesel, que reduzem em até 80% as emissões de material particulado e em até 98% as emissões de óxidos de nitrogênio. O diesel S-10 melhora o desempenho dos motores, reduz a formação de depósitos e o desgaste no motor e aumenta os intervalos de troca de lubrificante.

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). Produzirá também gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta petroquímica, óleo combustível para navios e coque de petróleo. O início da primeira unidade de produção está previsto para novembro de 2014 e a segunda, para maio de 2015.

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 (QAV), e coque, que será, em parte, consumido nas próprias unidades para geração de vapor e energia. Ambas poderão produzir também asfalto, para atender ao mercado interno caso seja necessário.

A Premium I será construída em Bacabeira-MA, a cerca 60 quilômetros 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 S-10 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 a partir de 2018. O empreendimento contará também com um terminal portuário para receber, armazenar e transferir derivados líquidos e sólidos.

A Premium II, com início de operação previsto a partir de 2018, 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 quilômetros de extensão.

Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)

A refinaria do Comperj, em construção em Itaboraí-RJ, está programada para operar em duas fases: a primeira, prevista para abril de 2015, com capacidade de processamento de 165 mil bpd de óleo e, a segunda, após 2018, quando a capacidade será elevada para 465 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 e fornecer matéria-prima às unidades petroquímicas.

Comercialização

Mercado Interno

A Petrobras comercializou, no mercado interno, 2.285 mil bpd de derivados de petróleo, volume 7% superior ao de 2011.

O volume de vendas de óleo diesel aumentou 6%, devido ao expressivo crescimento do varejo. A expansão do consumo de mercadorias impulsiona a circulação de caminhões e, conseqüentemente, a demanda de óleo diesel.

A gasolina foi o derivado que apresentou o maior crescimento de vendas – 17% em relação ao ano anterior. A razão principal foi o aumento da frota de veículos flex, associado à baixa produção de etanol, que tornou a relação de preços entre etanol e gasolina mais favorável ao consumo do combustível fóssil. Além disso, a redução de 25% para 20% do teor de etanol anidro na gasolina C resultou no maior volume de vendas de gasolina A.

As vendas de GLP se mantiveram no mesmo patamar. A queda da produção industrial foi compensada pelo crescimento da população associado ao aumento de seu poder aquisitivo e às políticas sociais de complementação de renda.

A comercialização de nafta teve redução de 1% devido à retração de mercado na cadeia petroquímica. As vendas de QAV subiram 5% em relação ao ano anterior, em função da expansão da oferta de voos internacionais e de companhias nacionais de pequeno porte.

O consumo de óleo combustível cresceu 2% devido aos despachos emergenciais das térmicas no último trimestre do ano. Essa demanda extra das térmicas compensou a redução que vinha ocorrendo nas vendas de óleo combustível devido à sua substituição por gás natural, nos segmentos térmico e industrial.

Exportações x Importações

As exportações de petróleo atingiram 364 mil bpd, redução de 15% em relação a 2011, principalmente em função do processamento de maior volume de óleo nacional no parque de refino brasileiro aliado à queda da produção. As vendas de derivados para o mercado externo somaram 184 mil bpd, uma redução de 9%, influenciada pelo aumento da demanda no mercado interno de gasolina e de óleo combustível.

As importações de petróleo ficaram em 346 mil bpd, redução de 4% em relação a 2011, e as de derivados somaram 433 mil bpd, um acréscimo de 12%. A importação de gasolina subiu devido à expansão do consumo no mercado interno, decorrente da expansão da frota de automóveis e da redução do consumo de etanol. Apesar do aumento de produção, o volume de gasolina importado atingiu 87 mil bpd, 102% superior ao de 2011.

O saldo financeiro da balança comercial da companhia, 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\$ 10,7 bilhões.

Petroquímica

A Petrobras atua neste segmento de forma integrada aos seus demais negócios. O objetivo é ampliar a produção de petroquímicos e de biopolímeros, preferencialmente por meio de participações societárias no Brasil e no exterior.

Reorganização do portfólio de participações petroquímicas

Foi aprovada a reorganização do portfólio de participações petroquímicas da companhia. A operação incluiu a cisão parcial da sociedade BRK Investimentos Petroquímicos S.A., controladora da Braskem S.A., com incorporação proporcional das parcelas cindidas pela Petrobras e Petrobras Química S.A. – Petroquisa.

A posterior incorporação da Petroquisa pela Petrobras levou à redução de custos de gestão, maior agilidade e alinhamento nas decisões de negócio e simplificação na aprovação dos investimentos.

Com a incorporação da Petroquisa, assim como da Innova, as seguintes empresas operacionais passaram a ser subsidiárias, controladas em conjunto ou coligadas da Petrobras na Área Petroquímica (participação em 31 de dezembro de 2012):

- Braskem S.A. (36,20%) – tem como principais produtos eteno, polietileno, polipropileno e PVC;
- Deten Química S.A. (27,88%) – produz matéria-prima para detergentes;
- Metanor S.A./Copenor S.A. (34,54%) – produz metanol, formol e hexamina;
- Fábrica Carioca de Catalisadores (50%) – produz catalisadores e aditivos;
- Innova S.A. (100%) – produz etilbenzeno, estireno e poliestireno;
- Petrocoque S.A. (50%) – produz coque calcinado de petróleo.

Braskem

A Braskem adquiriu os ativos de purificação de propeno da Sunoco, com o objetivo de fortalecer sua posição no mercado norte-americano. Também foram inauguradas a unidade de PVC, em Alagoas, com capacidade para produzir 200 mil toneladas por ano, e a de butadieno, no Rio Grande do Sul, com capacidade de produção de 100 mil toneladas por ano. Os investimentos nessas duas unidades foram de R\$ 1 bilhão e R\$ 300 milhões, respectivamente.

Principais projetos

Os investimentos em implantação e avaliação no setor petroquímico previstos no Plano de Negócios e Gestão 2012-2016 somam US\$ 5 bilhões. Destacam-se:

- Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) e Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), responsáveis pela implementação do Complexo PetroquímicaSuape, produzirão ácido tereftálico purificado (PTA), resina PET (polietileno tereftalato) e polímeros têxteis, e filamentos de poliéster.
- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) – As unidades petroquímicas do Comperj produzirão petroquímicos básicos (eteno, propeno, benzeno, p-xileno e butadieno) e associados (estireno, etilenoglicol, polietilenos, polipropileno entre outros).
- Companhia de Coque Calcinado de Petróleo - Coquepar – a Petrobras terá 45% de participação em uma unidade de calcinação de coque de petróleo no Paraná, com capacidade total de produção de 350 mil toneladas por ano.

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, 7.355 km de gasodutos, 48 terminais – 20 terrestres e 28 aquaviários – e 60 navios.

Em 2012, 46,9 milhões de toneladas de petróleo e derivados foram transportadas por navio, volume 7,6% superior ao de 2011. A Transpetro movimentou, em seus oleodutos e terminais, 774,4 milhões de m³ de líquidos, 3,6% mais do que no ano anterior, além da média de 60,7 milhões de m³ de gás natural por dia, volume 18% superior ao do ano anterior. O pico de movimentação de gás foi de 80,7 milhões de m³ por dia.

Novos navios

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) prevê a construção de 49 navios que acrescentará quatro milhões de toneladas de porte bruto (tpb) à capacidade atual, e permitirá a incorporação de novas tecnologias às embarcações. O Promef 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.

Um navio foi entregue em 2011 e dois em 2012: João Cândido, o primeiro do tipo Suezmax, com capacidade de 157,7 mil tpb, destinado ao transporte de petróleo cru; e Sérgio Buarque de Holanda, com capacidade de 48,5 mil tpb e destinado ao transporte de derivados de petróleo.

Os demais 46 navios, previstos para serem entregues entre 2013 e 2020, serão construídos em estaleiros brasileiros.

Também foram incorporados à frota sete navios contratados, sendo cinco aliviadores DP (com posicionamento dinâmico), com capacidade total de 480 mil tpb, e dois de petróleo e derivados escuros, com capacidade total de 309 mil tpb.

Terminais e Oleodutos

Teve início a pré-operação dos dois dutos para o transporte de GLP e gasolina natural, que ligam o Polo de Processamento de Cacimbas, no norte do Espírito Santo, ao novo Terminal de Barra do Riacho. Este terminal terá capacidade para armazenar 109,6 mil m³ de produtos e viabiliza a produção de petróleo do navio-plataforma Cidade de Anchieta.

Operações com Gás Natural

O parque industrial do Terminal de Cabiúnas é o maior polo brasileiro de processamento de gás natural, sendo constituído de sete unidades com capacidade para processar 19,7 milhões de m³ de gás natural por dia e 4,5 mil m³ de condensado de gás natural por dia, provenientes da Bacia de Campos.

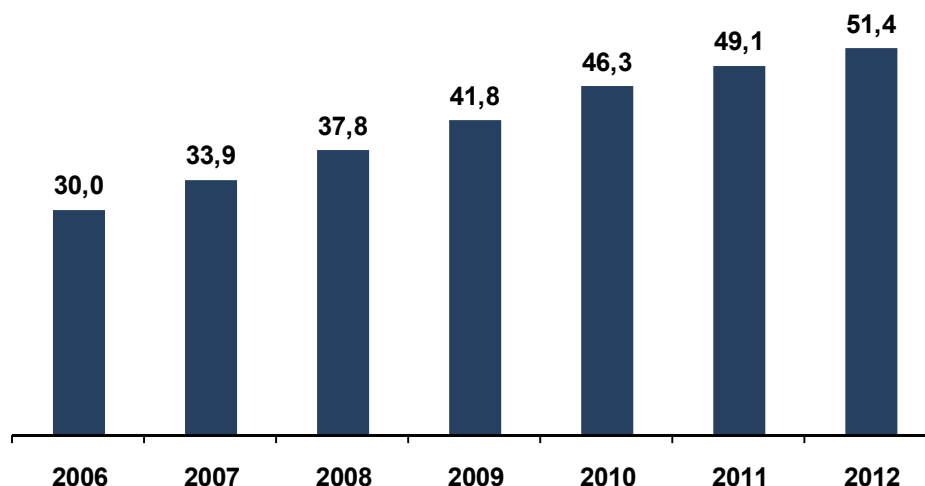
Os volumes médios processados de gás natural e de condensado de gás natural foram de 12,4 milhões de m³ por dia e de 1,26 mil m³ por dia, respectivamente.

A malha de gasodutos operada pela Transpetro integra as regiões Sudeste e Nordeste do País e movimenta o gás natural produzido no Amazonas. Conta com 28 pontos de recebimento e 130 pontos de entrega de gás. Sua capacidade de movimentação é possibilitada pelas 11 estações de compressão, que totalizam 432,8 mil HP de potência instalada.

Distribuição

A Petrobras Distribuidora é a maior distribuidora de combustíveis do Brasil. Em 2012 comercializou 51,4 milhões m³, volume 4,6% maior que o registrado no ano anterior, obtendo uma receita operacional líquida de R\$ 80,1 bilhões e lucro líquido de R\$ 1,9 bilhão. Líder no mercado doméstico de combustíveis, com *market share* anual de 38,1% e uma rede de 7.641 postos de serviços, obteve recorde de vendas de 4,7 milhões m³ em outubro.

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, a Petrobras Distribuidora investiu R\$ 1,352 bilhão em 2012. Dentre os principais investimentos, R\$ 713 milhões foram destinados à manutenção e à ampliação da infraestrutura logística; R\$ 177 milhões ao desenvolvimento e à modernização da rede de postos de serviços; R\$ 53,6 milhões à distribuição de gás e à comercialização de energia; R\$ 90,2 milhões ao segmento de aviação; e R\$ 35,5 milhões ao segmento consumidor. Também foram investidos R\$ 52,8 milhões em tecnologia da informação, R\$ 23,7 milhões no segmento de produtos químicos e R\$ 5,6 milhões no de produtos asfálticos.

À Liquigás – subsidiária para distribuição de gás liquefeito de petróleo – foram destinados R\$ 184,9 milhões para a manutenção da infraestrutura de distribuição de GLP.

Os investimentos da Distribuição aumentaram 16,8% em relação ao ano anterior, impulsionados pelo crescimento do consumo de derivados de petróleo no País e os consequentes desafios logísticos, principalmente nas regiões Sudeste, Norte e Centro-Oeste. Adicionalmente, a mudança na composição do diesel, que tem como objetivo reduzir em aproximadamente 72% a emissão de enxofre para a atmosfera até o final de 2013, demandou mais investimentos na distribuição do combustível.

Em 2012, destacaram-se as obras de construção de duas bases de distribuição – Cruzeiro do Sul (AC) e Porto Nacional (TO) – e a modernização e ampliação da fábrica de lubrificantes (Duque de Caxias-RJ), além da conclusão do cais flutuante Barac I, em Caracaraí (RR). Investiu-se também na adequação das instalações operacionais para a comercialização do diesel S-10.

Foram viabilizados projetos importantes para o aumento da capacidade operacional no segmento de aviação, com a ampliação da frota abastecedora de aeronaves e a aquisição de equipamentos para aeroportos e para *pools* de distribuição.

Na rede de postos de serviços, houve investimento em obras, equipamentos e adequação de elementos de imagem, além da expansão dos serviços de conveniência – BR Mania e Lubrax +. Neste mesmo segmento, foi implementado o Premmia, programa com foco na fidelização dos consumidores finais, visando ao aumento das vendas.

Gás Natural

Em 2012, a oferta de gás natural superou a de 2011 em 22%, atingindo 74,9 milhões de m³ por dia. Esse aumento do consumo deveu-se à maior demanda das termelétricas, em atendimento ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em função dos baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos.

