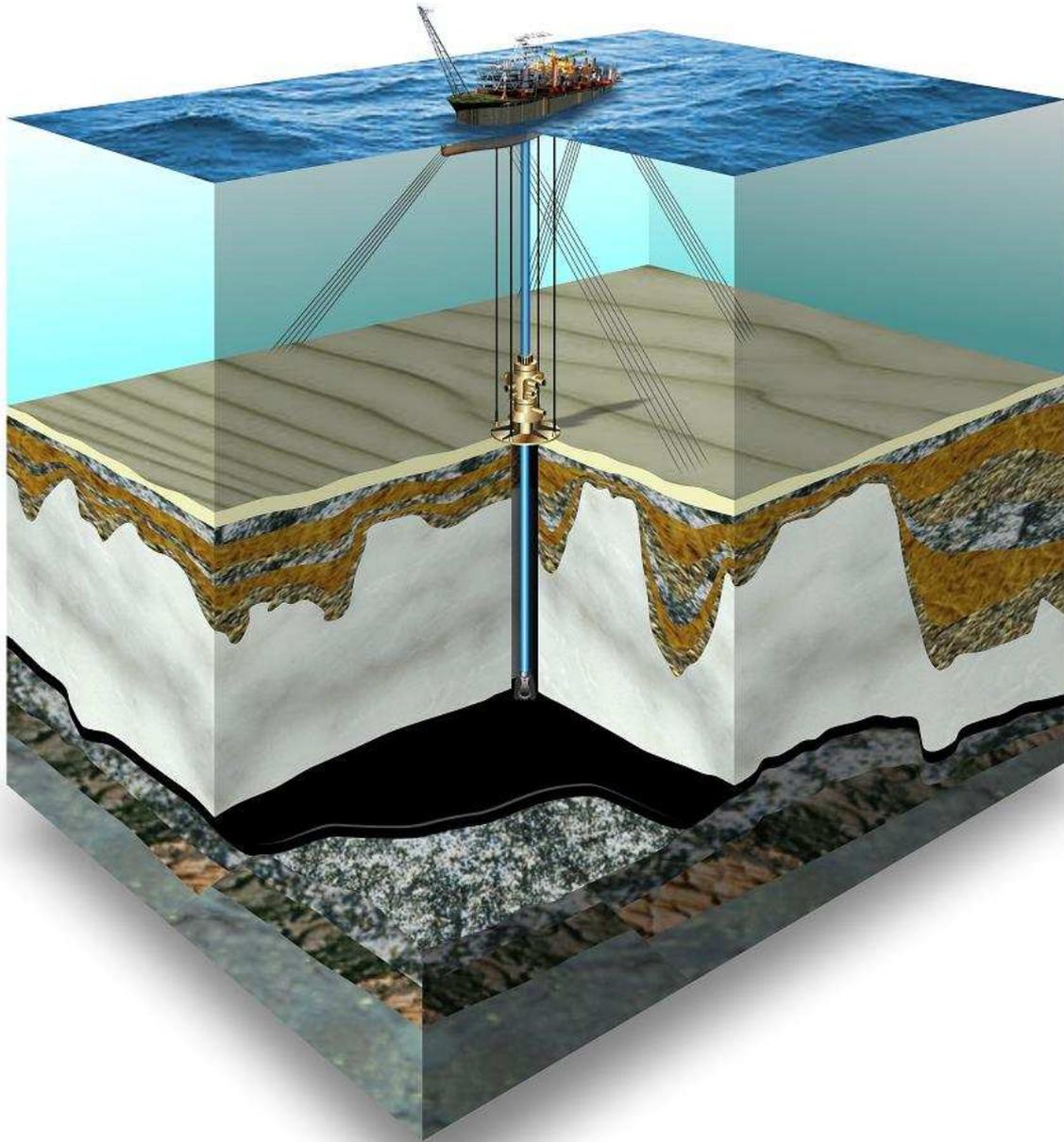


# Relatório de Atividades 2009



# Sumário

PERFIL, MISSÃO, VISÃO 2020

PRINCIPAIS INDICADORES

MENSAGEM DO PRESIDENTE

RESULTADOS E GESTÃO

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

NEGÓCIOS

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

BIOCOMBUSTÍVEIS

INTERNACIONAL

- Atuação internacional
- Desenvolvimento dos negócios
- Expansão dos negócios

Pesquisa & Desenvolvimento

- Capital de domínio tecnológico

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

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

ORGANIZAÇÃO GERAL DA PETROBRAS

## Perfil

Empresa líder do setor petrolífero brasileiro, fundada em 1953, a Petrobras é uma sociedade anônima de capital aberto, que chega ao final de 2009 como a quarta maior companhia de energia do mundo, com base no valor de mercado, segundo o *ranking* da consultoria PFC Energy.

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

## Missão

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

## Visão 2020

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

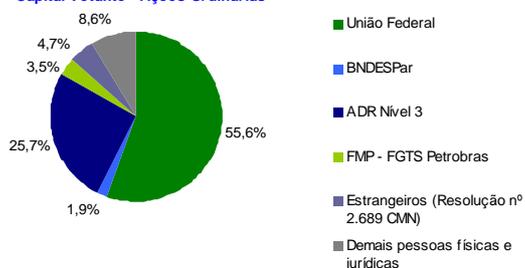
## Atributos da Visão 2020

Nossa atuação se destacará por:

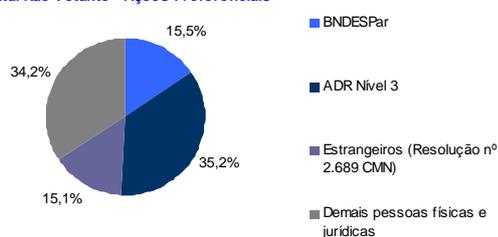
- Forte presença internacional
- Referência mundial em biocombustíveis
- Excelência operacional, em gestão, em eficiência energética, em recursos humanos e em tecnologia
- Rentabilidade
- Referência em responsabilidade social e ambiental
- Comprometimento com o desenvolvimento sustentável

## POSIÇÃO ACIONÁRIA NO ENCERRAMENTO DE 2009

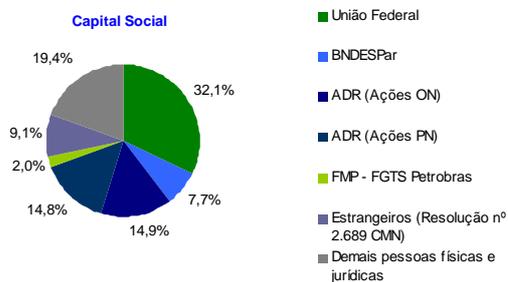
**Capital Votante - Ações Ordinárias**



**Capital Não Votante - Ações Preferenciais**

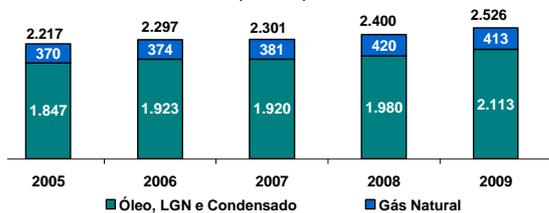


**Capital Social**

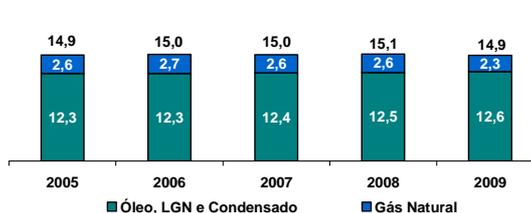


## PRINCIPAIS INDICADORES

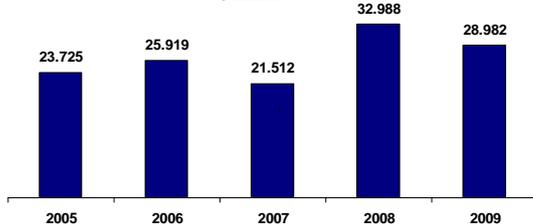
**Produção de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural (mil boed)**



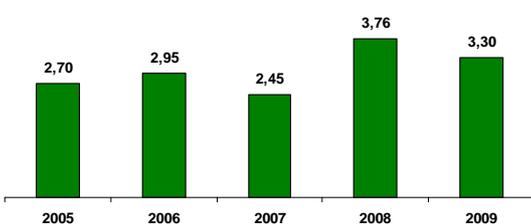
**Reservas Provadas de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural Critério SPE (bilhões de boe)**



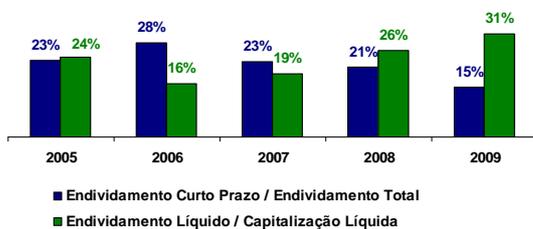
**Lucro Líquido Consolidado R\$ milhões**