Do total, a oferta doméstica foi de 39,5 milhões de m³ por dia (descontados os líquidos de gás natural, o gás utilizado no processo produtivo, a injeção nos poços e as perdas); a importação da Bolívia através do Gasoduto Bolívia-Brasil atingiu 27 milhões de m³ por dia (descontado o gás utilizado no transporte), e o volume de Gás Natural Liquefeito (GNL) regaseificado totalizou 8,4 milhões de m³ por dia.

A malha nacional de gasodutos de transporte se estende por 9.190 quilômetros.

Projetos concluídos em 2012

Cinco pontos de entrega: Suape, Carmópolis II, Recap II, Resende II e Japeri II.

Projetos em andamento

Gasoduto Gasfor II (Fortaleza – CE) - Trecho Horizonte-Caucaia, com 83,2 quilômetros de extensão;

Rota Cabiúnas - Aumentará a capacidade de processamento do gás do Sistema Tecab - Reduc (Terminal de Cabiúnas - Refinaria Duque de Caxias) de 23 milhões de m³ por dia para 28 milhões m³ por dia, e de processamento de condensado do Tecab de 4.500 m³ por dia para 6.000 m³ por dia.

Nove pontos de entrega: UTE Baixada Fluminense, Pindamonhangaba II, Guaratinguetá, Barra Mansa II, Aquiraz, São Mateus, Goiana II, Rio das Flores e São Bernardo do Campo II.

Gás Natural Liquefeito

Em 2012 a companhia atingiu um total de 62 contratos do tipo *Master Sales Agreement* (MSA) e efetuou 50 operações de compra de cargas – 45 recebidas no Brasil e cinco revendidas no mercado externo. Realizou também a reexportação de seis cargas.

Projeto em andamento

A Petrobras iniciou a construção do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia (TRBA), com capacidade para regaseificar até 14 milhões de m³ de gás natural por dia. O TRBA, terceiro terminal de GNL 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 substituir o *Golar Winter*, a companhia assinou um contrato de afretamento de um navio regaseificador-ponte para operação no período compreendido entre dezembro de 2012 e maio de 2014, e de um outro que se encontra em construção e começará a operar em maio de 2014. As duas embarcações permitirão a utilização da capacidade plena de injeção de gás natural do TRBGUA, de 20 milhões de m³ por dia.

Comercialização de Gás Natural

A Petrobras realizou em março uma nova rodada de leilão eletrônico para venda de gás natural de curto prazo, mantendo as regras aplicadas em 2011. Nesse leilão, as distribuidoras de gás celebraram contratos de curto prazo (seis meses), totalizando 8,2 milhões de m³ por dia.

Em setembro foi estabelecido novo modelo de vendas de gás natural de curto prazo, pelo qual são realizados mensalmente três leilões eletrônicos, com fornecimento para um, dois e três meses subsequentes. Nas três primeiras rodadas de leilões, de setembro, outubro e novembro, foram realizadas vendas para outubro, novembro e dezembro de 2012 e janeiro e fevereiro de 2013. O volume comercializado para esses meses foi de 7,3 milhões de m³ por dia, 7 milhões de m³ por dia, 7,1 milhões de m³ por dia, 1,3 milhão de m³ por dia e 389 mil m³ por dia, respectivamente.

Com o objetivo de realocar volumes não consumidos pelo mercado termelétrico, a Petrobras iniciou, em 2011, vendas ao mercado secundário. Essa nova modalidade de venda é feita a clientes do segmento industrial que não usam o gás natural como principal combustível. Em 2012 vigoraram 14 contratos de fornecimento, somando 2,43 milhões de m³ por dia.

Distribuição de Gás Natural

O volume médio de gás natural comercializado pelas distribuidoras no Brasil em 2012 foi de 55 milhões de m³ por dia, com crescimento de 15% em relação a 2011, refletindo o aumento de 99% no consumo das térmicas a gás demandadas pelo ONS.

A Petrobras detém participações em 21 companhias distribuidoras de gás natural, sendo controladora da Gas Brasileiro e da BR, concessionária no Espírito Santo. Nas demais empresas, a Petrobras possui participações que variam de 23,5% a 83%, com atuação, na maioria dos casos, na gestão das áreas técnica e comercial.

As 21 distribuidoras com participação da Petrobras comercializaram 28 milhões de m³ por dia em 2012, o que representa 51% do mercado de distribuição de gás natural do Brasil. O crescimento do volume comercializado por essas companhias foi de 14% em relação a 2011.

Localização das distribuidoras de gás por estado



Energia Elétrica

A Petrobras gerou 2.699 MW médios para o Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio das 18 usinas termelétricas (UTES) próprias e alugadas que compõem o seu parque gerador termelétrico no SIN, com capacidade instalada de 6.235,2 MW.

A geração foi 313% maior em relação ao ano anterior devido ao atendimento à solicitação de despacho pelo ONS, ao atendimento a compromissos de inflexibilidade, ao fornecimento de vapor aos clientes e à exportação de energia para o Uruguai.

A capacidade instalada do parque gerador da companhia atingiu 7.028 MW, incluindo os projetos com participação acionária minoritária.

A Petrobras vendeu 2.675 MW médios de energia elétrica no ambiente de comercialização livre.

Projetos concluídos em 2012

Fechamento de Ciclo da UTE Luís Carlos Prestes (Três Lagoas-MS) – Aumento da capacidade instalada de 252 MW para 386 MW.

UTE Suape II (Cabo de Santo Agostinho-PE) – Construção da usina com capacidade instalada de 380 MW. A Petrobras tem participação acionária de 20%.

Projetos em andamento

Fechamento de Ciclo da UTE Sepé Tiaraju (Canoas-RS) – Ampliação da UTE Sepé Tiaraju, prevista para 2014, com aumento da capacidade instalada de 161 MW para 248 MW.

Usina Termelétrica Baixada Fluminense (Seropédica-RJ) – Construção da usina, com capacidade instalada de 530 MW, para atender ao contrato firmado pela Petrobras ao vencer o Leilão de Energia A-3, em 2011. A entrada em operação está prevista para 2014.

Energia Solar – Início da construção da Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues – (Alto do Rodrigues-RN), com capacidade instalada de 1,1 MW. A usina entrará em operação em 2013.

Fertilizantes

A Petrobras possui duas fábricas de fertilizantes, uma na Bahia (Fafen-BA) e outra em Sergipe (Fafen-SE), que produzem ureia, amônia, ácido nítrico, gás carbônico e Arla 32, – uma solução de ureia diluída em água desmineralizada na concentração de 32,5%, utilizada em veículos pesados a diesel, para reduzir a emissão de poluentes.

A companhia assinou acordo com a Vale S.A. para a compra da Araucária Nitrogenados S.A., localizada em Araucária, Paraná, que disponibilizará 700 mil toneladas por ano de ureia e 41 mil toneladas por ano de amônia. A matéria-prima utilizada é o resíduo asfáltico fornecido pela Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), em Araucária.

Foram vendidas 848 mil toneladas de ureia e 230 mil toneladas de amônia. Em 2012 foi alcançado o recorde de produção de ureia da Petrobras, com 855 mil toneladas, além do recorde de produção de ureia na Fafen-BA, com 401 mil toneladas.

Projetos em andamento

A Petrobras está construindo uma unidade de fertilizantes e conduzindo dois projetos de expansão de fábricas.

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

Expansão da Fafen-SE – Uma unidade de sulfato de amônio está em fase de execução para ofertar ao mercado 303 mil toneladas por ano, 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 – Em junho, a Petrobras concluiu a segunda etapa de construção do projeto Arla 32, com produção de 200 mil m³ por ano.

Biocombustíveis

Biodiesel

A Petrobras Biocombustível S.A. (PBIO) possui três usinas próprias de produção de biodiesel, em Candeias (BA), Quixadá (CE) e Montes Claros (MG), e duas usinas por meio da controlada em conjunto BSBIOS, em Passo Fundo (RS) e em Marialva (PR). A capacidade total de produção das cinco unidades é de 765 mil m³ de biodiesel por ano. Todas as usinas têm o Selo Combustível Social, em conformidade com as diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB).

Nos últimos leilões da ANP, a PBIO se tornou a primeira em vendas no mercado nacional. A mudança na regulamentação do leilão, que extinguiu o limite de oferta a 80% da capacidade instalada das usinas, foi um dos fatores que contribuíram para a PBIO aumentar sua participação no mercado.

A Petrobras Biocombustível desenvolve dois projetos no Pará que utilizarão óleo de palma como matéria-prima: Projeto Pará, que prevê uma usina de biodiesel com capacidade de produção de 230 mil m³ por ano, para atendimento do mercado interno, com foco na Região Norte; e o Projeto Belém, parceria com a Galp Energia, cujo objetivo é a produção de 270 mil toneladas por ano de *green* diesel em Portugal, para comercialização no mercado europeu.

Etanol

A PBIO, por meio de sua controlada em conjunto Nova Fronteira e das coligadas Total e Guarani, tem participação em dez usinas de etanol em Minas Gerais, São Paulo e Goiás, e uma usina em Moçambique, na África. As três empresas encerraram a safra 2012/2013 com uma moagem total de 22,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, produção de 822 mil m³ de etanol e 1,6 milhão de toneladas de açúcar, com venda de 540 GWh de energia elétrica excedente.

Total Agroindústria

A PBIO possui 43,58% do capital social da Total Agroindústria Canavieira S.A., que detém uma usina de etanol em Bambuí (MG), com capacidade atual de moagem de 1,2 milhão de toneladas de cana-de-açúcar por ano.

Para a ampliação da capacidade de produção de etanol, estão sendo investidos R\$ 130 milhões que possibilitarão dobrar a capacidade de moagem de cana-de-açúcar da usina para 2,4 milhões de toneladas por ano. Conseqüentemente, a capacidade de produção de etanol alcançará 206 mil m³ por ano, o que permitirá ampliar a venda de energia excedente a partir do bagaço da cana-de-açúcar dos atuais 30 GWh por ano para 167 GWh por ano.

Guarani

Em 2012, a PBIO aportou R\$ 212,5 milhões na Guarani S.A., passando a deter 35,76% das ações da empresa. A operação decorreu do acordo de investimentos firmado com a Tereos Internacional S.A. para a aquisição de até 45,7% da Guarani, por meio de aportes de até R\$ 1,6 bilhão ao longo de cinco anos. Atualmente, a Guarani detém sete unidades em São Paulo e uma em Moçambique.

Estão em curso investimentos de R\$ 748 milhões para expandir a capacidade de processamento de cana-de-açúcar, a produção de etanol e de açúcar, e para a cogeração de energia até 2015. Com eles, a Guarani elevará sua capacidade atual de moagem de 21,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano para 24,6 milhões, ampliando a capacidade de produção de etanol para 1.100 mil m³ por ano; a capacidade de produção de açúcar para 1,8 milhão de toneladas por ano; e a de venda de energia excedente, para 1.319 GWh por ano.

Nova Fronteira

A PBIO possui 49% do capital social da Nova Fronteira Bioenergia S.A. Esta parceria com o grupo São Martinho visa ao crescimento da produção de etanol no Centro-Oeste do Brasil. Sua atual capacidade de moagem é de 3,4 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano.

A Nova Fronteira planeja realizar investimentos de R\$ 720 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 toneladas de cana-de-açúcar por ano, o que possibilitará elevar a produção anual de etanol dos atuais 211 mil m³ por ano para 700 mil m³ por ano. A venda de energia excedente deverá passar de 265 GWh por ano para 600 GWh por ano.

Internacional

Atuação internacional

A estratégia da Petrobras para atuar no exterior, onde está presente em 21 países, baseia-se em:

- 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;
- Foco nos negócios de gás natural visando a complementar a oferta de gás para o mercado brasileiro.

Petrobras no mundo

Países	Atividades				
	Exploração & Produção	Gás & Energia	Refino / Petroquímica	Distribuição / Comercialização	Representação
Continentes Americano					
Argentina	√	√	√	√	
Bolívia	√	√			
Brasil	√	√	√	√	Sede
Chile				√	
Colômbia	√			√	
E.U.A.	√		√		√
México	√				
Paraguai				√	
Peru	√				
Uruguai	√	√		√	
Venezuela	√				
Continentes Africano					
Angola	√				
Benin	√				
Libia	√				
Namíbia	√				
Nigéria	√				
Gabão	√				
Tanzânia	√				
Continentes Europeu					
Holanda				√	√
Inglaterra*					√
Portugal	√				
Continentes Asiático					
China*					√
Singapura*					√
Japão			√		√
Turquia	√				

*nestes países, os escritórios de representação não estão sob a gestão da área Internacional, e sim da área de Abastecimento.

A Petrobras investiu R\$ 5 bilhões no mercado internacional, sendo 91% em exploração e produção e 9% em atividades de refino, petroquímica, distribuição, gás e energia. A produção da companhia no exterior somou 145,9 mil bpd de óleo e 16,5 milhões de m³ de gás natural por dia, totalizando 243,1 mil boed, enquanto suas três refinarias processaram 176,8 mil bpd de óleo, de uma capacidade total de 230,5 mil bpd, o que resultou num fator de utilização de 70% no ano.

As reservas provadas internacionais de óleo e gás natural somaram 711 milhões de boe, volume 0,8% superior ao de 2011, resultando no índice de reposição de reservas de 108%. Esse volume corresponde a 4,3% das reservas totais da companhia, segundo o critério da Society of Petroleum Engineers (SPE).

Desenvolvimento dos negócios

Américas

No continente americano, a Petrobras está presente em dez países além do Brasil: Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, Estados Unidos, México, Paraguai, Peru, Uruguai e Venezuela. São 866 estações de serviços e ativos de exploração e de produção em oito desses países, cuja

produção foi de 93,8 mil bpd de óleo e 16,5 milhões de m³ de gás natural por dia, totalizando 191 mil boed.

Na Argentina, a produção de óleo e gás diminuiu 2% em relação ao ano anterior, devido ao declínio natural dos campos maduros.

Na Bolívia, a produção de gás natural dos campos de San Alberto, San Antonio e Itaú contribuiu para o abastecimento desse produto no Brasil, através do gasoduto que liga os dois países.

Na Colômbia, além da produção de óleo nos campos *onshore*, prosseguiram as atividades de exploração nas áreas *offshore*, dentre elas o bloco Tayrona.

No Peru, a Petrobras produz óleo no lote 10, onde a contratação de sonda adicional permitiu à companhia superar a meta de produção anual do país. Prosseguiram as atividades de desenvolvimento da produção do lote 57 e de exploração no lote 58, áreas com descobertas de gás.

Nos Estados Unidos, a Petrobras segue com o cronograma de seus projetos de exploração e iniciou a operação em Cascade e Chinook, aumentando a produção da companhia no país, onde já mantém os campos de Coulomb e Cottonwood.

África

A Petrobras produz óleo na Nigéria (campos de Akpo e Agbami) e em Angola (bloco 2), somando 52,1 mil bpd.

A companhia mantém atividades exploratórias na Tanzânia, realizou sísmicas 3D no Benin e prossegue nos trabalhos de interpretação exploratória no Gabão.

Na área exploratória (Kabeljou-01) na Namíbia, o poço perfurado resultou seco. A Petrobras continua avaliando o potencial remanescente do bloco.

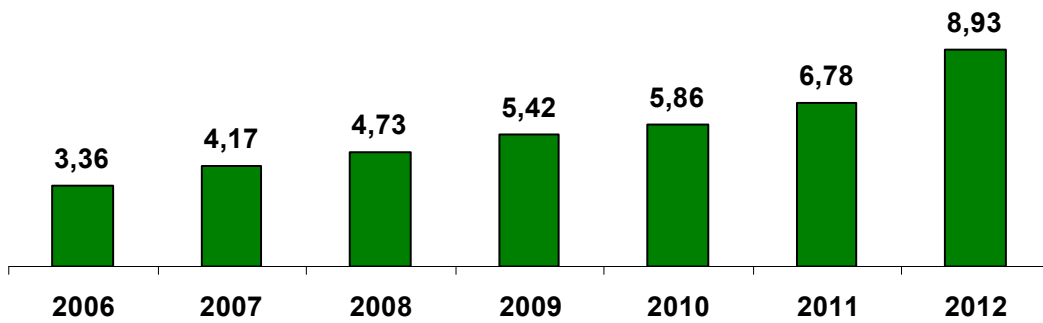
Ásia e Oceania

A Petrobras tem uma refinaria na ilha de Okinawa, no Japão, com capacidade de processamento de 100 mil bpd de óleo. Na Nova Zelândia, interrompeu as atividades após concluir levantamento sísmico 2D que não identificou potencial econômico nas reservas de petróleo e gás na Bacia Raukumara.

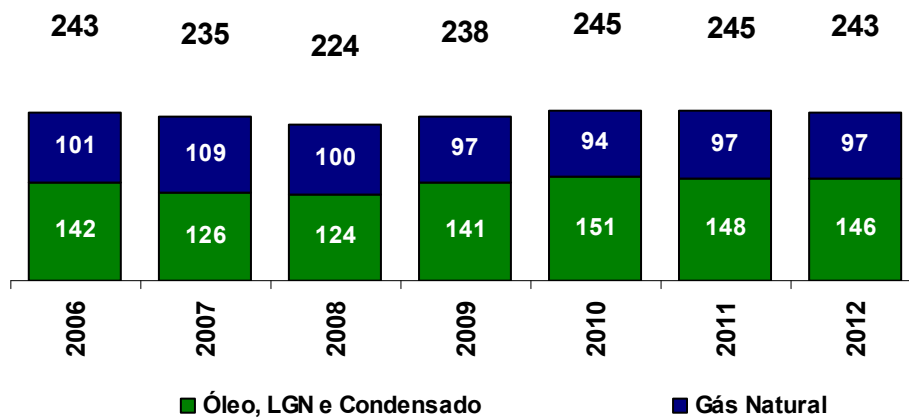
Europa

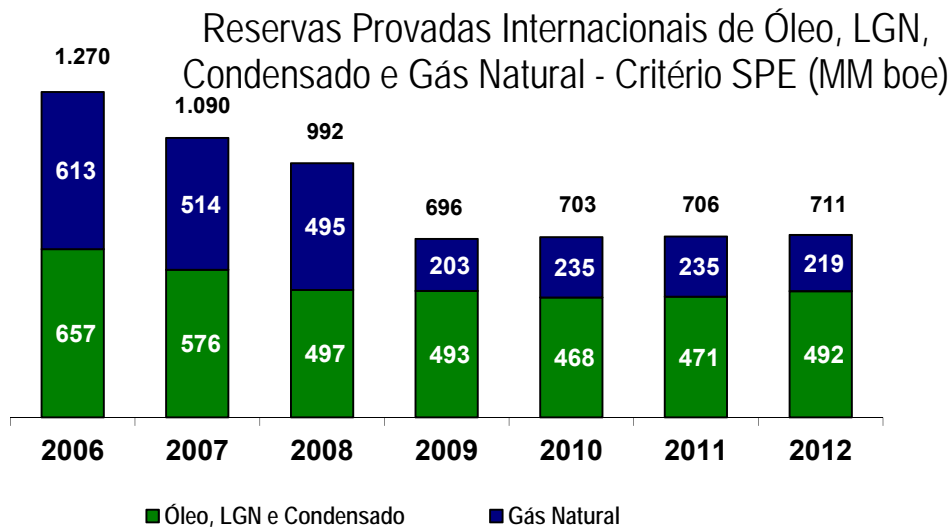
Em Portugal, as atividades nas bacias de Peniche e de Alentejo estão em fase exploratória. Foram adquiridos levantamentos sísmicos, cuja interpretação está em andamento.

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

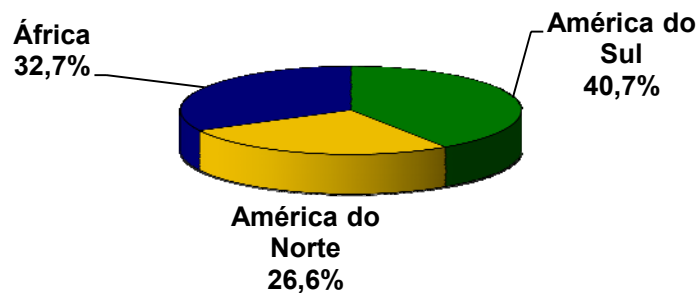


Produção Internacional de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural (mil boed)

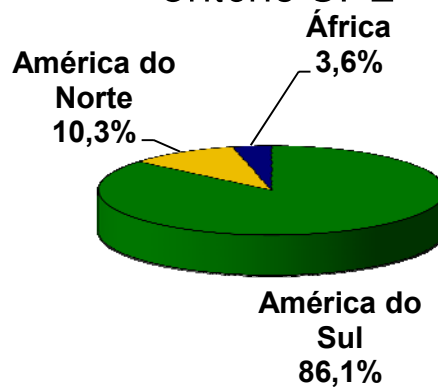




Reservas Provadas Internacionais de Óleo e Condensado por País - Critério SPE



Reservas Provadas Internacionais de Gás Natural por país Critério SPE



PESQUISA & DESENVOLVIMENTO

A Petrobras aplicou R\$ 2,2 bilhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). A gestão desses recursos é coordenada pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, o maior complexo de pesquisa do Hemisfério Sul e de uso privado da Petrobras. Conta com 1.897 empregados, dos quais 1.420 dedicados exclusivamente à pesquisa e desenvolvimento e 314 à engenharia básica dos projetos. Entre os pesquisadores, 23% possuem título de doutorado e 42% de mestrado.

Os principais resultados obtidos em 2012 foram:

- Conclusão de novo modelo geológico da Margem Continental Atlântica brasileira, que permitirá obter estimativas mais precisas dos riscos exploratórios inerentes às bacias sedimentares *offshore*;
- Atualização de modelo de evolução geológica para a Bacia do Parnaíba, que permite aprimorar a análise dos fatores condicionantes da presença de acumulações de petróleo e gás naquela área;
- Conclusão de modelo sísmico tridimensional de velocidades para a descoberta de Júpiter, no pré-sal da Bacia de Santos. Esse modelo permitirá determinar estratégias mais adequadas de aquisição, processamento e interpretação, o que melhorará a visualização dos reservatórios, fundamental para a otimização de investimentos nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção.
- Aplicação de tecnologia de última geração e análises em simuladores desenvolvidos na Petrobras que auxiliaram na perfuração do primeiro poço horizontal no pré-sal. O emprego deste tipo de poço reduzirá os custos de desenvolvimento do pré-sal, permitindo o aumento da produção utilizando um menor número de poços;
- Instalação dos primeiros sistemas de completação inteligente no pré-sal, que permitirão aumento de produção;
- Início da operação da maior bomba multifásica submarina hélico-axial atualmente em funcionamento no mundo, desenvolvida pela Petrobras e pela Framo Engineering, que aumentou em cerca de seis mil barris de líquidos por dia a produção no Campo de Barracuda.
- Início da operação do sistema submarino de injeção de água do mar, desenvolvido pela Petrobras e pela Framo Engineering, que atualmente injeta 500 m³ por dia no Campo de Albacora, na Bacia de Campos;
- Elaboração de Projeto Básico e Documentação Técnica para licitação das plataformas P-74, P-75, P-76 e P-77 dos campos de óleo da Cessão Onerosa. O projeto foi concebido equilibrando investimentos e despesas operacionais com parâmetros técnicos e custos dentro das métricas internacionais;
- Aumento de 5% na produção de gasolina da Refinaria Gabriel Passos (Regap) pelo uso do novo aditivo iso-zoom;
- Início de operação da primeira unidade industrial de hidrodessulfurização de nafta craqueada com tecnologia Petrobras, na Refinaria de Capuava, que permite produzir gasolina com teor de enxofre de até 50 ppm, de acordo com as especificações da ANP para 2014;
- Redução de 420 milhões de litros de água por ano no consumo da Regap, quantidade equivalente ao consumo diário de seis mil pessoas, por meio de técnica de reúso de água no refino inédita no mundo;

- Implantação de controle avançado na unidade de amônia da Fábrica de Fertilizantes da Bahia, que reduziu o consumo de gás natural da unidade em 4,6% e evitará anualmente a emissão de 17 mil toneladas de CO₂;
- Início de sistema de recuperação de energia na Refinaria de Paulínia, especificado pela Petrobras. Sua produção, entre 11 e 13 MW, reduz em até 90% os custos de compra de energia elétrica da refinaria;
- Implementação da tecnologia SACI^{OT} na Refinaria do Planalto Paulista (Replan), que reduziu em 5% a emissão de material particulado da refinaria para a atmosfera e tem custo inferior ao da tecnologia convencional.
- Desenvolvimento de nova técnica de monitoramento marinho, que atenderá às exigências dos órgãos ambientais para descarte de água produzida *offshore*.

Foram aplicados R\$ 586 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. Destaca-se ainda a parceria com fornecedores, principalmente em projetos relacionados ao pré-sal.

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde (SMES)

A Petrobras aplicou R\$ 5,1 bilhões em suas operações e projetos de investimento ligados à gestão integrada de segurança, meio ambiente e saúde.

Para aperfeiçoar o desempenho de SMES, a companhia desenvolveu iniciativas para atender à legislação e incorporar práticas para a operação segura e rentável de suas unidades.

No final de 2012, 88% das 295 unidades de operações da Petrobras no Brasil e no exterior estavam certificadas em conformidade com as normas ISO 14001 (gestão ambiental) e OHSAS 18001 (gestão de saúde e segurança). Todo o petróleo refinado no País foi processado em unidades certificadas segundo estas normas.

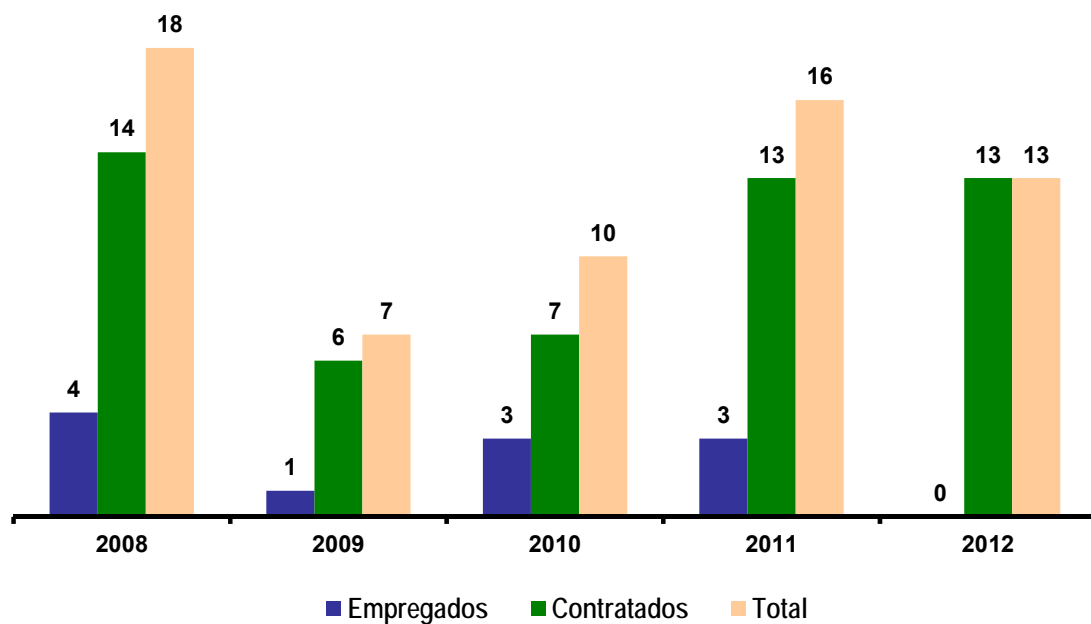
Segurança

A Petrobras instituiu medidas na área de segurança para aperfeiçoar a comunicação e o registro de acidentes, além de incentivar a cultura corporativa voltada para a prevenção e eliminação de riscos. Enfatizou a importância de que todos, inclusive os executantes, avaliem previamente os riscos envolvidos em cada atividade como condição para sua execução.