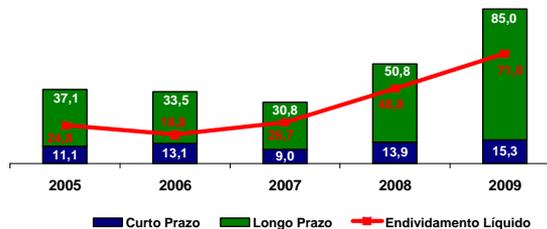
**Lucro/Ação Consolidado (R\$/ação)**



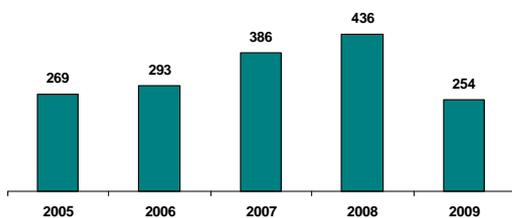
Índice de Endividamento da Petrobras



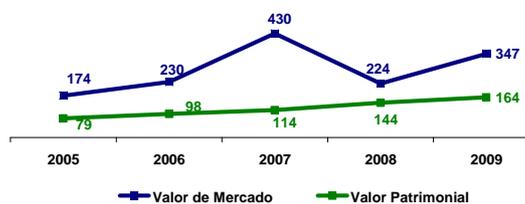
Endividamento Bruto Consolidado (R\$ bilhões)



Vazamentos de Óleo e Derivados (m<sup>3</sup>)



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



## MENSAGEM DO PRESIDENTE

A Petrobras venceu o instável ano de 2009 com sólidos resultados operacionais e financeiros. A consolidação das descobertas de petróleo e gás na camada Pré-Sal do litoral brasileiro aliada à bem sucedida captação de recursos possibilitaram a manutenção das ambiciosas metas de produção. Apesar da desaceleração econômica mundial, apostamos na recuperação dos preços do petróleo, o que se confirmou ao longo do ano. Intensificamos os investimentos e o ritmo de nossas atividades. Essa aposta revelou-se acertada, e nos permitiu sustentar, sem interrupção, a estratégia corporativa de expansão dos negócios de forma integrada, com rentabilidade, e conforme os padrões de responsabilidade social e ambiental.

Essa atuação arrojada levou a Petrobras à quarta posição em valor de mercado, entre as empresas mundiais de energia com ações em bolsa, com US\$ 199,2 bilhões, o dobro do ano anterior. A Petrobras também manteve sua qualificação de grau de investimento e garantiu, pelo quarto ano consecutivo, sua participação no Índice Dow Jones de Sustentabilidade. Esse desempenho consistente, com reconhecimento internacional, tem proporcionado à companhia amplo acesso ao mercado de capitais, e tem valorizado as ações e recibos da Petrobras, que ofereceram ganhos expressivos e retornos significativos para os acionistas em 2009.

O lucro líquido consolidado da companhia em 2009 foi de R\$ 29 bilhões, um resultado expressivo se considerarmos a redução dos preços e os volumes de produtos de petróleo negociados no mercado internacional. O valor médio do barril do óleo Brent ficou em US\$ 62,40, ou seja, 36,5% abaixo da cotação do ano anterior e a demanda mundial por derivados diminuiu cerca de 2% em relação a 2008. Apesar dessa retração do mercado, aumentamos os investimentos em todos os segmentos da cadeia de petróleo e gás, totalizando R\$ 70,8 bilhões, com acréscimo de 33% em relação ao ano anterior. A maior parcela dos recursos – 44% – foi destinada à área de Exploração e Produção, que recebeu o valor recorde de R\$ 30,8 bilhões.

A produção de petróleo e gás da Petrobras, no Brasil e no exterior, atingiu a média diária de 2,5 milhões de barris de óleo equivalente (boe), 5,2% acima do volume obtido em 2008, o que colaborou para um aumento de 8,9% nas exportações de petróleo. As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural no Brasil e no exterior somaram, ao final de 2009, 14,9 bilhões de boe, segundo critério ANP/SPE.

O ano foi marcado pela consolidação do sucesso da atividade exploratória no Pré-Sal, com o início da produção para o Teste de Longa Duração (TLD), no campo de Tupi, na Bacia de Santos. Também foram concluídos os testes de formação em

Guará e em Iara, que confirmaram a estimativa de volume recuperável de quatro a seis bilhões de barris de óleo leve e gás natural. Para 2010 estão programados os TLDs de Guará e de Tupi Nordeste, e a entrada em produção do Sistema-Piloto de Tupi. Esses testes são de extrema importância porque fornecerão informações necessárias para definir a estratégia de desenvolvimento dessas áreas. Reiteramos que as reservas do País poderão duplicar, se confirmados os volumes recuperáveis estimados de óleo e gás somente nas acumulações testadas no Pré-Sal.

A nova fronteira exploratória no Pré-Sal - que tem elevado potencial e baixo risco exploratório - levou o Governo brasileiro a propor um marco regulatório específico para a exploração e produção de óleo e gás natural nessa camada geológica, e em outras áreas que venham a ser consideradas estratégicas. A proposta, em trâmite no Congresso Nacional, não altera os termos dos contratos de concessão já firmados para aproximadamente 28% da área mapeada do Pré-Sal. Caso seja aprovado, além da concessão, o novo marco será constituído por outros dois regimes de contratação de atividades de exploração e produção. Para as áreas ainda não licitadas do Pré-Sal e as consideradas estratégicas, será adotado o sistema de partilha de produção, que terá a Petrobras como operadora de todos os blocos, com participação mínima de 30% nos projetos. A proposta legislativa também prevê a adoção de um sistema de cessão onerosa de direitos, que concederia à Petrobras o direito de exercer atividades de exploração e produção em determinadas áreas do Pré-Sal, até o limite de cinco bilhões de barris de petróleo e gás natural. Pela cessão, a Petrobras pagaria à União um valor determinado segundo as melhores práticas de mercado. O projeto de lei relativo à cessão onerosa também autoriza o aumento do capital da Petrobras, num montante entre uma e três vezes o valor da cessão, o que permitirá à companhia ampliar seus crescentes investimentos de maneira sólida e sustentável.

Na área de Abastecimento foram investidos R\$ 16,5 bilhões em 2009, um aumento de 63% em relação ao montante de 2008. Esses recursos destinaram-se principalmente à ampliação da capacidade de refino, e a melhorias tecnológicas para converter o óleo pesado dos campos brasileiros em derivados de maior valor. As 11 refinarias da Petrobras instaladas no País processaram 1.791 mil barris por dia (bpd) de carga fresca, e produziram 1.823 mil bpd de derivados. A Petrobras expandiu ainda mais sua atuação no setor petroquímico e diversificou o portfólio de produtos por meio de incorporações e construção de novas unidades. Prosseguiu também com os investimentos na ampliação do mercado externo de etanol, principalmente Ásia e Estados Unidos – as exportações em 2009 foram de aproximadamente 330 mil m<sup>3</sup>.

Ao longo do ano, a Petrobras voltou a expandir a oferta de gás natural e energia elétrica. A malha nacional de gasodutos ganhou 729 km, totalizando 7.659 km, e foi inaugurado o segundo terminal de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) do País, com capacidade de produzir 20 milhões m<sup>3</sup>/dia, na Baía de Guanabara. O parque gerador termelétrico da Petrobras, composto por 17 usinas,

próprias ou alugadas, atingiu a capacidade instalada de 5.476 MW. Os investimentos em Gás e Energia somaram R\$ 6,6 bilhões.

Através da Área Internacional a companhia mantém atividades em 24 países. Devido às descobertas no Pré-Sal, a Área Internacional reformulou sua estratégia de atuação. O novo posicionamento visa à complementação do portfólio nacional, de modo a valorizar os negócios e contribuir para a integração da cadeia de produtos. Em 2009, investimos R\$ 6,8 bilhões nas nossas atividades internacionais, especialmente no desenvolvimento da capacidade de produção de petróleo e gás e de refino.

No segmento de Distribuição, o aumento da demanda de combustíveis e a incorporação da Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga proporcionaram um novo recorde de vendas no mercado interno. Foram comercializados 41.841,8 mil m<sup>3</sup> em 2009, volume que contribuiu de forma expressiva para que o lucro da Petrobras Distribuidora atingisse R\$ 1,5 bilhão, e que essa subsidiária mantivesse a liderança do mercado brasileiro, com uma fatia de 38%. Já a Petrobras Biocombustível, um ano após a sua criação, opera com três usinas para produção de biodiesel, com capacidade anual de produção de 325,8 mil m<sup>3</sup> e expansão prevista para 2010, a ser concretizada por meio de incorporações, ampliações e novas unidades.

O domínio e o pioneirismo da Petrobras em tecnologia e exploração em águas profundas e ultraprofundas, a capacidade de seu corpo técnico e a adoção das melhores práticas de governança corporativa asseguraram resultados consistentes em 2009 e reforçaram a confiança no futuro da companhia em meio a um cenário econômico adverso. O Plano de Negócios 2009-2013 prevê investimentos de US\$ 174,4 bilhões, dos quais US\$ 28 bilhões somente para o desenvolvimento do Pré-Sal. Por tudo isso, a Petrobras está reescrevendo a história da presença brasileira no cenário mundial de petróleo e energia, assegurando consideráveis reservas para o País e retornando para a sociedade parte do resultado de suas atividades.

**José Sergio Gabrielli de Azevedo**

**Presidente da Petrobras**

## RESULTADOS E GESTÃO

### Análise do mercado de petróleo

Os impactos da crise econômica de 2008 continuaram a afetar o mercado de petróleo e, em consequência, a dinâmica de preços da *commodity*. A cotação do barril do Brent passou por uma considerável variação: de um mínimo de US\$39,01, no início do ano, chegou a atingir um valor máximo de US\$ 79,16, no fim de 2009. A trajetória dos preços acompanhou, principalmente, o movimento de retomada da economia e as melhores expectativas em relação à recuperação da crise global. O valor médio anual do barril do Brent ficou em US\$ 62,40, com uma redução de 36,5% em relação à cotação média de 2008.

A demanda por petróleo teve queda nos países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), influenciada pela retração nas atividades industriais, de transporte e também pela contenção do orçamento doméstico. No entanto, a procura por parte de países de fora da OCDE mostrou-se relativamente estável. Esse mercado se recuperou com maior rapidez dos efeitos da crise econômica e acabou sendo uma das forças responsáveis pela elevação do preço do petróleo ao longo do ano. Os destaques de crescimento da demanda continuam sendo China e Índia, com níveis superiores à média dos últimos cinco anos.

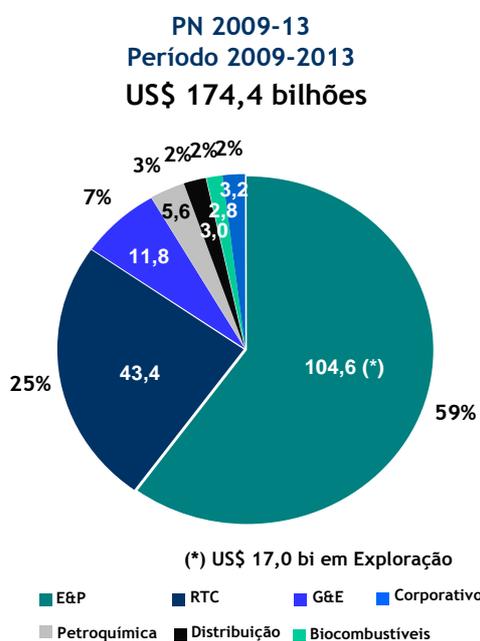
Na oferta, houve aumento da produção não-Opep, apesar dos declínios registrados no Mar do Norte e no México. A Rússia alcançou um nível de produção superior a 10 milhões de bpd de óleo – novo recorde após o fim da União Soviética – e tornou-se a principal produtora mundial, superando a Arábia Saudita. Outros países do antigo bloco soviético, como o Cazaquistão e o Azerbaijão, contribuíram para o aumento da oferta. A América do Sul e o Golfo do México (Estados Unidos) também registraram aumento de produção. A Opep manteve em 2009 a meta de produção de 24,8 milhões de bpd de óleo, estabelecida em dezembro de 2008. Contudo, como reflexo da recuperação da demanda e do aumento de preços, o nível de adesão à meta pelos países-membros diminuiu durante o ano. Assim sendo, por causa da crise econômica, os estoques de petróleo permaneceram elevados em 2009.

Fatores de natureza geopolítica, como os problemas com guerrilhas na Nigéria e a questão nuclear no Irã, continuaram a influenciar o mercado, mas sem afetar substancialmente o comportamento do preço do petróleo.

## Estratégia e desempenho empresarial

### Estratégia

A estratégia corporativa contempla a expansão de todos os negócios da companhia e baseia-se nos seguintes fatores de sustentabilidade: crescimento integrado, rentabilidade e responsabilidade social e ambiental. O programa de investimentos para atingir as metas de crescimento do Plano de Negócios 2009-2013 chega a US\$ 174,4 bilhões. Desse total, US\$ 158,2 bilhões destinam-se a projetos no Brasil e US\$ 16,2 bilhões a atividades no exterior, com foco na América Latina, nos Estados Unidos e no oeste da África.



O segmento de Exploração e Produção (E&P) concentra a maior parte dos investimentos: ao todo serão US\$ 104,6 bilhões – 59% do total aprovado para o período. Desse montante, aproximadamente US\$ 28 bilhões destinam-se ao desenvolvimento do Pré-Sal, cuja produção deverá atingir 219 mil bpd de óleo em 2013. O Plano de Negócios 2009-2013 incorpora essa nova fronteira exploratória e tem metas de crescimento de produção mais agressivas do que as do plano anterior. A produção total de óleo e gás natural deverá alcançar 3.655 mil boed em 2013, dos quais 3.314 mil boed no Brasil.

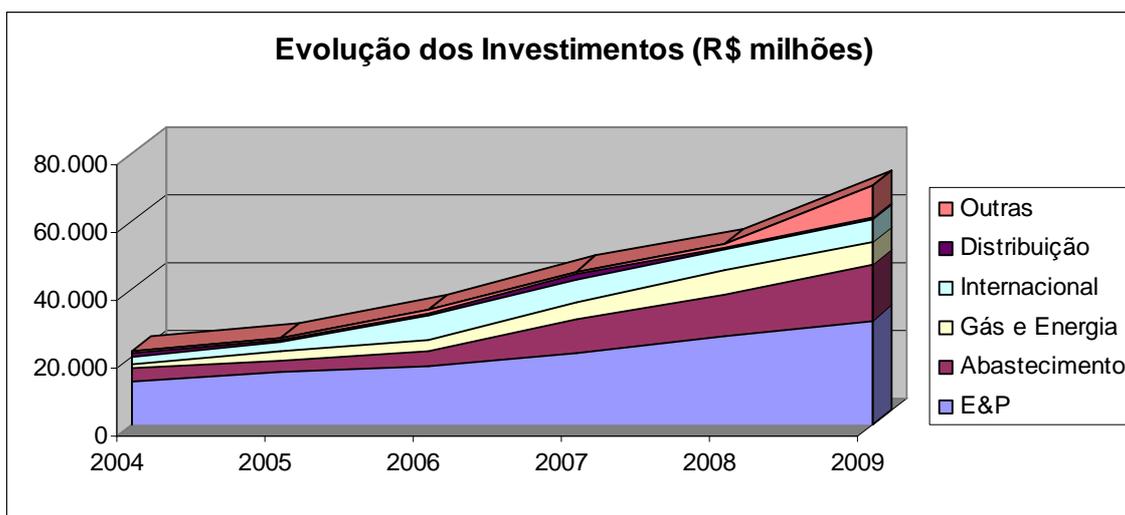
O segmento de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) contará com US\$ 43,4 bilhões, o equivalente a 25% do investimento total. Será mantida a estratégia de aumentar a capacidade de refino para acompanhar o crescimento da produção de petróleo. Os investimentos se concentrarão na melhoria da qualidade

dos combustíveis, na elevação do nível de processamento de óleo pesado e na expansão da capacidade do parque de refino. Com a entrada em operação da Refinaria Abreu e Lima, em 2012, do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em 2012, e da Fase 1 das Refinarias Premium I e II, em 2013, a carga processada de petróleo no Brasil deverá atingir 2.270 mil bpd até 2013.

Os investimentos em Gás e Energia, de US\$ 11,8 bilhões, permitirão à companhia ampliar a capacidade de escoamento e elevar as vendas no mercado interno, em linha com a crescente produção doméstica de gás natural.

O Plano estabelece que os projetos tenham conteúdo nacional de 64% com geração de encomendas de US\$ 20 bilhões por ano, em média, aos fornecedores brasileiros. A estimativa é que haja demanda de 1 milhão de postos de trabalho diretos e indiretos, em todo o País.