A partir de 2012, a companhia adotou a Taxa de Ocorrências Registráveis (TOR) como um de seus indicadores estratégicos na área de Segurança, em substituição à Taxa de Frequência de Acidentados com Afastamento. A TOR incorpora também o número de acidentados sem afastamento e o de casos de primeiros socorros.

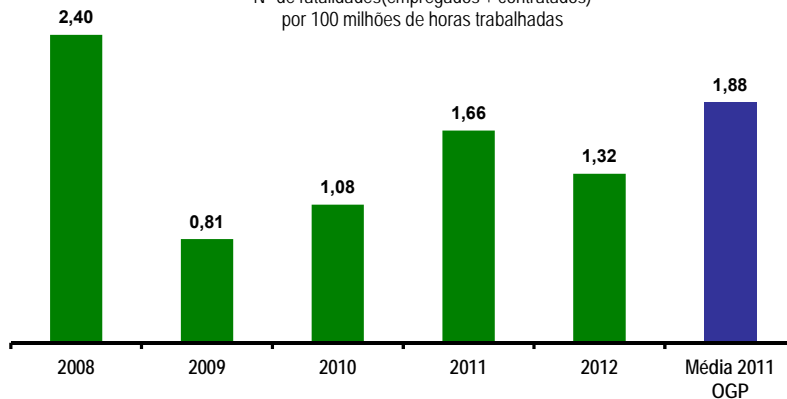
Outros indicadores monitorados são o Número de Fatalidades e a Taxa de Acidentados Fatais (TAF) – número de fatalidades para cada 100 milhões de homens-horas trabalhadas. Esses indicadores, que incluem dados dos empregados da companhia e dos profissionais de empresas contratadas, apresentaram em 2012 quedas tanto no Número de Fatalidades quanto na TAF.

Número de Fatalidades no Trabalho



Taxa de Acidentados Fatais

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



OGP - International Association of Oil & Gas Producers

Vazamento de petróleo e derivados

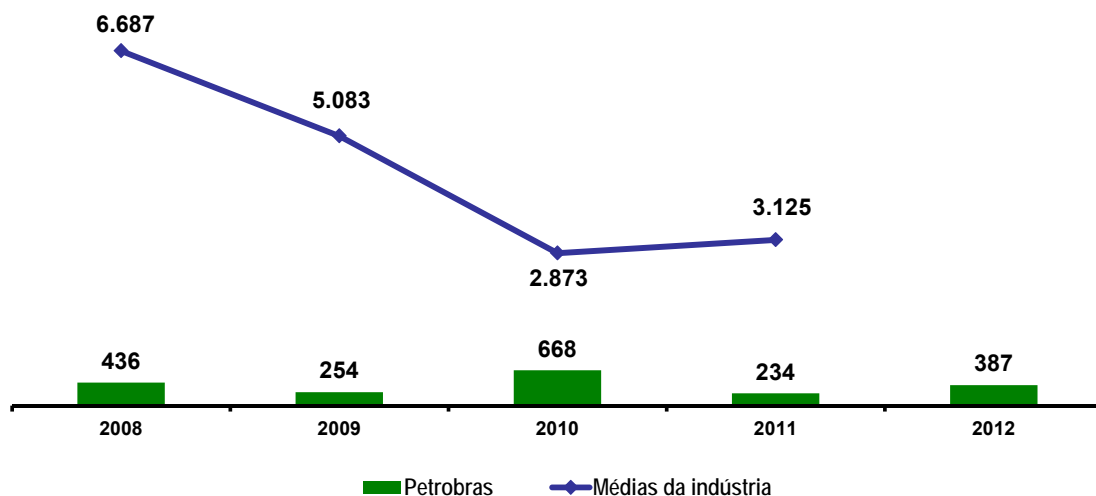
Os derramamentos de petróleo e derivados atingiram 387 m³, volume inferior em 36% ao Limite de Alerta estabelecido para o ano, de 601 m³. Os níveis de derramamento continuaram inferiores a 1 m³ por milhão de barris de petróleo produzidos, um referencial de excelência na indústria mundial de óleo e gás.

A adoção de um novo modelo de comunicação, tratamento e registro de vazamentos tornou possível o monitoramento diário desses incidentes, de seus impactos e das providências de mitigação.

A Petrobras definiu ainda o Plano Vazamento Zero, com o objetivo de otimizar o gerenciamento e reduzir o risco de vazamento nas operações. Composto de ações nas áreas de gestão, processo e integridade, o Plano está sendo implementado nas áreas de negócio e em empresas subsidiárias.

Vazamentos na Petrobras x Médias da indústria (m³)

(Vazamentos maiores que 1 barril - 0,159m³ - que atingiram o meio ambiente)



Meio ambiente

A Petrobras procura sempre minimizar os impactos de suas atividades operacionais e de seus produtos sobre o meio ambiente. O objetivo é reduzir os efeitos poluentes e o consumo de recursos naturais.

Recursos hídricos e efluentes

A companhia investe na racionalização do uso da água em suas operações, com o objetivo de assegurar a sustentabilidade do abastecimento desse insumo essencial às suas atividades. Em 2012, reutilizou 22,8 bilhões de litros de água – um aumento de cerca de 6%. A quantidade é suficiente para abastecer uma cidade de 550 mil habitantes por um ano. A economia resultante de ações de racionalização e reúso garante à Petrobras uma segura fonte de abastecimento e contribui para a redução da captação de água.

Resíduos

A companhia diagnostica possibilidades de minimizar a geração de resíduos nas diversas atividades, incentiva o reúso e a reciclagem, além de identificar e testar tecnologias mais limpas e inovadoras de tratamento. Em 2012 foram reciclados cerca de 40% de todo o resíduo sólido tratado, destacando-se a recuperação energética.

Biodiversidade

A Petrobras mapeia as áreas protegidas e sensíveis no interior e no entorno de suas instalações. Para consolidar esse levantamento, dispõe de um sistema que permite o acesso integrado às informações ambientais da companhia e de fontes externas. Além disso, participa de iniciativas que contribuem para o conhecimento e a conservação da biodiversidade, como o Projeto Proteus, da ONU, estudos de caracterização e monitoramento da biodiversidade e o Grupo de Trabalho de Biodiversidade da International Petroleum Industry Environmental Conservation Association.

Emissões atmosféricas, mudança do clima e eficiência energética

A Petrobras procura sempre reduzir a intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e maximizar a eficiência energética de suas atividades.

Em 2012 houve redução de 60,8% de queima de gás em tocha e aproveitamento de 91,2% do gás associado, superando o desempenho do ano anterior. A aplicação de R\$ 58 milhões em projetos na área de eficiência energética, os investimentos em otimização, confiabilidade, e as mudanças em procedimentos operacionais proporcionaram economia de cerca de 4 mil boed. Destacam-se o aproveitamento da energia renovável e o desenvolvimento de ações visando ao aumento da eficiência energética por meio do Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - Conpet.

Ressalta-se a assinatura de contrato com o Japan Bank for International Cooperation para financiamento de até US\$ 1 bilhão em projetos de eficiência energética, permitindo a redução de emissão de GEE.

Saúde

A Petrobras acompanha os indicadores corporativos de prevalência de agravos à saúde, acidentes de trabalho e doenças ocupacionais, bem como os de desempenho das ações de saúde desenvolvidas durante o ano. Monitora a ausência dos empregados ao trabalho em função de doenças ou acidentes por meio do indicador Percentual de Tempo Perdido, que foi de 2,23%, inferior ao Limite de Alerta estabelecido de 2,41%.

Gestão de Contingência e atuação em emergências

A Petrobras dispõe de padrões, procedimentos e planos de resposta a emergências estruturados nos níveis local, regional e corporativo. São 45 embarcações de grande porte para recolhimento de óleo, 261 embarcações de apoio e outros veículos, 165 mil metros de barreiras de contenção, 167 mil metros de barreiras absorventes, 481 recolhedores de óleo e 225 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.

A companhia é associada à Clean Caribbean and Americas e à Oil Spill Response Limited, organizações especializadas em prover e complementar recursos para a resposta eficaz a vazamentos de petróleo, com atuação em escala global.

A Petrobras realizou 51 exercícios simulados de âmbito regional e corporativo para combate a emergências, os quais, sempre que necessário, envolveram a Marinha do Brasil, a Defesa Civil, o Corpo de Bombeiros, a Polícia Militar, órgãos ambientais, prefeituras e comunidades locais.

Responsabilidade Social

A Petrobras investiu R\$ 323,2 milhões em 839 projetos sociais, ambientais e de esporte educacional. Em setembro, lançou as seleções públicas do Programa Petrobras Ambiental e do Programa Petrobras Desenvolvimento & Cidadania, que destinarão, em dois anos, R\$ 102 milhões para projetos ambientais e R\$ 145 milhões para projetos sociais. A divulgação das iniciativas selecionadas está prevista para o primeiro trimestre de 2013.

Um dos segmentos do Programa Petrobras Esporte & Cidadania foca na inclusão social e no desenvolvimento de crianças e adolescentes por meio de atividades esportivas. A seleção pública, que terá um investimento de R\$ 30 milhões durante dois anos, contemplou 32 iniciativas em projetos de esporte educacional de 17 estados brasileiros.

Foi realizada a segunda edição da seleção pública Integração Petrobras Comunidades. Serão destinados R\$ 14 milhões para 74 projetos sociais desenvolvidos nas comunidades do entorno das unidades da companhia nos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Em junho, foi realizada no Rio de Janeiro a Conferência das Nações Unidas sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio+20), com a participação de mais de 100 chefes de Estado e de governo, além de empresas e representantes da sociedade civil. A Petrobras, uma das patrocinadoras oficiais do evento, destacou a tecnologia de produção do etanol de segunda geração.

A presidente da Petrobras, Maria das Graças Silva Foster, participou do Fórum de Mulheres Líderes e do Fórum de Sustentabilidade Corporativa da Rio+20. Neste último, foi anunciada como integrante do Conselho Internacional do Pacto Global das Nações Unidas, por indicação do secretário-geral da ONU, Ban Ki-Moon.

Pelo sétimo ano consecutivo, a Petrobras foi selecionada para integrar o Índice de Sustentabilidade Dow Jones, que reúne 340 empresas, sendo 26 do setor de óleo e gás. A companhia recebeu pela sexta vez a nota máxima do setor no critério “transparência”, além de ser também considerada *benchmark* nos critérios “combustíveis mais limpos” e “políticas e sistemas de gestão ambiental”.

A Petrobras foi classificada, pelo terceiro ano seguido, como uma das 100 empresas mais sustentáveis do mundo durante o Fórum Econômico Mundial, em Davos. O *ranking* Global 100, elaborado pela revista canadense Corporate Knights, avaliou 3.500 empresas com base em critérios como gestão energética, emissões de gases do efeito estufa, recursos hídricos, resíduos, inovação, segurança e transparência.

GESTÃO E ORGANIZAÇÃO GERAL

Financiamentos

Financiamentos Corporativos

O reconhecimento da qualidade do crédito da Petrobras por bancos, investidores e agências oficiais de crédito (*Export Credit Agencies – ECAs*) se refletiu em custos e prazos favoráveis ao financiamento das atividades da companhia, apesar das turbulências macroeconômicas ocorridas na Europa. Desta forma, foi mantido o grau de liquidez necessário à execução do plano de investimentos.

Foram captados recursos no mercado de capitais doméstico e internacional por meio de emissão de títulos no valor equivalente a US\$ 10,8 bilhões, e US\$ 5,5 bilhões no mercado bancário. Os financiamentos pelas ECAs somaram US\$ 878 milhões e com o BNDES foram contratados financiamentos no total equivalente a US\$ 2,4 bilhões.

Financiamentos a fornecedores e clientes

O Programa Progredir, principal ferramenta de fomento da cadeia de fornecedores da Petrobras, tem por objetivo viabilizar a obtenção de capital de giro pelas empresas fornecedoras de bens e serviços e por seus respectivos fornecedores a um custo mais baixo, pois o risco de crédito assumido pelos bancos é o risco da Petrobras.

Em 2012, 428 empresas tomaram 677 financiamentos, no montante de R\$ 3,3 bilhões. O programa foi criado para possibilitar a tomada de financiamentos tendo como garantia o fluxo de recebíveis de um contrato. Desde outubro, essas empresas podem obter também a antecipação de faturas por intermédio do Portal Progredir no *site* da Petrobras.

O financiamento a fornecedores de bens e serviços da Petrobras também se dá por meio de Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDCs), instrumentos do mercado de capitais pelos quais são adiantados recursos a fornecedores que tenham contrato com a companhia. A Petrobras acompanha a evolução de 12 FIDCs que operam com seus fornecedores, participando de alguns como investidora. Esses FIDCs financiaram, em 2012, R\$ 600 milhões para 233 empresas, em 1.263 operações. Desde o início de seu funcionamento, os FIDCs já anteciparam R\$ 3,8 bilhões, atendendo a 294 empresas em 1.528 operações.

Os FIDCs são utilizados ainda para a otimização do fluxo de caixa da Petrobras em algumas de suas operações de venda de produtos a seus clientes, também beneficiados nessas operações. Há um FIDC estruturado desde 2011 para as vendas à Braskem, para o qual foram obtidos, nesse ano, R\$ 500 milhões, totalizando um volume de operações de R\$ 1,5 bilhão.

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 que podem afetar negativamente o valor dos ativos e passivos financeiros ou seus lucros e fluxos de caixa futuros. Esses riscos são, principalmente, os decorrentes de eventuais variações nos preços de petróleo e derivados e nas taxas cambiais ou de juros.

A companhia adota uma estratégia de gestão integrada dos riscos de mercado. 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

A Petrobras transfere para o mercado segurador os riscos que podem gerar prejuízos significativos à companhia e os que devem ser obrigatoriamente segurados, por disposição legal ou contratual. As franquias contratadas podem chegar a US\$ 80 milhões, dada a capacidade de assumir parcela expressiva de riscos. A maior parte da malha de dutos em território brasileiro e os riscos relacionados a lucros cessantes – decorrentes de eventual sinistro – e ao controle de poços não são segurados. Já plataformas, refinarias e outras instalações são cobertas por apólices de riscos operacionais e de petróleo, enquanto 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\$ 80 milhões, são cobertos contra riscos de engenharia por seguros contratados pela própria Petrobras. Espera-se um aumento significativo no volume de prêmios pagos pela contratação de seguros para cobrir os riscos associados aos novos empreendimentos, com os investimentos previstos no Plano de Negócios e Gestão 2012-2016. 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 e 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\$ 1,4 bilhão. No caso da apólice de riscos do petróleo, o limite chega a US\$ 2 bilhões e corresponde ao maior valor de reposição das plataformas da Petrobras. Em 2012, o prêmio final das principais apólices da companhia (riscos operacionais e de petróleo) totalizou US\$ 97 milhões, para 18 meses de vigência e um valor segurado dos ativos de US\$ 142 bilhões.

Crédito

O volume de crédito concedido, que vinha crescendo a cada ano, sofreu ligeira retração em 2012, como efeito da crise internacional.

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

O controle da utilização do crédito, dentro e fora do País, é centralizado. Os processos de controle e concessão são aprimorados constantemente, de modo a oferecer suporte ao

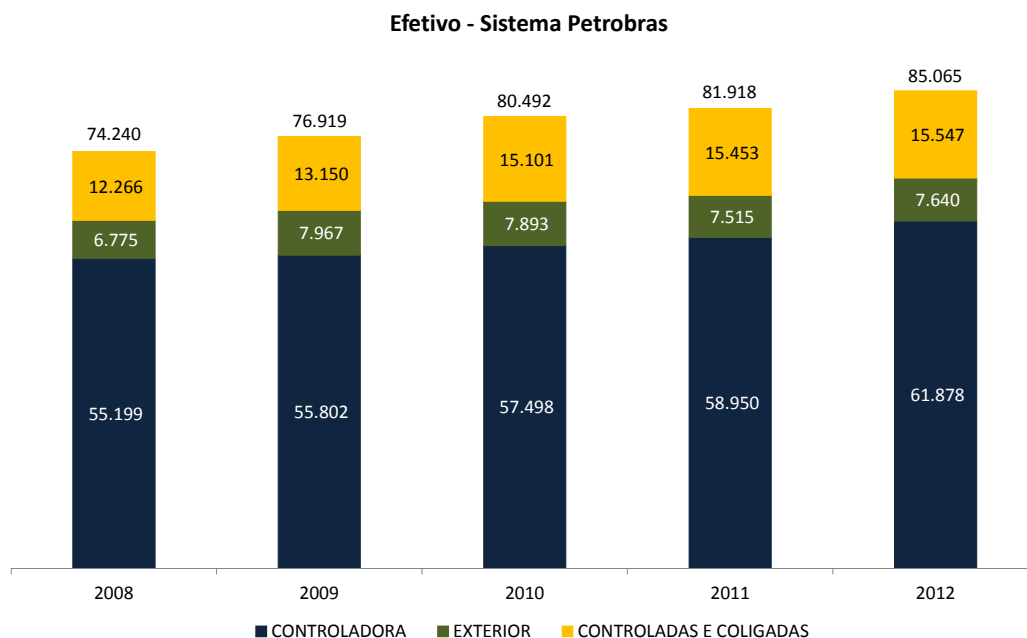
desempenho cada vez mais sustentável da atividade comercial. Com isso, a companhia se aproxima mais de seus clientes e amplia o uso do crédito como instrumento comercial.

Recursos Humanos

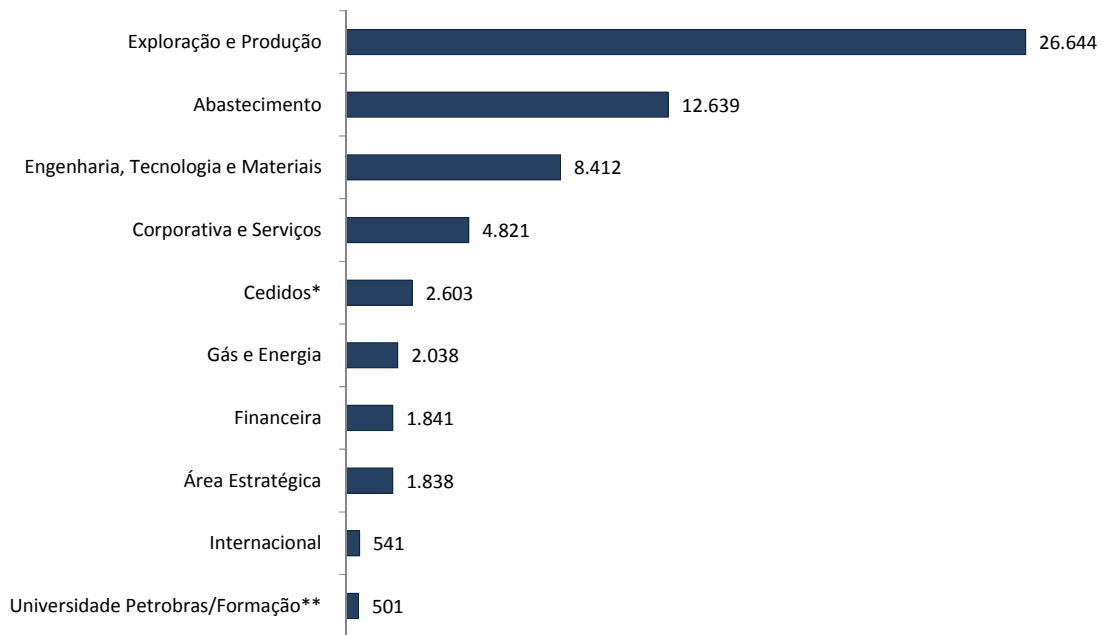
Em 2012, a Petrobras foi mais uma vez reconhecida pela sua excelência na gestão de recursos humanos. A companhia ficou no topo do *ranking* das empresas “mais desejadas” para trabalhar, pela quinta vez consecutiva, em pesquisa da consultoria Aon Hewitt. A enquete teve a participação de cerca de 30 mil profissionais de mais de 150 empresas em todo o Brasil. A Petrobras também retomou a liderança na pesquisa “Empresa dos Sonhos dos Jovens”, da Cia. de Talentos, e em pesquisa da consultoria DMRH foi apontada como “Empresa dos Sonhos dos Executivos”.

Evolução do efetivo

O Sistema Petrobras encerrou o ano com 85.065 empregados, um aumento de 3,8% em seu efetivo em relação a 2011. Na Petrobras Controladora foram admitidos 2.798 empregados.



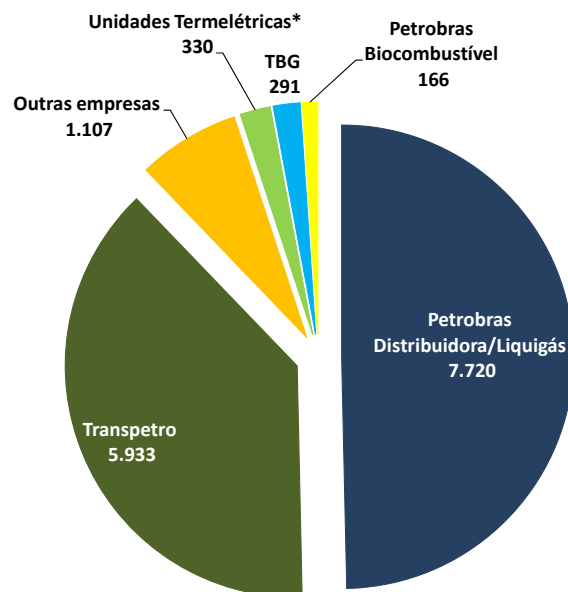
Efetivo por Diretoria - Petrobras Controladora



** Empregados da Petrobras Controladora lotados em empresas do Sistema Petrobras.

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

Efetivo - Controladas

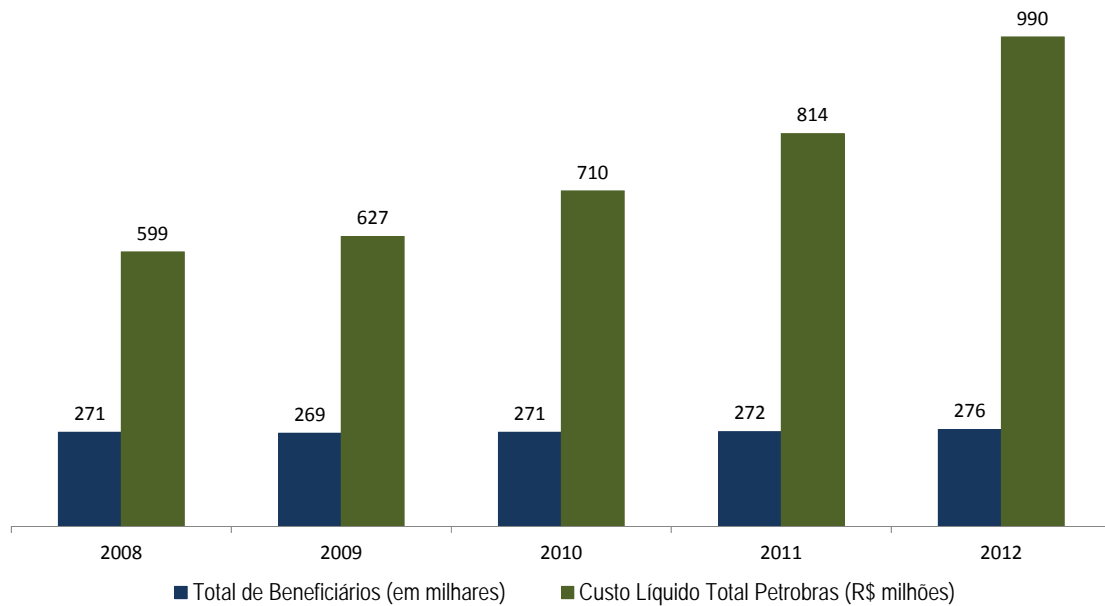


*Termelétricas: Termoçu S.A, Sociedade Fluminense de Energia Ltda, Termomacaé Ltda, Termoceará Ltda, Arembepe Energia S.A, Energética Camaçari Muricy S.A. Outras empresas: Companhia Petroquímica de Pernambuco, Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE, Stratura S/A, INNOVA, Breitener Energia, Breitener Jaraqui, Breitener Tambaqui, Gaspetro e Gas Brasileiro.

Benefícios

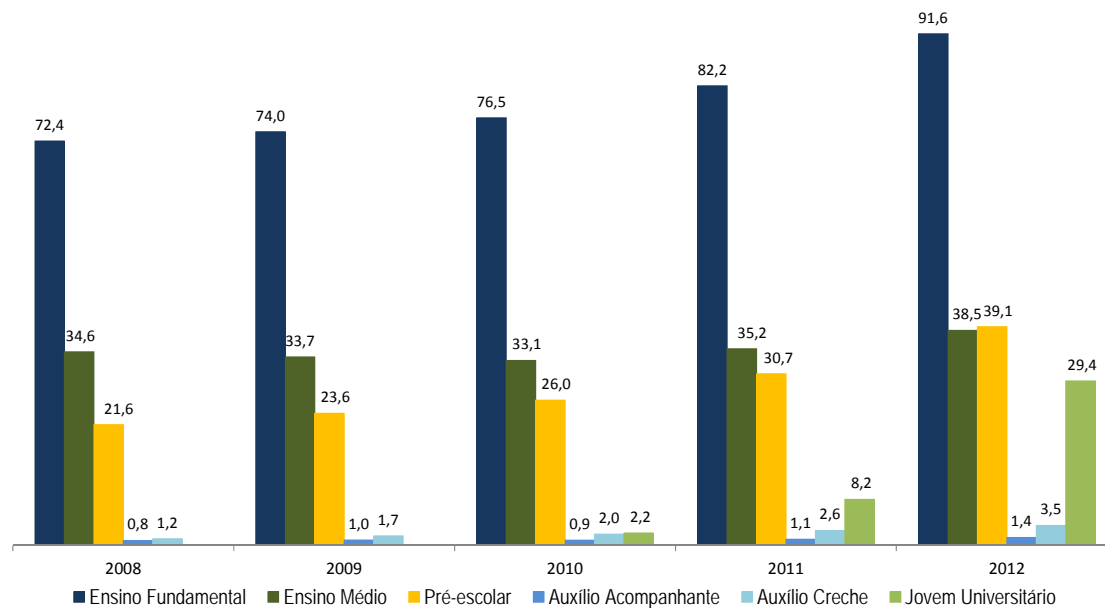
A Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) deu cobertura a 276 mil beneficiários em aproximadamente 21 mil pontos de atendimento. O gasto da Petrobras com consultas, exames e internações foi de R\$ 990 milhões.