## Investimentos



A Petrobras manteve em 2009 os investimentos de R\$ 70,8 bilhões previstos no seu Plano Estratégico, acreditando na recuperação dos preços e da demanda de médio e longo prazos. Esse valor foi 33% superior ao investido em 2008. A evolução dos investimentos assegura a estratégia de crescimento integrado da companhia, focada em ampliar sua atuação nos mercados-alvo de petróleo, derivados, petroquímica, gás e energia, biocombustível e distribuição.

Os investimentos de R\$ 30,8 bilhões na área de E&P foram recorde em 2009 e destinaram-se ao aumento da produção e das reservas de petróleo e gás natural. Destacam-se os projetos de desenvolvimento das acumulações do Pré-Sal, em especial o projeto piloto de Tupi, cujo início da produção está previsto para o último trimestre de 2010.

A área de Abastecimento investiu R\$ 16,5 bilhões, o equivalente a 23,3% do total. Os recursos foram aplicados no aumento da capacidade de refino, na melhoria do perfil da produção e no aprimoramento da qualidade dos produtos. Foram também instaladas novas unidades nas refinarias, prosseguiram as obras de implantação da Refinaria Abreu e Lima e do Comperj e foram iniciados os investimentos nas duas refinarias Premium e na Refinaria Potiguar Clara Camarão. Com o objetivo de dar suporte à crescente produção da Petrobras, intensificaram-se os investimentos em dutos e na expansão da frota.

Na área de Gás e Energia, os investimentos atingiram R\$ 6,6 bilhões, o que equivale a 9,3% do total. Os recursos foram aplicados principalmente na ampliação da malha de dutos, para atender ao volume de vendas de gás natural e energia elétrica fixado no Plano Estratégico. O gasoduto Urucu-Coari-Manaus, por exemplo, é um importante agente na redução das emissões de gases de efeito estufa na região, pois permitirá substituir o óleo diesel e o óleo combustível, atualmente usados nas usinas termelétricas, por gás natural. Outros gasodutos igualmente importantes são o Cacimbas-Catu, que ligará as regiões Sudeste e Nordeste, e o Cabiúnas-Reduc (Gasduc III), que fará a conexão entre o terminal de Macaé e a refinaria de Duque de Caxias, no Rio de Janeiro.

Para manter a liderança no mercado brasileiro e ampliar a visibilidade da marca Petrobras entre os consumidores, a área de Distribuição aplicou R\$ 0,6 bilhão, ou 0,9% do total dos investimentos da companhia, em projetos voltados principalmente para os mercados automotivo e consumidor e também nas áreas de logística e operações. Os investimentos foram direcionados para a ampliação, a modernização e a manutenção da infraestrutura varejista de distribuição de derivados, com destaque para a mudança de imagem dos postos da Alvo Distribuidora, incorporada pela Petrobras Distribuidora. A infraestrutura logística foi aperfeiçoada, de modo a assegurar melhor atendimento e entrega de produtos, além de serviços de alta qualidade. Essas iniciativas, entre outros fatores, contribuíram para o aumento de 3,6 p.p. de *market share*.

Para a Área Internacional foram alocados R\$ 6,8 bilhões, 9,7% do total dos investimentos, com foco no posicionamento estratégico da companhia. As prioridades foram América Latina, Golfo do México e costa oeste da África. Prosseguiram os projetos de exploração, refino e distribuição, com o objetivo de incrementar a produção de petróleo e ampliar a capacidade de refino e distribuição no exterior. A compra da participação da Exxon Mobil na Esso Chile Petrolera, em 2009, foi um movimento alinhado ao Plano Estratégico 2009-2013. Essa aquisição amplia a presença da Petrobras no segmento de distribuição, nos mercados de varejo, industrial e de aviação, e conta com a operação de uma rede de pontos de venda em cinco países: Argentina, Chile, Colômbia, Paraguai e Uruguai. Destaca-se também a aquisição dos ativos da Chevron Chile SAC, entre os quais: uma fábrica de lubrificantes na capital chilena, 23 tanques para o armazenamento de matérias-primas e produtos acabados e a cessão de uso da marca.

## **Novo Marco Regulatório**

A nova fronteira exploratória descoberta na camada Pré-Sal, de elevado potencial e baixo risco, levou o governo brasileiro a propor um novo marco regulatório para a exploração e a produção de óleo e gás natural, que está em discussão no Congresso Nacional.

A proposta não altera os termos dos contratos de concessão já firmados para aproximadamente 28% da área mapeada do Pré-Sal. Caso seja aprovado, o novo marco regerá apenas os contratos firmados após sua publicação.

Dentre as propostas em discussão, destaca-se a criação do regime de partilha de produção para as futuras áreas a serem leiloadas, tanto no Pré-Sal quanto em outras áreas consideradas estratégicas pelo governo federal. A Petrobras seria a operadora única, com um percentual mínimo de participação de 30% nos projetos. Com isso, a companhia ficaria responsável pela condução das atividades de exploração e produção e providenciaria os recursos críticos para o cumprimento desses objetivos.

No regime de partilha, o vencedor da licitação será definido em função da oferta de maior percentual de produção (óleo-lucro) para o governo. Vencerá a concorrência, portanto, a empresa que oferecer a maior parcela de lucro à União, após ser compensada pelas despesas incorridas (óleo-custo).

Uma segunda proposta em apreciação é a cessão onerosa de até 5 bilhões de boe. Nesse caso, o governo federal cederia onerosamente à Petrobras o direito de explorar e produzir óleo e gás até esse volume. Em contrapartida, a Petrobras pagaria por esse direito um valor justo, a ser determinado entre as partes e certificado por instituições independentes, de acordo com as melhores práticas da indústria mundial.

Está prevista também uma capitalização da Petrobras entre uma e três vezes o valor da cessão, para que a companhia possa levar a cabo os projetos previstos no modelo de partilha de produção e adquirir os 5 bilhões de boe. A fim de assegurar total transparência ao processo de capitalização, conduzido de acordo com o definido na Lei das Sociedades Anônimas, o Conselho de Administração da companhia está criando um Comitê Especial, gerido pelos representantes dos acionistas minoritários, que acompanhará todas as etapas da capitalização. Todos os acionistas minoritários terão o direito de adquirir ações e recibos nas mesmas proporções que detêm atualmente.

Dois outros projetos de lei completam o novo marco regulatório. Um deles cria um fundo social, a ser constituído por recursos obtidos com o resultado dos contratos de partilha, do bônus de assinatura e dos royalties. O segundo diz respeito à criação de uma companhia 100% estatal, que terá função complementar à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e ao

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), especialmente na parte relativa à gestão dos custos dos contratos em regime de partilha.

Uma vez aprovado o novo marco regulatório, a indústria conviverá com três regimes de produção: concessão (o atual), partilha de produção e cessão onerosa.

## Desempenho das ações

O ano de 2009 foi marcado pelo contínuo aumento da liquidez e pela melhora das expectativas em relação ao crescimento econômico mundial. Isso se refletiu no aumento do preço do petróleo, que apresentou trajetória crescente após intensa queda no segundo semestre de 2008, em função da crise econômica mundial. O comportamento mais dinâmico dos mercados também representou a volta dos investimentos externos aos países em desenvolvimento, como o Brasil. Isso ficou claro com a forte valorização da Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBovespa).

Ao propor o aumento de seus investimentos logo no início de 2009, quando apresentou o seu Plano de Negócios 2009-2013, a Petrobras ratificou o elevado potencial de sua carteira de projetos, o que foi interpretado positivamente pelo mercado. As ações e os recibos da Petrobras apresentaram expressivos ganhos ao longo do exercício, com retornos significativos para seus acionistas. Esse desempenho decorreu dos bons resultados operacionais, das novas descobertas de petróleo e gás, da confirmação do enorme potencial da região do Pré-Sal e da reação positiva em relação ao novo marco regulatório de exploração e produção de petróleo e gás, proposto pela União.

O valor de mercado da companhia em 2009 cresceu 100% em dólares, atingindo US\$ 199,4 bilhões. No mesmo período, o AmexOil, índice que inclui grandes empresas do setor, subiu apenas 9%. Dentre as principais empresas de óleo e gás do mundo, a Petrobras foi a que apresentou a maior elevação de valor de mercado.

O mesmo movimento ocorreu com a variação das ações: na BM&FBovespa, as ações ordinárias (PETR3) subiram 52%, e as preferenciais (PETR4), 61% no ano. Na New York Stock Exchange (NYSE), onde se negociam os recibos ordinários (PBR) e preferenciais (PBR/A), os ganhos foram de 95% e 108%, respectivamente. Os diferenciais de ganhos entre os dois mercados estiveram atrelados, fundamentalmente, ao comportamento da taxa de câmbio, com a significativa valorização do real no ano (+25%).