AMS - Beneficiários x Custo Líquido (Petrobras)



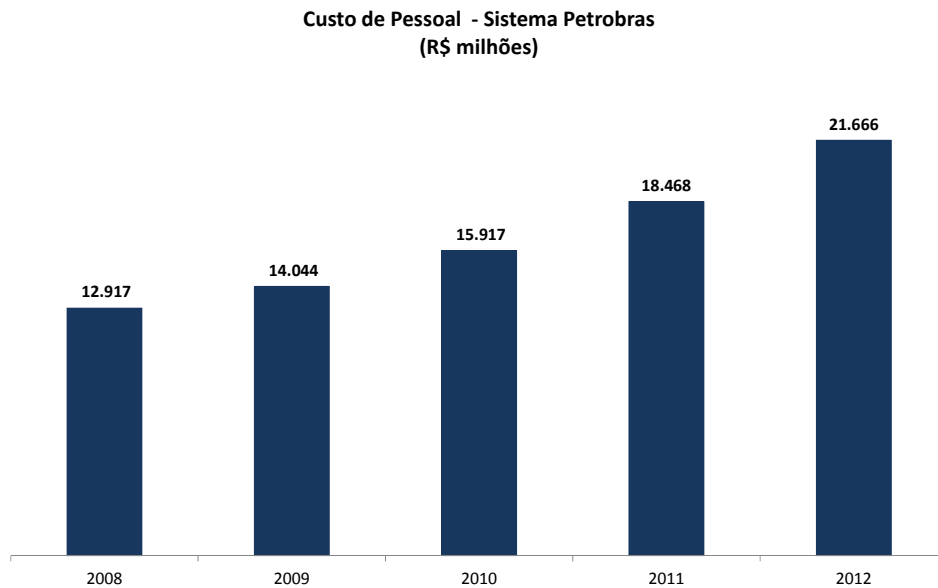
Foram aplicados R\$ 203,5 milhões em benefícios educacionais, contemplando 24.610 empregados com a concessão do auxílio a 35.506 dependentes.

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. Em 2012, esse custo atingiu R\$ 17,3 bilhões na controladora, 18,8% superior ao do ano anterior. O reajuste salarial, com ganho real para os empregados de até 2,77%, a expansão do efetivo e o crescimento da folha de pagamento, em virtude de anuênios e progressão na carreira, contribuíram para esse aumento. No Sistema Petrobras, o custo total de pessoal foi de aproximadamente R\$ 21,7 bilhões.



Desenvolvimento de Recursos Humanos

A Petrobras desenvolve um conjunto de ações direcionadas à formação de Recursos Humanos, reconhecendo o desafio que as necessidades de qualificação e oferta de mão de obra representam para o seu Plano de Negócios e Gestão.

Houve investimento de R\$ 239,3 milhões em desenvolvimento dos profissionais, resultando na média de 96,3 horas de treinamento por empregado. Foram aproximadamente 226 mil participações em cursos de educação continuada no País e no exterior, e em formação de novos empregados.

Além de investir em seu corpo de empregados, a companhia mantém o Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos, que destina verbas para concessão de bolsas de estudo em cursos ligados à indústria. O objetivo é fomentar a mão de obra para a indústria de óleo, gás, energia e biocombustíveis.

O Programa Ciência Sem Fronteiras oferece recursos para bolsas de estudo no exterior destinadas a alunos de graduação e pós-graduação em temas relacionados à indústria de petróleo, gás, energia e biocombustíveis. Até 2018 serão concedidas cinco mil bolsas.

Governança Corporativa

A Petrobras aprimora constantemente suas práticas de governança corporativa e seus instrumentos de gestão. Por ser uma companhia de capital aberto, segue as 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 y Mercados Españoles, na Espanha; e da Comisión Nacional de Valores (CNV) e da Bolsa de Comercio de Buenos Aires, na Argentina.

A estrutura de governança corporativa da Petrobras é formada por: Conselho de Administração e seus três Comitês (Auditoria; Remuneração e Sucessão; e Meio Ambiente), Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Auditoria Interna, Ouvidoria-Geral, Comitê de Negócios e Comitês de Integração.

O Conselho de Administração passou a ter dez membros, um dos quais indicado pelos empregados. A escolha do novo integrante se dá por meio de processo eleitoral anual, baseado em regulamento específico aprovado pelo próprio Conselho.

Com o objetivo de tornar as regras de funcionamento ainda mais claras, o Conselho de Administração da Petrobras fez, em 2012, uma revisão dos regimentos internos de seus Comitês.

Em 2012, os programas de aprimoramento para administradores das sociedades do Sistema Petrobras deram ênfase à difusão das melhores práticas de governança corporativa adotadas no Brasil e no exterior. Esses programas visam a reforçar o comprometimento com os princípios de transparência e responsabilidade social que fazem parte da identidade da companhia.

Outra ação importante foi o desenvolvimento de uma base única das políticas e diretrizes da companhia para divulgação aos administradores das sociedades que compõem o Sistema Petrobras e à força de trabalho.

Controles internos

A Petrobras e a Petrobras Argentina concluíram suas Certificações de Controles Internos do exercício de 2011, em atendimento à Seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley (SOX) e à Instrução CVM 480/09. Assim como nos anos anteriores, os relatórios financeiros consolidados foram certificados, sem ressalvas, pelos auditores independentes.

Essas certificações são planejadas e colocadas em operação pela área corporativa de Controles Internos da Petrobras. Elas englobam 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 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 artigo 29 do Estatuto Social da companhia determina que os auditores independentes não poderão prestar serviços de consultoria à Petrobras durante a vigência do contrato de auditoria.

A Petrobras contratou a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes para a prestação de serviços técnicos especializados em auditoria contábil para os exercícios sociais de 2012, 2013 e 2014.

Durante o exercício de 2012, a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes prestou os seguintes serviços para a Petrobras e suas subsidiárias e controladas:

	<u>R\$ mil</u>
Auditoria contábil	13.415
Auditoria SOX	967
Serviços adicionais relacionados à auditoria	243
Outros	497
Total dos serviços	<u>15.122</u>

Organização Geral

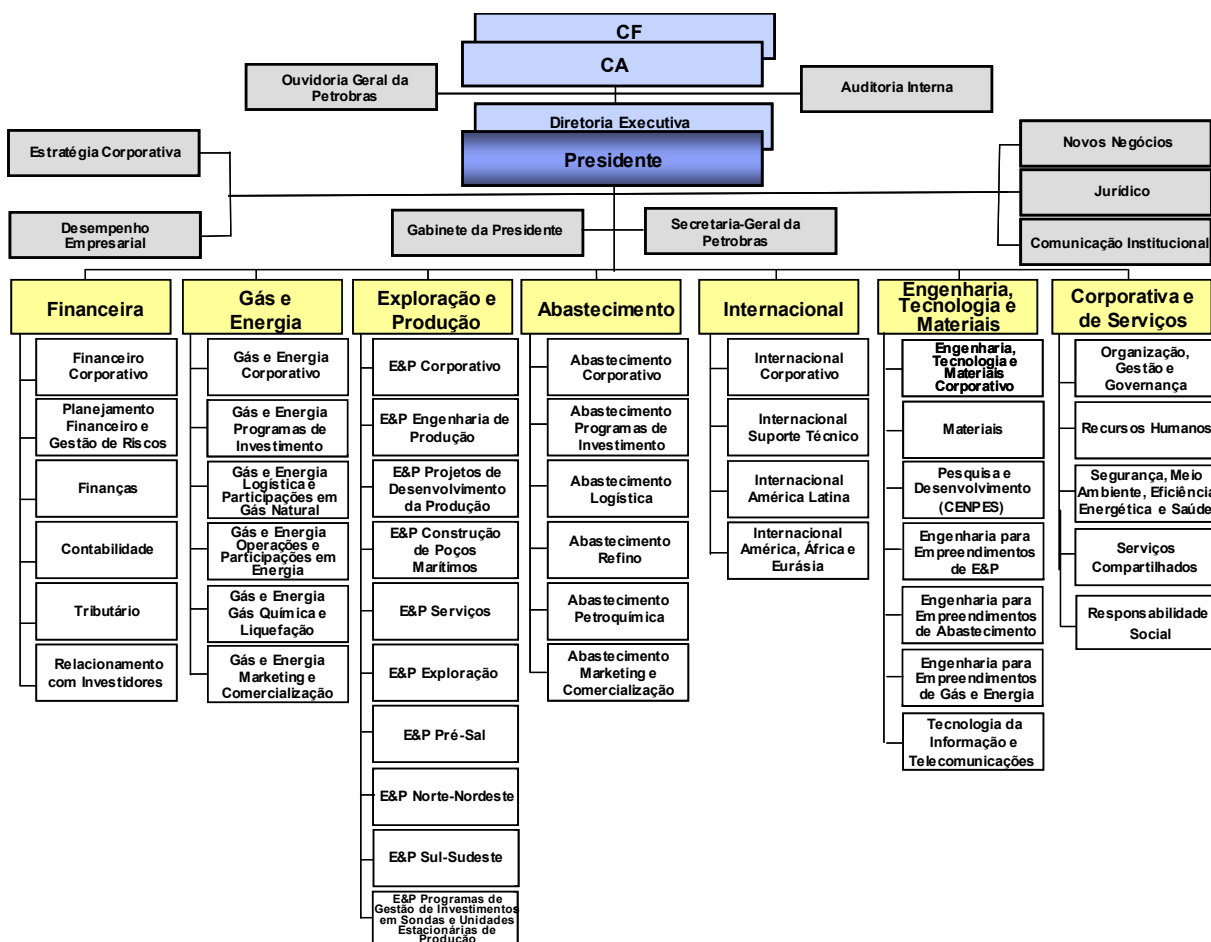
Em 2012, em alinhamento ao Plano Estratégico, as principais mudanças na estrutura organizacional foram:

- Criação da **área Corporativa e de Serviços** e alteração da Área Corporativa para **área Estratégica** e da área de Serviços para **área de Engenharia, Tecnologia e Materiais (ETM)**. A criação da nova área redistribuiu as unidades de contato da Presidente, permitindo-lhe maior foco nas questões de negócio da companhia, e ao Diretor de ETM, nas atividades de gestão tecnológica e dos empreendimentos.
- **Conteúdo local** – Criação de estrutura no Gabinete da Presidente, no E&P, no Abastecimento e no Gás e Energia para assuntos relativos a conteúdo local. Estas estruturas visam a atender aos compromissos de Conteúdo Local da Petrobras e à coordenação de ações internas e externas relacionadas ao Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp).
- **Área Estratégica** – Criação de estrutura na **Ouvidoria Geral da Petrobras** para atendimento à Lei de Acesso à Informação.
- **Área Corporativa e de Serviços** – Criação da Gerência Executiva de **Responsabilidade Social (RS)** para fortalecer a função, uniformizar a atuação e desenvolver mecanismos de controle da eficiência e eficácia dos projetos de RS.
- **Área de Negócio de Exploração e Produção** – Criação da Gerência Executiva de **Exploração e Produção, Programas de Gestão de Investimentos em Sondagens e Unidades Estacionárias de Produção**, possibilitando maior controle do acompanhamento e implantação dos grandes projetos de E&P (sondagens, instalações terrestres, unidades estacionárias de produção e dutos).
- **Área de Negócio de Engenharia, Tecnologia e Materiais** – Extinção da Gerência Executiva de **Engenharia**, concomitante à criação das gerências executivas de **Engenharia, Tecnologia e**

Materiais Corporativo; Engenharia para Empreendimentos de Abastecimento; Engenharia para Empreendimentos de Exploração e Produção; e Engenharia para Empreendimentos de Gás e Energia, assegurando maior foco no planejamento, no gerenciamento dos custos e no desempenho da implementação dos empreendimentos.

- **Novos negócios** – Centralização das atividades de investimento e desinvestimento da companhia na Gerência Executiva de **Novos Negócios**, com a criação de cinco gerências-gerais temporárias para atendimento ao Programa de Desinvestimento da Petrobras (Prodesin), visando à geração de recursos para o Plano de Negócios e Gestão 2012-2016. Consequentemente, foi extinta a Gerência Executiva **Internacional de Desenvolvimento de Negócios** e realizaram-se ajustes nas unidades relacionadas a estas atividades nas outras Áreas de Negócio da companhia.

ORGANIZAÇÃO GERAL



ANÁLISE FINANCEIRA

Resumo Econômico-Financeiro Consolidado

	R\$ milhões		
	2012	2011	Δ %
Receita de vendas	281.379	244.176	15
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	32.397	45.403	(29)
Atividades próprias	21.098	32.927	(36)
Participações em investidas	84	386	(78)
Lucro líquido atribuível aos acionistas da Petrobras	21.182	33.313	(36)
Lucro líquido por ação ¹	1,62	2,55	(36)
Margem bruta (%)	25	32	(7)
Margem operacional (%) ²	12	19	(7)
Margem líquida (%)	8	14	(6)
EBITDA - R\$ milhões	53.439	62.246	(14)
Endividamento líquido ³	147.817	103.022	43
Ativo Total	677.716	600.097	13
Investimentos, imobilizado e intangível	512.400	436.799	17
Patrimônio Líquido	345.433	332.224	4
Relação Capital Próprio / Capital de Terceiros líquido ⁴	55/45	61/39	-
Valor de mercado (Controladora)	254.852	291.564	(13)

Composição do Ebitda ⁵ - Consolidado

	R\$ milhões		
	2012	2011	Δ %
Lucro Líquido	20.959	33.110	(37)
Resultado financeiro líquido	3.723	(122)	-
Imposto de renda/contribuição social	6.794	11.241	(40)
Depreciação	21.766	17.739	23
EBITDA	53.242	61.968	(14)
Participação em investimentos	(84)	(386)	(78)
(-) Perda na recuperação de ativos - <i>impairment</i>	281	664	(58)
EBITDA ajustado	53.439	62.246	(14)
Margem EBITDA (%) ⁶	19	25	(6)
Endividamento Líquido/EBITDA	2,77	1,66	67

¹ Lucro líquido / (prejuízo) 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 O endividamento líquido não foi calculado segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas. A administração acredita que a dívida líquida é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e auxilia na gestão pela busca em melhorias na alavancagem.