Apesar da recuperação da economia mundial e da melhora na disposição dos investidores durante 2009, o volume financeiro médio das principais bolsas de valores ficou em um patamar inferior ao de 2008. Em 2009, porém, as ações e os recibos da Petrobras continuaram em destaque e foram os mais negociados, tanto na BM&FBovespa quanto na NYSE. O giro financeiro médio dos papéis da

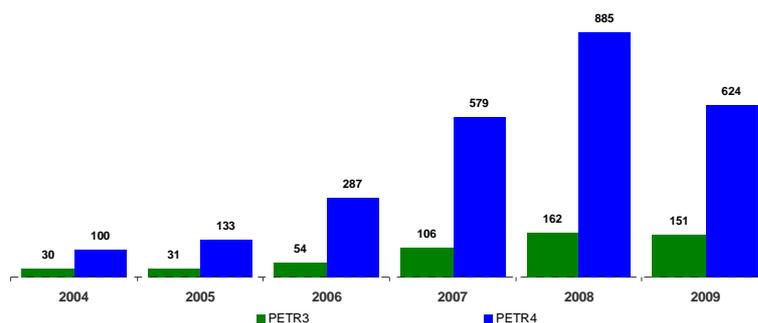
companhia negociados diariamente em ambas as Bolsas alcançou aproximadamente US\$1,3 bilhão por dia.

Em 31 de dezembro de 2009 a Petrobras contabilizava 313.870 acionistas na BM&FBovespa. Considerando os cotistas de fundos de investimentos em ações da Petrobras (402.510), os aplicadores de recursos com o FGTS (92.867) e os detentores de ADRs (150 mil, aproximadamente), o total de investidores da companhia ficou em torno de 1 milhão.

Em 2009, a companhia distribuiu dividendos brutos de R\$ 1,1882 por ação ordinária ou preferencial, referentes ao exercício de 2008. No total, o volume financeiro alcançou R\$ 10,4 bilhões.

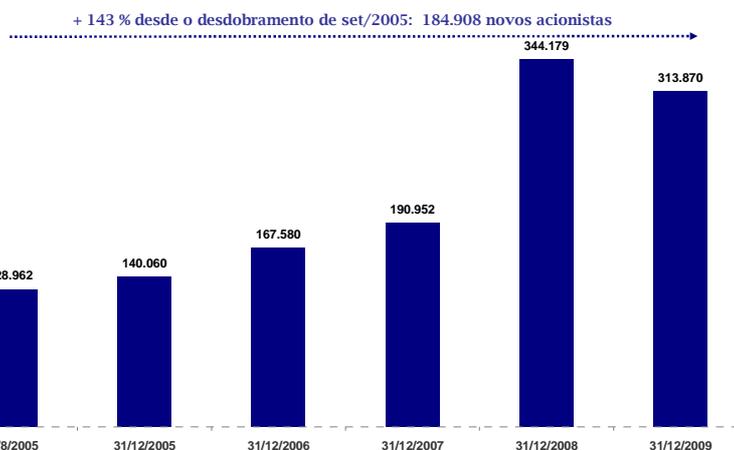
Além disso, no fim do ano, a Petrobras aprovou e efetuou o pagamento de três distribuições antecipadas de juros sobre capital próprio (JCP), referentes ao exercício de 2009. Em termos absolutos, o total desse pagamento foi de R\$ 0,70 por ação ordinária ou preferencial. O volume financeiro dos dividendos pagos atingiu R\$ 6,14 bilhões.

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



Fonte: Bloomberg

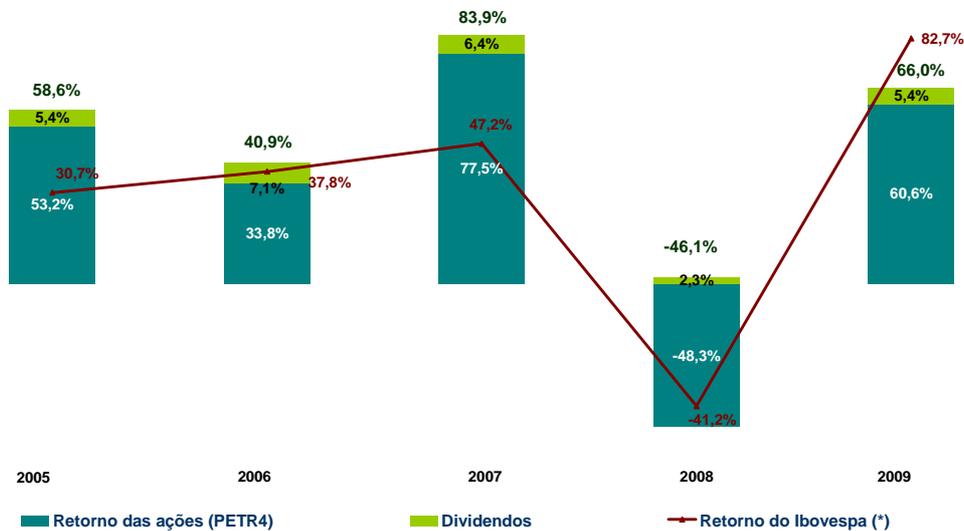
**Acionistas na BM&FBovespa**  
*(sem considerar cotistas do FGTS e dos FIAs Petrobras)*



Fonte: BM&FBovespa

FIAs= Fundo de investimento em ações

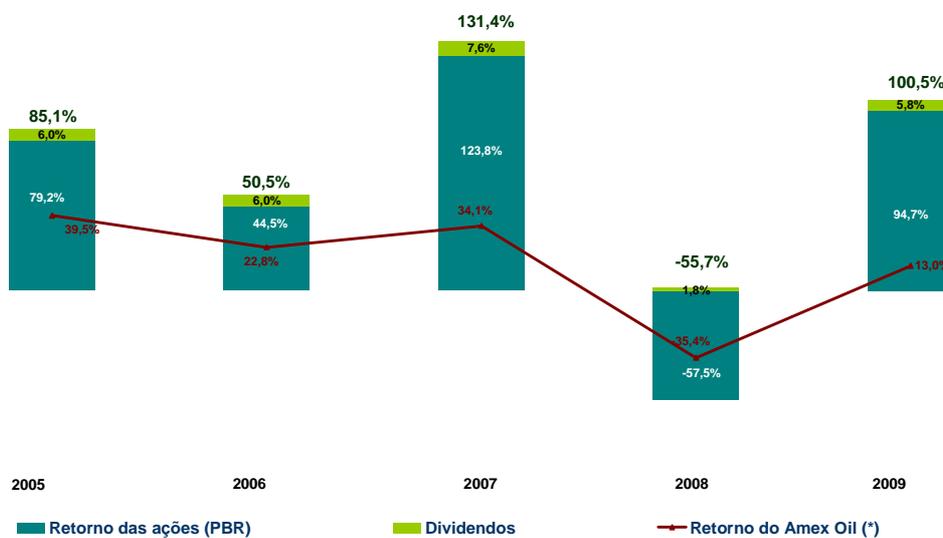
**Comparativo dos Retornos Anuais: Petrobras PN (PETR4) e Ibovespa**  
(considerando reinvestimento de dividendos)



Fonte: Bloomberg

(\*) inclui dividendos para fins de comparação

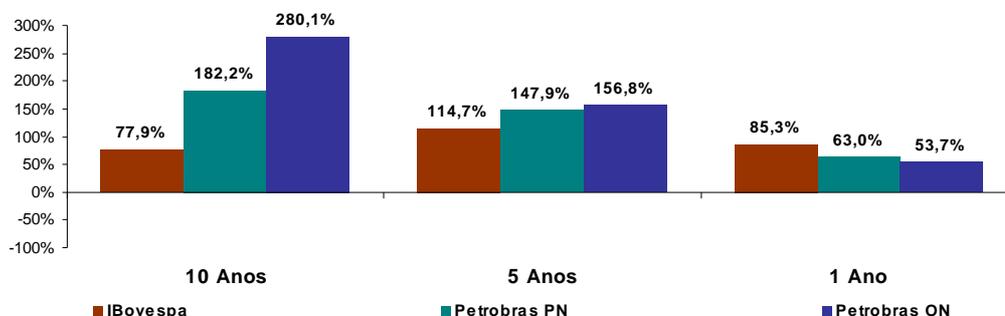
**Comparativo dos Retornos Anuais: PBR e Amex Oil**  
(considerando reinvestimento de dividendos)



Fonte: Bloomberg

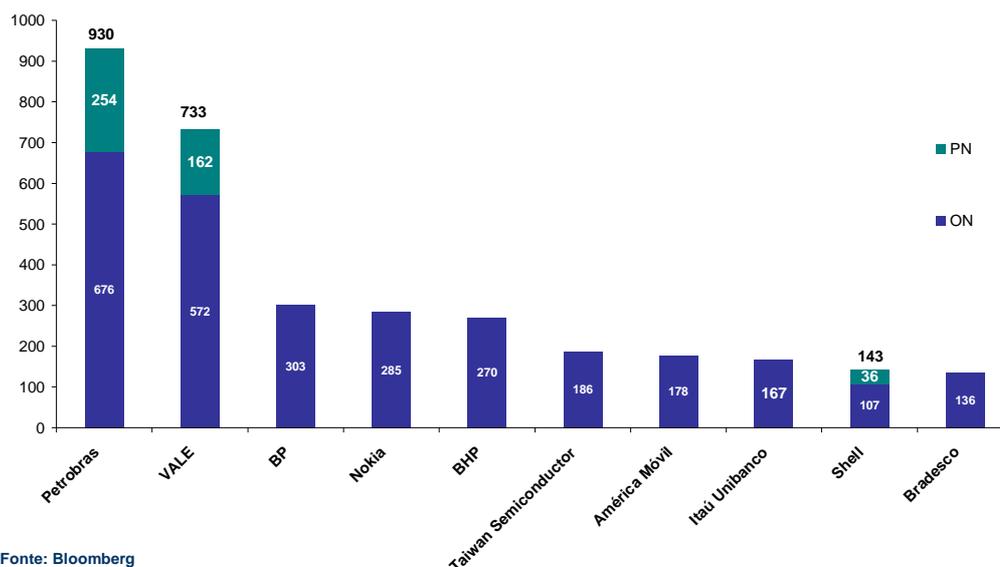
(\*) inclui dividendos para fins de comparação

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



### Volume Financeiro Negociado na NYSE (ADRs) média diária em 2009

US\$ milhões



Fonte: Bloomberg

## Governança Corporativa

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

A companhia segue procedimentos de gestão compatíveis com as normas dos mercados em que atua, de modo a garantir a adoção de padrões internacionais de transparência. Dessa forma, reforça sua credibilidade no mercado e aprimora o relacionamento com seus públicos de interesse: acionistas, investidores, clientes, fornecedores, empregados e sociedade, entre outros.

Dentre os instrumentos disponíveis para garantir a boa governança corporativa, a Petrobras adota o Código de Boas Práticas, que trata de políticas, como a de Divulgação de Informações sobre Ato ou Fato Relevante e a de Negociação com Valores Mobiliários, relacionadas ao uso de informação privilegiada e à conduta dos administradores e dos funcionários da administração superior.

O Código de Ética define os princípios e os compromissos éticos que norteiam as ações do Sistema Petrobras: respeito à vida, integridade, verdade, honestidade, justiça, equidade, lealdade institucional, responsabilidade, mérito, transparência, legalidade e impessoalidade.

A Comissão de Governança Corporativa continuou acompanhando e monitorando a legislação e as demais regulamentações pertinentes, além de analisar a adequação e a aplicação dos instrumentos de governança adotados na companhia.

A Comissão de Ética da Petrobras, vinculada à Presidência, tem como finalidade promover a gestão da ética. Em 2009, focou as suas atividades no desenvolvimento do Sistema de Gestão da Ética.

Em atendimento à Lei Sarbanes-Oxley (SOX), um dos nove membros do Conselho de Administração da companhia, eleito em Assembleia Geral Ordinária, é especialista financeiro.

## **Controles internos**

As Certificações de Controles Internos da Petrobras e da Petrobras International Finance Company (PifCo), relativas a 2008, em atendimento à Seção 404 da SOX e de acordo com as regras estabelecidas pela SEC, foram arquivadas em 2009, sem ressalvas, pelos auditores independentes, repetindo o êxito alcançado em 2006 e 2007.

Os controles internos da companhia referentes à preparação das demonstrações contábeis consolidadas em 31 de dezembro de 2009 também foram considerados eficazes pela Administração.

Essas Certificações são planejadas e operacionalizadas pela área corporativa de Controles Internos e contemplam os principais processos da controladora,

subsidiárias e controladas que se enquadram na categoria de relevantes, em conformidade com os quesitos da SOX e suas regulamentações.

A supervisão dos trabalhos está a cargo do Comitê de Gestão de Controles Internos, vinculado à Diretoria Executiva, com monitoramento pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração.

A companhia também desenvolve ações contínuas para a integração dos controles em nível de entidade e de processos. Grande parte dessas ações é voltada para a atualização da avaliação de riscos e para a extensão dos controles essenciais a todas as empresas relevantes da Petrobras.

Em 2009, a companhia adotou um novo sistema de gerenciamento e documentação de controles internos, para ampliar a automatização do processo de certificação anual, facilitar o desdobramento das melhores práticas de governança e monitorar as autoavaliações.

A Política e Diretrizes de Controles Internos, aprovada pelo Conselho de Administração, é o documento que estabelece os princípios para fortalecer a uniformidade metodológica e a integração do gerenciamento dos controles internos de riscos relevantes nas empresas da Petrobras. Sua implementação nas rotinas de controle tornará a companhia capaz de realizar ajustes com maior eficácia e precisão.

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

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

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

A Petrobras contratou a KPMG Auditores Independentes para a prestação de Serviços Técnicos Especializados em Auditoria Contábil nos exercícios sociais de 2006, 2007, 2008, desde abril de 2006. Em abril de 2009 o contrato foi prorrogado por mais dois anos, para os exercícios de 2009 e 2010.

Durante o exercício de 2009, a KPMG Auditores Independentes prestou os seguintes serviços para a Petrobras e suas subsidiárias e controladas:

	R\$ Mil
Auditoria Contábil	17.735
Auditoria SOX	1.686
Serviços relacionados à auditoria	216
Auditoria de Impostos	457
Outros	91
Total dos serviços	20.185

## Estrutura de Governança Corporativa

Integram a estrutura de Governança Corporativa da Petrobras o Conselho de Administração e seus comitês, a Diretoria Executiva, o Conselho Fiscal, a Auditoria Interna, a Ouvidoria Geral, o Comitê de Negócios e os Comitês de Gestão.

## Gerenciamento de riscos

O gerenciamento de riscos da Petrobras está fortemente alinhado aos objetivos e metas corporativos estabelecidos em seu Plano de Negócios 2009-2013. A estrutura integrada de riscos é constituída por políticas e diretrizes definidas e aprovadas pelos principais executivos da companhia, pelo Comitê de Gestão de Riscos e por sistemas de identificação, quantificação, resposta e controle de riscos.

Fatores como variações no preço do petróleo e de seus derivados, taxas de juros (interna e externa), oscilações cambiais e outras classes de riscos impactam os resultados e precisam de constante monitoramento. Por esse motivo, a evolução da estrutura de gerenciamento de riscos é permanente e segue as mais avançadas práticas de governança, com o objetivo de equilibrar o grau de tolerância aos riscos, as metas de crescimento e a expectativa de rentabilidade.

## Riscos de mercado

Em 2009, a Petrobras manteve a prática de limitar as operações com derivativos a transações específicas de curto prazo. De acordo com essa premissa, as operações com derivativos (futuros, *swaps* e opções) são realizadas exclusivamente para proteger o resultado de transações no mercado internacional de cargas físicas. Nessas operações de proteção patrimonial (*hedge*), as variações positivas ou negativas são compensadas, total ou parcialmente, por resultado oposto na carga física.

Tais operações só se realizam dentro dos limites de uma diretriz específica para gestão de risco de *commodities*. Nesse contexto, as posições de caixa, a dívida e as transações comerciais são levadas em conta na hora de quantificar a exposição líquida da companhia aos riscos relacionados às taxas de câmbio e juros, de modo a orientar qualquer eventual atuação no mercado de derivativos.

A política de gestão de riscos da Petrobras, portanto, restringe a utilização de instrumentos derivativos somente a operações de proteção – e, ainda assim, sob rígido controle.

## Seguros

A Petrobras tem por filosofia transferir ao mercado segurador, por meio de compra de seguros, determinados tipos de risco que podem gerar prejuízos com impacto significativo no patrimônio da companhia, assim como aqueles que tenham de ser obrigatoriamente segurados, seja por disposição legal ou contratual.

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

Os projetos e as instalações em construção, com potencial de dano máximo provável superior a US\$ 50 milhões, são protegidos contra riscos de engenharia por meio de seguro contratado pela própria Petrobras, de preferência, ou pelas empreiteiras. Em função dos investimentos previstos no Plano de Negócios 2009-2013, vem subindo de forma significativa o volume de prêmios pagos com a contratação de seguros para cobrir os riscos de engenharia associados aos novos empreendimentos.

Na contratação dos seguros, os ativos são avaliados a partir do custo de reposição. O Limite Máximo de Indenização (LMI) da apólice de riscos operacionais é de US\$ 1 bilhão, considerando-se o dano máximo provável das instalações. No caso da apólice de riscos do petróleo, esse limite chega a US\$1,85 bilhão e corresponde ao maior valor de reposição das plataformas da Petrobras.