⁴ Capital de terceiros líquido de caixa e aplicações financeiras.

⁵ O EBITDA não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e representa o lucro (prejuízo) antes dos juros, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização. A Companhia divulga seu EBITDA ajustado (conforme Instrução CVM nº 527 de 4 de outubro de 2012), excluindo a participação em investimentos e a perda na recuperação de ativos, para proporcionar melhores informações sobre sua capacidade de pagamento de dívidas, manutenção de seus investimentos e da capacidade de cobrir sua necessidade de capital de giro. Ambas medidas não devem ser consideradas como alternativas ao lucro operacional e ao fluxo de caixa operacional, na qualidade de indicador de liquidez, para os períodos apresentados. O EBITDA ajustado pode não ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

⁶ A margem do EBITDA é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita operacional líquida.

Principais cotações e preços médios

	2012	2011	Δ %
Cotações			
Petróleo Brent (US\$/bbl)	111,58	111,27	-
Dólar médio de venda (R\$)	1,96	1,67	17
Dólar final de venda (R\$)	2,04	1,88	9
Indicadores de Preços Médios			
Preço médio dos derivados básicos no merc.interno (R\$/bbl)	186,55	167,87	11
Preço médio de venda - Brasil			
Petróleo (US\$/bbl) ⁷	104,60	102,24	2
Gás natural (US\$/bbl)	48,45	52,96	(9)
Preço médio de venda - Internacional			
Petróleo (US\$/bbl)	94,37	91,37	3
Gás natural (US\$/bbl)	17,99	17,28	4

Volume de Vendas - Consolidado

	Mil barris/dia		
	2012	2011	Δ %
Diesel	937	880	6
Gasolina	570	489	17
Óleo combustível	84	82	2
Nafta	165	167	(1)
GLP	224	224	-
QAV	106	101	5
Outros	199	188	6
Total de derivados	2.285	2.131	7
Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	83	86	(3)
Gás natural	357	304	17
Total mercado interno	2.725	2.521	8
Exportação	554	633	(12)
Vendas internacionais	506	563	(10)
Total mercado externo	1.060	1.196	(11)
Total geral	3.785	3.717	2

O volume de vendas no mercado interno foi 8% superior ao exercício de 2011, destacando-se os seguintes produtos:

- Gasolina (aumento de 17%) – expressivo crescimento da frota de veículos *flex* associado à vantagem do preço da gasolina em relação ao etanol na maioria dos estados e redução do teor de etanol anidro na gasolina C (de 25% para 20%), a partir de outubro/2011;
- Óleo diesel (aumento de 6%) – principalmente devido ao crescimento da atividade de varejo e maior consumo em termelétricas na região norte;

⁷ Média das exportações e dos preços internos de transferência do E&P para o Abastecimento.

- Gás natural (aumento de 17%) – devido a maior demanda termelétrica, em função do menor nível dos reservatórios das hidrelétricas;
- QAV (aumento de 5%) – crescimento do setor de aviação.

As exportações reduziram 12%, tendo em vista a maior carga processada, menor produção de petróleo e maior demanda do mercado doméstico.

Resultados Consolidados

A Companhia apresentou um lucro líquido consolidado de R\$ 21.182 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2012, 36% inferior ao exercício de 2011 (R\$ 33.313 milhões), refletindo principalmente os seguintes fatores:

Lucro Bruto

Inferior em 8% (R\$ 6.330 milhões) em relação ao exercício de 2011, com destaque para:

- Crescimento de 15% na Receita de vendas (R\$ 37.203 milhões), refletindo:
 - Maiores preços praticados nas exportações e nas vendas de derivados no mercado interno, tanto devido aos reajustes de gasolina e diesel, quanto aos efeitos cambiais (17%) sobre os preços dos derivados atrelados ao mercado internacional;
 - Aumento da demanda no mercado interno (8%), principalmente de gasolina (17%), além do diesel (6%), QAV (5%) e gás natural (17%), compensada parcialmente pelos menores volumes exportados de petróleo, devido à maior carga processada e à menor produção de petróleo.
- Crescimento de 26% no Custo dos produtos vendidos (R\$ 43.533 milhões), devido:
 - Aumento de 8% no volume de vendas no mercado interno, suportado em grande parte por importações;
 - Efeito da depreciação cambial sobre as importações de petróleo, derivados e participações governamentais;
 - Aumento da depreciação e depleção devido à entrada em operação de novas instalações.

Lucro Operacional

Lucro operacional de R\$ 32.397 milhões, 29% inferior ao exercício de 2011, refletindo as reduções do lucro bruto e o aumento de 21% nas despesas operacionais, principalmente com:

- Vendas (R\$ 654 milhões), devido aos maiores gastos com fretes, em razão do aumento no volume vendido, e aos maiores gastos com pessoal decorrentes do Acordo Coletivo de Trabalho 2011 e 2012;

- Gerais e Administrativas (R\$ 1.195 milhões), refletindo maiores gastos com pessoal, decorrentes do Acordo Coletivo de Trabalho 2011 e 2012, aumento da força de trabalho, bem como com serviços técnicos contratados;
- Custos exploratórios (R\$ 3.443 milhões), devido às maiores baixas de poços secos ou subcomerciais;
- Outras despesas (R\$ 1.607 milhões), provenientes, principalmente, do aumento de perdas com processos judiciais.

Resultado Financeiro Líquido

Resultado Financeiro negativo de R\$ 3.723 milhões (receita financeira de R\$ 122 milhões no exercício de 2011), refletindo os efeitos da depreciação cambial sobre o maior endividamento líquido.

Resultado por Área de Negócio

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

	R\$ milhões		
	2012	2011	Δ %
Exploração & Produção	45.446	40.594	12
Abastecimento	(22.931)	(9.955)	130
Gás & Energia	1.638	3.109	(47)
Biocombustível	(218)	(157)	39
Distribuição	1.793	1.175	53
Internacional	1.305	1.949	(33)

Exploração e Produção

O aumento do lucro líquido decorreu da elevação dos preços de venda/transferência do petróleo nacional, refletindo a depreciação cambial, e da redução da perda na recuperação de ativos, sendo parcialmente compensado pela elevação dos custos com manutenção e intervenção em poços, afretamento de plataformas, depreciação de equipamentos e participações governamentais, decorrente da entrada de novos sistemas/poços, além de maiores baixas de poços secos ou subcomerciais, perfurados principalmente no período 2009-2012, a custos mais elevados, com destaque para áreas de novas fronteiras exploratórias.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent reduziu de US\$ 9,03/bbl em 2011 para US\$ 6,98/bbl em 2012.

Abastecimento

Maiores custos com aquisição/transferência de petróleo e importação de derivados, refletindo a depreciação cambial e a maior participação de derivados importados no *mix* das vendas foram os principais fatores que explicam o maior prejuízo. Estes fatores foram parcialmente compensados pelos maiores preços de venda de derivados nos mercados interno e externo e o aumento de 5% na produção de derivados.

Gás e Energia

A redução do lucro líquido decorreu das menores margens de comercialização de gás natural, refletindo o efeito cambial sobre os custos de importação e a maior participação do GNL no *mix* de venda visando suprir o crescimento da demanda termelétrica, além do reconhecimento em 2011 de créditos fiscais (R\$ 928 milhões).

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelo aumento dos volumes e preços médios de energia elétrica disponibilizada, decorrente dos menores níveis dos reservatórios em função das afluências abaixo da média em todas as regiões.

Biocombustível

As mudanças nas regras dos leilões, ocorridas no último trimestre de 2011, contribuíram para atenuar as perdas nas operações com biodiesel. Entretanto, estes efeitos foram superados pela redução nos resultados com participações em investidas do setor de etanol, além do aumento das despesas com pesquisa e desenvolvimento.

Distribuição

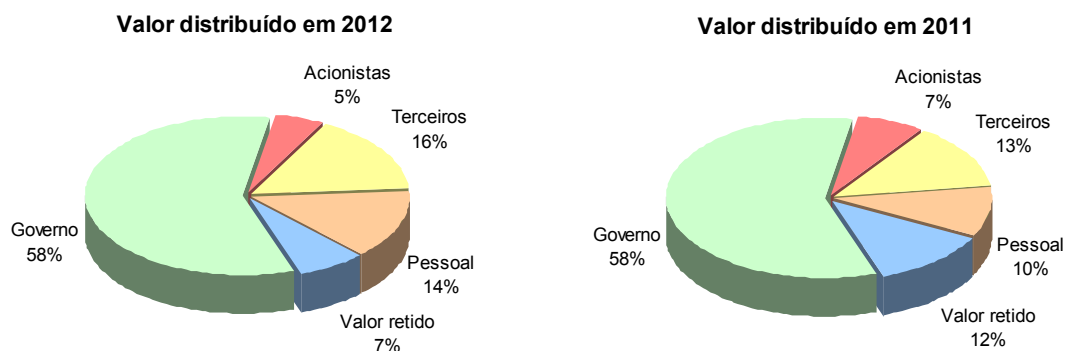
O aumento no lucro líquido decorreu do crescimento em 16% nas margens de comercialização, em função da volatilidade de preços do etanol observada em 2011 que gerou, naquele ano, perdas associadas à realização de estoques influenciando negativamente as margens. Também contribuiu para o aumento do lucro líquido o crescimento de 4% no volume vendido, bem como ganhos de eficiência operacional.

Internacional

A redução do lucro líquido decorreu, principalmente, da perda na recuperação de ativos na refinaria de Pasadena, EUA (R\$ 464 milhões).

Demonstração do Valor Adicionado

A distribuição do valor adicionado consolidado da Petrobras alcançou em 2012 R\$ 181.789 milhões (R\$ 181.081 milhões em 2011). A distribuição do valor adicionado pode ser observada nos gráficos a seguir:



Liquidez e Recursos de Capital

Fluxos de caixa – Consolidado

	R\$ milhões	
	31.12.2012	31.12.2011
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	35.747	29.416
(+) Recursos gerados pelas atividades operacionais	54.145	56.322
(-) Recursos utilizados em atividades de investimento	(74.939)	(57.838)
Investimentos em área de negócios	(79.263)	(69.445)
Títulos e Valores Mobiliários	4.324	11.607
(=) Fluxo de caixa líquido	(20.794)	(1.516)
(+) Financiamentos líquidos	17.316	18.277
(+) Captações	48.931	40.433
(-) Amortizações	(31.615)	(22.156)
(-) Dividendos pagos	(6.187)	(10.659)
(+) Aquisição de participação de acionistas não controladores	520	46
(+) Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalente caixa	1.026	183
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	27.628	35.747

Em 31 de dezembro de 2012, o caixa e equivalentes de caixa atingiram R\$ 27.628 milhões em comparação com R\$ 35.747 milhões em 31 de dezembro de 2011.

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2012 (R\$ 54.145 milhões) foi 4% inferior a 2011 (R\$ 56.322 milhões), principalmente pelo recuo na margem bruta da Companhia, em função do efeito da depreciação cambial sobre as importações de petróleo, derivados e participações governamentais, além do maior volume de importados em 2012 (excluída a parcela de depreciação, depleção e amortização no custo dos produtos vendidos).

O caixa utilizado nas atividades de investimento aumentou de R\$ 57.838 milhões em 2011 para R\$ 74.939 milhões em relação a 2012,

sendo a maior parte investida nas atividades de Exploração & Produção (R\$ 41.933 milhões) e Abastecimento (R\$ 26.932 milhões).

Os recursos obtidos através de captações (R\$ 48.931 milhões) juntamente com o caixa gerado nas atividades operacionais (R\$ 54.145 milhões) supriram parte das necessidades de capital da Companhia para investimentos, amortização de dívidas e pagamento de dividendos, portanto, R\$ 8.119 milhões do nosso caixa e equivalentes a caixa foram utilizados em 2012.

Disponibilidades Ajustadas – Consolidado

	R\$ milhões	
	31.12.2012	31.12.2011
Caixa e equivalentes de caixa	27.628	35.747
Títulos Públicos Federais	20.869	16.785
Disponibilidades ajustadas ⁸	48.497	52.532

As disponibilidades ajustadas⁸ atingiram R\$ 48.497 milhões (compreendendo títulos federais com vencimentos superiores a 90 dias de R\$ 20.869 milhões), sendo 8% inferiores ao saldo de 31 de dezembro de 2011 (R\$ 52.532 milhões), tendo em vista a utilização do caixa, comentada anteriormente.

⁸ As disponibilidades ajustadas não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes a caixa apurados em IFRS, nem como base de comparação com outras empresas. A administração acredita ser uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e auxilia na gestão pela busca em melhorias na alavancagem.