Em 2009, o prêmio final das principais apólices da companhia (riscos operacionais e riscos de petróleo) totalizou US\$ 49,5 milhões, para um valor segurado dos ativos de US\$ 83 bilhões.

A Petrobras divulga permanentemente suas práticas de gestão de riscos e comunica ao mercado de forma ágil e transparente qualquer informação relevante envolvendo sinistros.

## **Crédito**

A política de crédito adotada pela companhia para concessão e revisão dos créditos de seus clientes segue os preceitos da Lei Sarbanes-Oxley (SOX). Depois de analisados, os créditos são aprovados pelas Comissões de Crédito ou, em instância superior, pelas diretorias Financeira e Comercial.

Mesmo com as precauções adotadas em função da crise financeira, o volume de crédito concedido em 2009 cresceu consideravelmente, superando em 33,8% o de 2008. Esse incremento foi relevante para que a empresa aumentasse seu volume de vendas, principalmente no exterior.

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

## **Financiamentos**

### **Financiamentos corporativos**

A Petrobras foi bem-sucedida ao implementar seu plano de captações para 2009, apesar de algumas dificuldades enfrentadas no início do ano, quando eram poucas as opções de acesso ao mercado de crédito a um custo considerado razoável.

Para viabilizar o Plano de Negócios 2009-2013, que previa a captação de US\$ 18,1 bilhões em 2009, a companhia obteve empréstimos-ponte de US\$ 6,5 bilhões em instituições financeiras, no início do ano. A Petrobras obteve também um financiamento de R\$ 25 bilhões do BNDES, destinado a projetos desenvolvidos pela companhia e por duas de suas subsidiárias: a Refinaria Abreu e Lima S.A. (RNEST) e a Transportadora Associada de Gás (TAG). Após obter esses recursos, a Petrobras pôde esperar o melhor momento para acessar os mercados.

O reconhecimento da qualidade do crédito da Petrobras, por parte de bancos, investidores e agências oficiais de crédito, criou condições favoráveis, em termos de custo e prazo, para o financiamento de suas atividades.

No mercado internacional de capitais, a PifCo, subsidiária integral da Petrobras, emitiu em fevereiro de 2009 um título (*bond*) com cupom de 7,875% ao ano e vencimento em março de 2019. O montante dessa operação atingiu US\$ 1,5 bilhão e o retorno ao investidor foi de 8,125% ao ano. Em julho, a companhia reabriu esse título, no valor de US\$1,25 bilhão, com retorno ao investidor de 6,875% ao ano.

Em outubro, a companhia acessou novamente o mercado de capitais internacional através da PifCo, com uma operação de US\$ 4 bilhões e vencimentos em 10 e 30 anos. O título com vencimento em janeiro de 2020 obteve um montante de US\$ 2,5 bilhões, com cupom de 5,750% e retorno ao investidor de 5,875% ao ano. Já o título com vencimento em janeiro de 2040 atingiu US\$ 1,5 bilhão, com cupom de 6,875% e retorno ao investidor de 7,000% ao ano. A captação teve uma demanda 2,9 vezes superior ao seu volume, com participação de mais de 500 investidores dos Estados Unidos, Europa, Ásia e América Latina, em sua maioria interessados no mercado de renda fixa de empresas com grau de investimento.

Em 2009, os recursos levantados com as operações no mercado internacional de capitais foram usados para fins corporativos e para pagar a totalidade dos empréstimos-ponte que a companhia tomou no início do ano, o que representou o alongamento de suas dívidas com redução do custo.

No mercado doméstico, a Petrobras captou R\$ 600 milhões por meio de três emissões privadas de Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRI), adquiridos em sua totalidade por instituições financeiras, com prazo de pagamento entre 10 e 15 anos. Esses recursos destinaram-se à conclusão da nova sede administrativa de Vitória/ES e do Estaleiro Rio Grande – estrutura para construção e reparo de plataformas –, no Rio Grande do Sul.

O ano de 2009 foi marcado por um expressivo acesso da companhia ao mercado bancário, garantindo sua liquidez em meio à crise internacional. Foram contratadas operações no valor de US\$ 10,2 bilhões, no mercado internacional, e de R\$ 3,6 bilhões, no mercado doméstico, a preços competitivos, levando-se em conta as alterações de mercado decorrentes da crise internacional.

Nos financiamentos pelas Agências de Crédito à Exportação (Export Credit Agencies – ECA), a Petrobras captou, por intermédio da Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), US\$ 262 milhões nos bancos Santander e Citi, com seguro de crédito da EKF, a ECA da Dinamarca.

Para dar suporte aos negócios da companhia, foram contratadas garantias bancárias de US\$ 5,6 bilhões nos mercados doméstico e internacional.

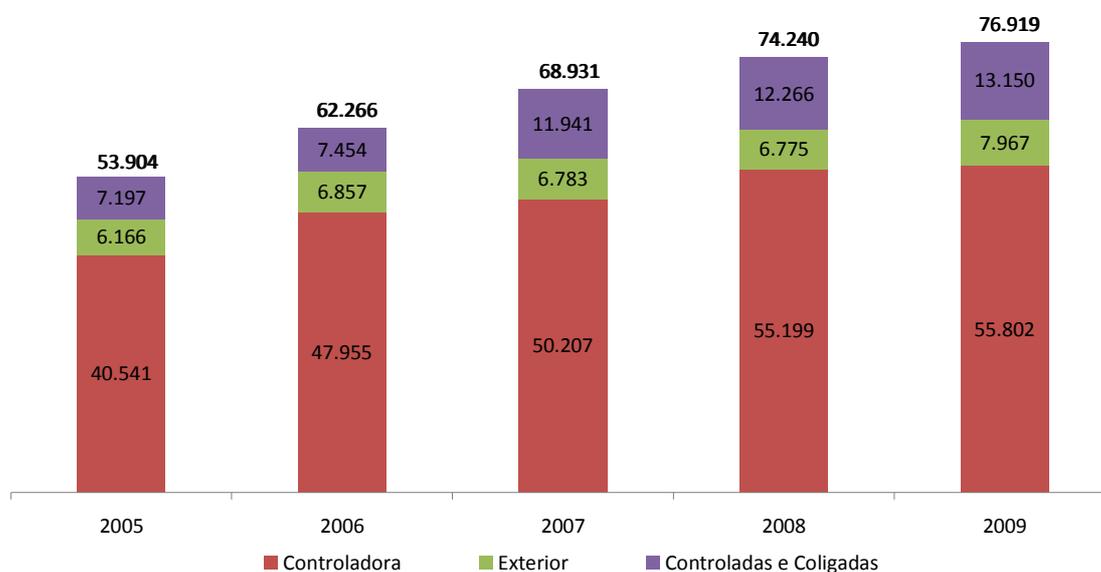
## Recursos Humanos

A atuação da Petrobras na gestão de Recursos Humanos contribuiu para sua permanência no Índice Dow Jones de Sustentabilidade pelo quarto ano consecutivo, sendo considerada *benchmark* no critério Desenvolvimento do Capital Humano. Conquistou também o prêmio Empresa dos Sonhos dos Jovens, pelo quinto ano consecutivo. Na visão dos jovens brasileiros, a Petrobras se destacou em função das perspectivas de crescimento profissional que oferece.

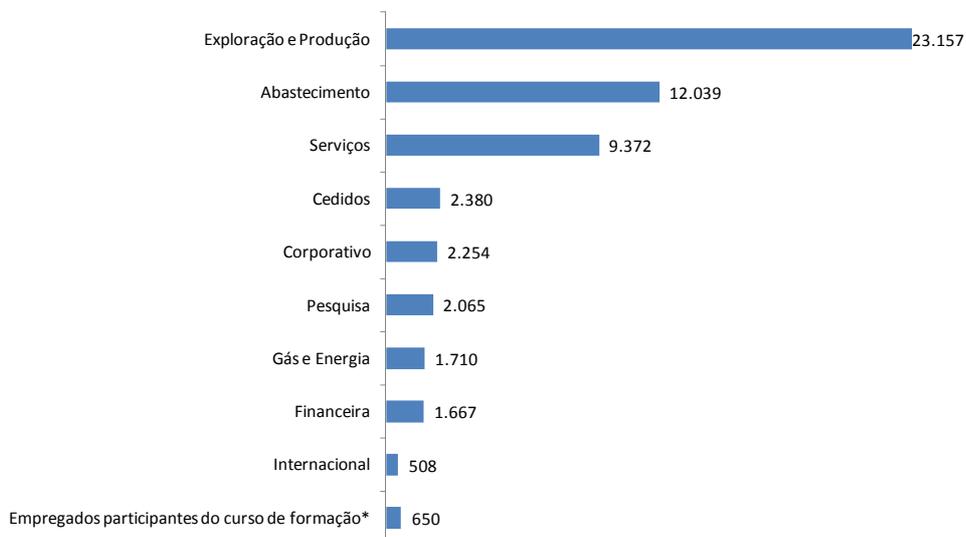
## Evolução do Efetivo

O Sistema Petrobras, composto pela controladora, subsidiárias, controladas e pelas unidades no exterior, encerrou 2009 com 76.919 empregados. Em relação a 2008, o efetivo da controladora aumentou aproximadamente 1,1%. Esse crescimento foi de 17,6% nas unidades do exterior e de 7,2% nas empresas controladas e coligadas. No Sistema Petrobras, foi registrado um aumento de 3,6% no efetivo.