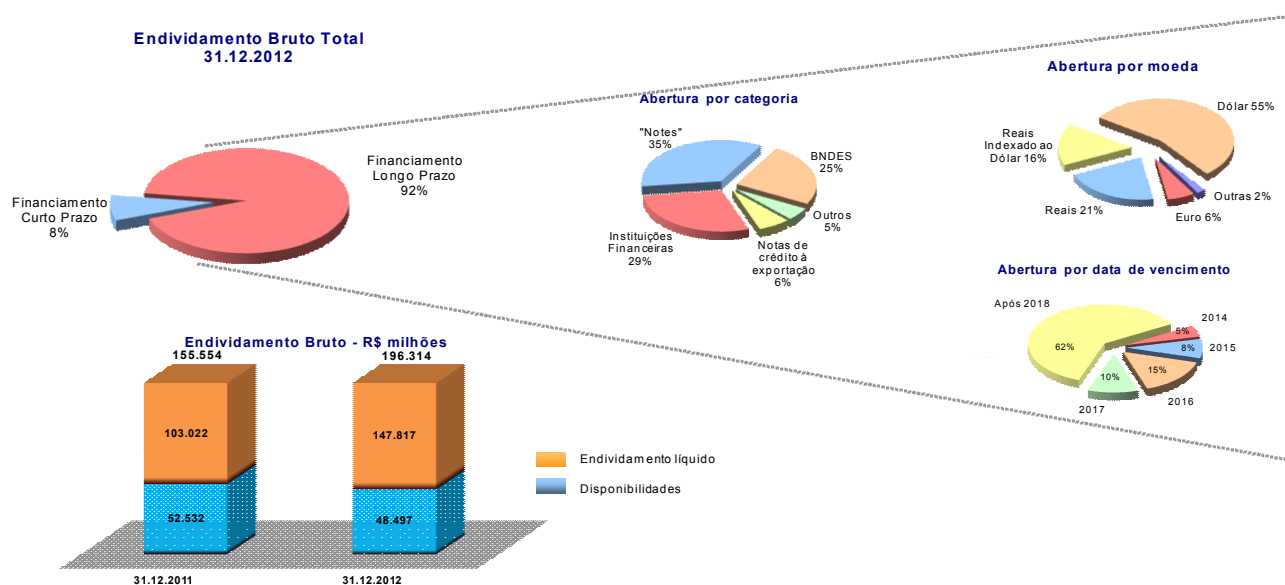
Endividamento

O endividamento consolidado, referente a empréstimos e financiamentos no país e no exterior, atingiu R\$ 196.314 milhões, conforme demonstrado a seguir:

	R\$ milhões		
	31.12.2012	31.12.2011	Δ %
Endividamento curto prazo ⁹	15.320	18.966	(19)
Endividamento longo prazo ¹⁰	180.994	136.588	33
Total	196.314	155.554	26
Disponibilidades	27.628	35.747	(23)
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	20.869	16.785	24
Disponibilidades ajustadas	48.497	52.532	(8)
Endividamento líquido ¹¹	147.817	103.022	43
Endividamento líquido/(Endividamento líquido+Patrimônio líquido)	30%	24%	6
Passivo Total líquido ¹²	629.219	547.565	15
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total)	45%	39%	6

	US\$ milhões		
	31.12.2012	31.12.2011	Δ %
Endividamento curto prazo	7.497	10.111	(26)
Endividamento longo prazo	88.570	72.816	22
Total	96.067	82.927	16
Endividamento líquido	72.335	54.922	32

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 43% em relação a 31.12.2011, em decorrência de captações de longo prazo e do impacto da depreciação cambial de 8,9%.



⁹Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 37 milhões em 31.12.2012 e R\$ 82 milhões em 31.12.2011).

¹⁰Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 176 milhões em 31.12.2012 e R\$ 183 milhões em 31.12.2011).

¹¹ Endividamento Total - Disponibilidades.

¹² Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.

Obrigações contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e os compromissos pendentes consolidados em 31.12.2012:

	R\$ milhões			
	Pagamentos com vencimento por Período			
	Total	2013	2014-2017	2018 em diante
Obrigações contratuais				
Itens do balanço patrimonial: ¹³				
Obrigações de dívida	186.529	5.711	70.204	110.614
Com transferência de benefícios, riscos e controles de bens	213	16	66	131
Total dos itens do balanço patrimonial	186.742	5.727	70.270	110.745
Outros compromissos contratuais				
Gás natural ship or pay	8.719	1.336	4.907	2.476
Serviços contratados	128.030	55.770	56.102	16.158
Compromisso de compra de GN	33.694	5.689	19.532	8.473
Sem transferência de benefícios, riscos e controles de bens	166.720	34.175	72.162	60.383
Compromissos de compra	41.160	12.591	24.639	3.930
Compromissos de compra internacionais	42.471	17.950	18.571	5.951
Total de outros compromissos	420.794	127.511	195.913	97.371
Total	607.536	133.238	266.183	208.116

¹³ Não inclui obrigações com benefícios pós-emprego. Consulte nota explicativa nº 20 nas Demonstrações Contábeis.

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\$ 73.043 milhões.

	R\$ milhões		
	2012	2011	Δ %
Contribuição Econômica - País			
ICMS	39.412	36.763	7
CIDE ¹⁴	2.023	7.488	(73)
PIS/COFINS	15.951	14.685	9
Imposto de Renda e C.S.s/lucro	4.850	9.822	(51)
Outros	3.934	2.369	66
Subtotal País	66.170	71.127	(7)
Contribuição Econômica - Exterior	6.873	5.650	22
Total	73.043	76.777	(5)

Participações Governamentais

	R\$ milhões		
	2012	2011	Δ %
País			
<i>Royalties</i>	14.459	12.533	15
Participação Especial	15.783	13.837	14
Retenção de área	156	137	14
Subtotal País	30.398	26.507	15
Exterior	903	699	29
Total	31.301	27.206	15

Em 2012, o aumento das participações governamentais no país ocorreu, principalmente, em função do acréscimo de 15% no preço médio de referência do petróleo nacional, que alcançou R\$/bbl 192,73 (US\$/bbl 98,63) em 2012, contra R\$/bbl 168,07 (US\$/bbl 100,39), em 2011, influenciado pela depreciação do real frente ao dólar de 17%.

¹⁴ CIDE - Contribuição de Intervenção do Domínio Econômico.

Ativos e Passivos sujeitos à Variação Cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cuja principal exposição é o Real em relação ao Dólar norte-americano. Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de subsidiárias e controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais. Em 31 de dezembro de 2012, a exposição líquida da Companhia é passiva, portanto, uma apreciação do Real frente ao Dólar gera receita de variação cambial, enquanto que uma desvalorização do Real representa uma despesa de variação cambial.

A exposição cambial líquida aumentou de R\$ 55.575 milhões em 31.12.2011 para R\$ 104.467 milhões em 31.12.2012 devido à depreciação cambial e captações.

ATIVO	R\$ milhões	
	31.12.2012	31.12.2011
Circulante	3.784	14.718
Não Circulante	13.609	12.153
Total do Ativo	17.393	26.871
PASSIVO	R\$ milhões	
	31.12.2012	31.12.2011
Circulante	(20.647)	(19.853)
Não Circulante	(67.780)	(36.885)
Total do Passivo	(88.427)	(56.738)
(-) Empréstimos em reais indexado ao dólar	(28.775)	(26.633)
Ativo (Passivo) Líquido em Reais	(99.809)	(56.500)
Derivativos líquidos (valor de referência contratado)	(1.371)	925
Exposição líquida	(101.180)	(55.575)

Remuneração aos Acionistas

Os dividendos propostos em 31 de dezembro de 2012, no montante de R\$ 8.876 milhões, foram aprovados pelo Conselho de Administração da seguinte forma:

	Data de aprovação	Data de pagamento	Ações ordinárias (ON)		Ações ordinárias (PN)		Valor total da parcela
			Valor da parcela	Valor bruto por ação (R\$)	Valor da parcela	Valor bruto por ação (R\$)	
1ª parcela de JCP	27.04.2012	31.05.2012	1.489	0,20	1.120	0,20	2.609
2ª parcela de JCP	04.02.2013	-	2.009	0,27	4.258	0,76	6.267
Total			3.498	0,47	5.378	0,96	8.876

A proposta do dividendo, que será pago sob a forma de juros sobre o capital próprio, relativo ao exercício de 2012, e que está sendo encaminhada pela Administração da Petrobras à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral Ordinária de 2013, atende aos direitos garantidos estatutariamente às ações

preferenciais e distribui às ações ordinárias o dividendo mínimo calculado sobre o lucro básico, alcançando 44,73% do lucro básico porque o direito dos preferencialistas, de prioridade de 3% da parcela do patrimônio líquido representativa das ações preferenciais, superou o dividendo mínimo equivalente a 25% sobre o lucro básico.

Os juros sobre o capital próprio distribuídos antecipadamente em 2012 serão descontados dos dividendos propostos para este exercício, corrigidos pela taxa SELIC desde a data de seu pagamento até 31 de dezembro de 2012. A parcela final de juros sobre o capital próprio será disponibilizada na data que vier a ser fixada em Assembleia Geral Ordinária, e terá os seus valores atualizados monetariamente, a partir de 31 de dezembro de 2012 até a data de início do pagamento, de acordo com a variação da taxa SELIC.

Os juros sobre o capital próprio estão sujeitos à retenção de imposto de renda na fonte de 15%, exceto para os acionistas imunes e isentos, conforme estabelecido na Lei nº 9.249/95.

Conselho de Administração

Guido Mantega - Presidente
Maria das Graças Silva Foster
Miriam Aparecida Belchior
Francisco Roberto de Albuquerque
Josué Christiano Gomes da Silva
Jorge Gerdau Johannpeter
Márcio Pereira Zimmermann
Luciano Galvão Coutinho
Sergio Franklin Quintella
Sílvio Sinedino Pinheiro

Diretoria Executiva

Maria das Graças Silva Foster
Presidente

Almir Guilherme Barbassa
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Miranda Formigli Filho
Diretor de Exploração e Produção

José Carlos Cosenza
Diretor de Abastecimento

José Alcides Santoro Martins
Diretor de Gás e Energia

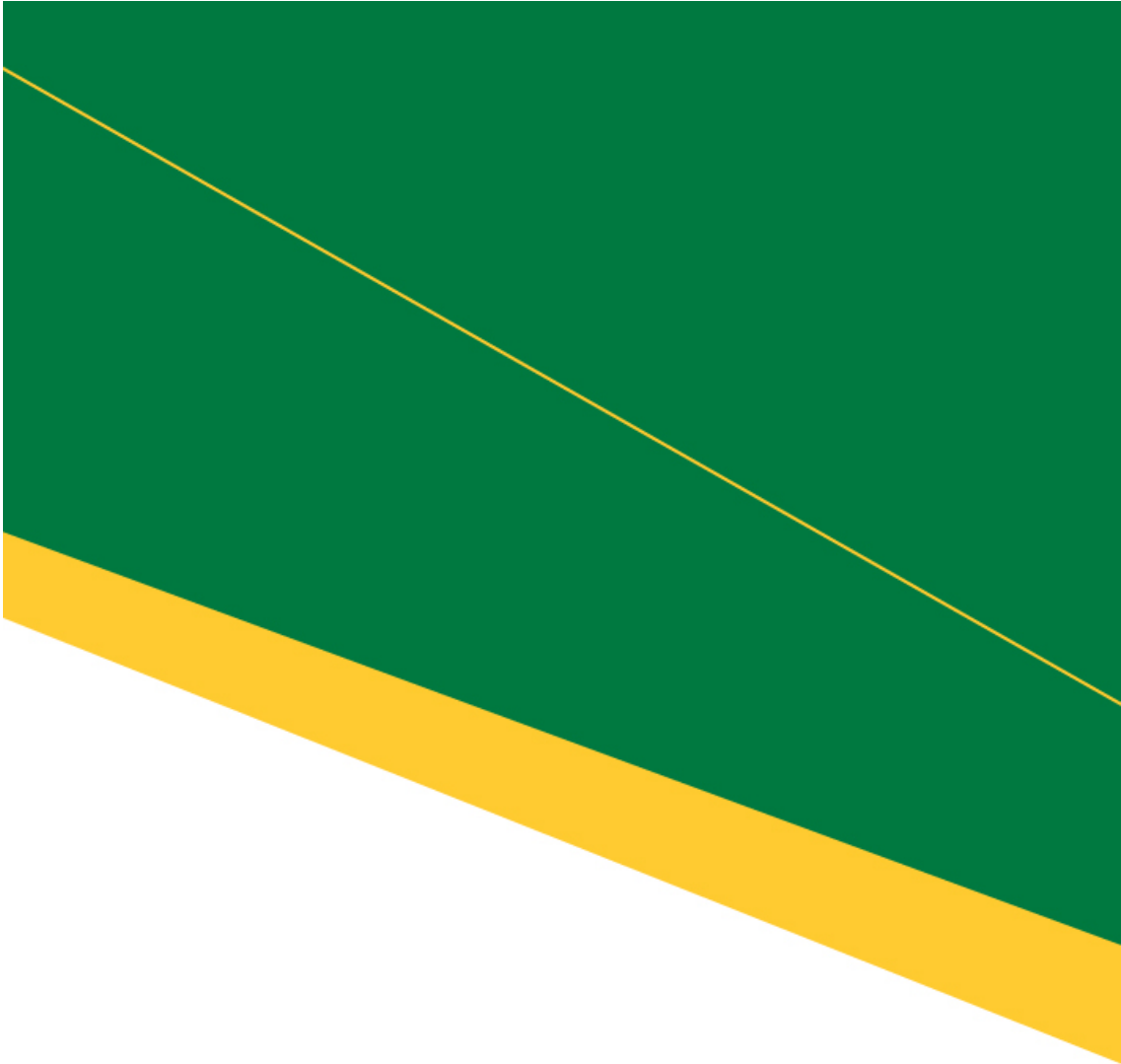
José Eduardo de Barros Dutra
Diretor Corporativo e de Serviços

José Antonio de Figueiredo
Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais

Conselho Fiscal

Titulares

Marisete Fátima Dadald Pereira
César Acosta Rech
Nelson Rocha Augusto
Maria Lúcia de Oliveira Falcón
Paulo José dos Reis Souza



www.petrobras.com.br/ri



Ministério de
Minas e Energia