Efetivo - Sistema Petrobras

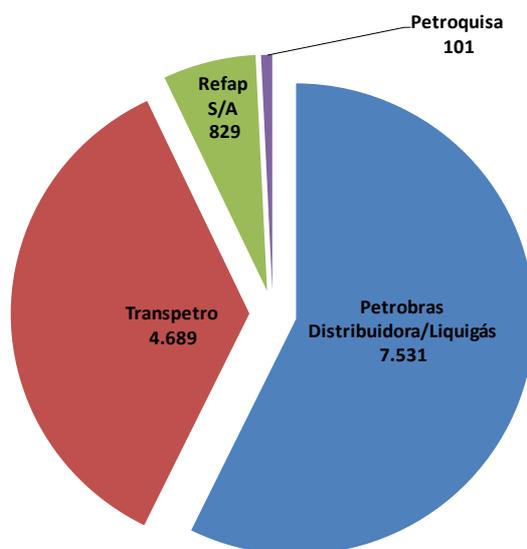


### Efetivo - Petrobras Controladora

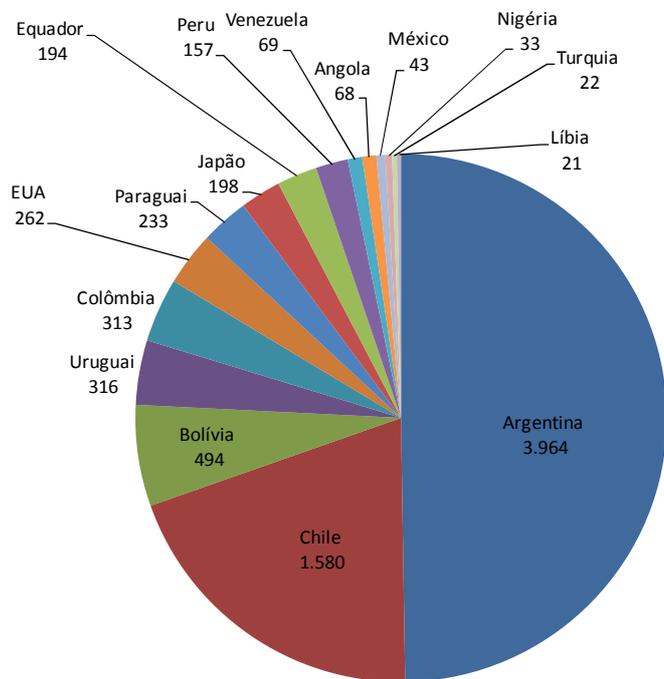


\*Empregados recém-admitidos, participantes de curso de formação na Universidade Petrobras.

### Efetivo - Controladas



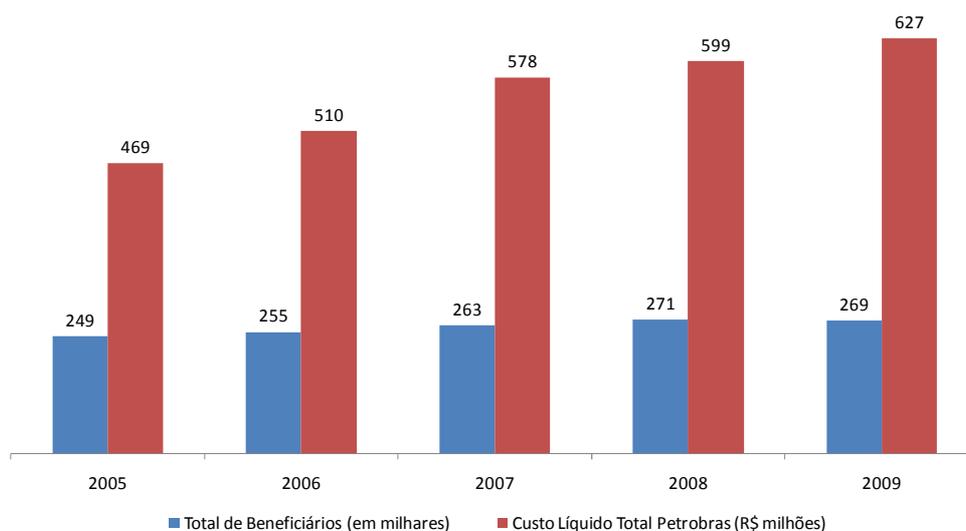
### Efetivo - Unidades do Exterior



### Benefícios

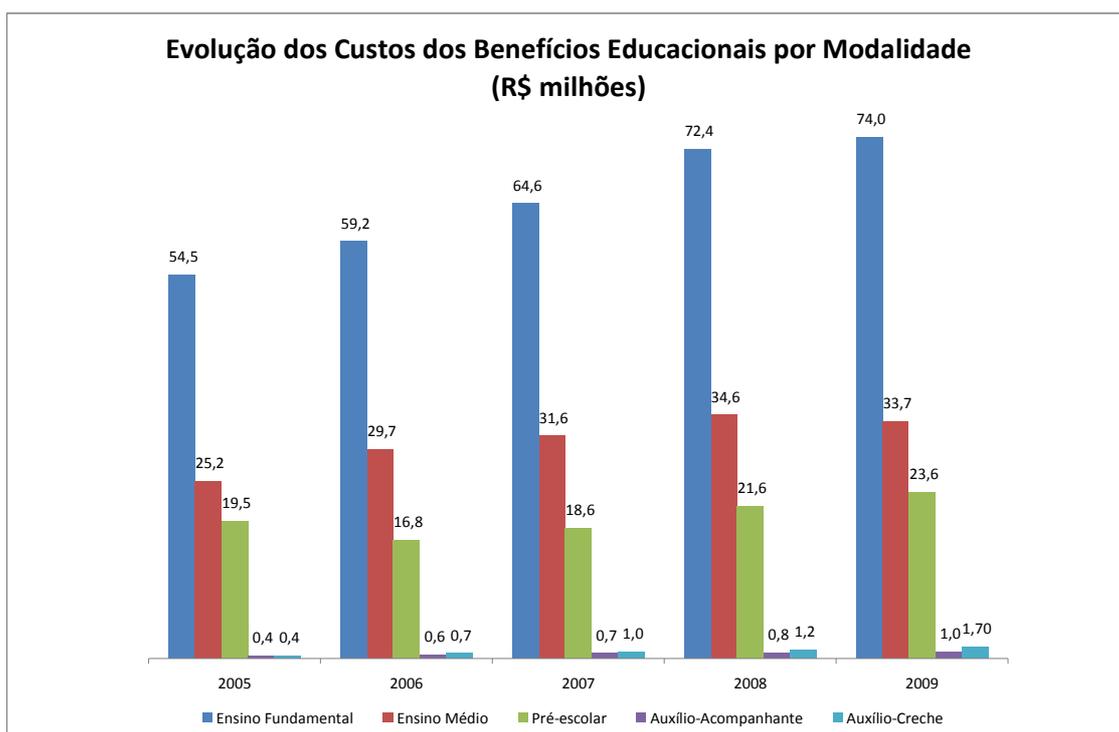
Em 2009, a Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) deu cobertura a 269 mil beneficiários em aproximadamente 21 mil pontos de atendimento. O dispêndio da companhia com consultas, exames e internações foi de R\$ 627 milhões.

AMS - Beneficiários x Custo Líquido (Petrobras)



Com o objetivo de melhorar a gestão do plano de assistência à saúde e o atendimento aos usuários, a unidade de RH promoveu o recadastramento dos beneficiários da Petrobras e das seguintes subsidiárias: Petroquisa, Transpetro, Refinaria Alberto Pasqualini (Refap/RS) e Petrobras Distribuidora.

Nos benefícios educacionais, houve reajuste das tabelas do auxílio-ensino (pré-escolar, ensino fundamental e médio) em 2009. Os R\$ 134 milhões aplicados nesse benefício contemplaram 25.622 empregados, com a concessão do auxílio a 29.876 dependentes.



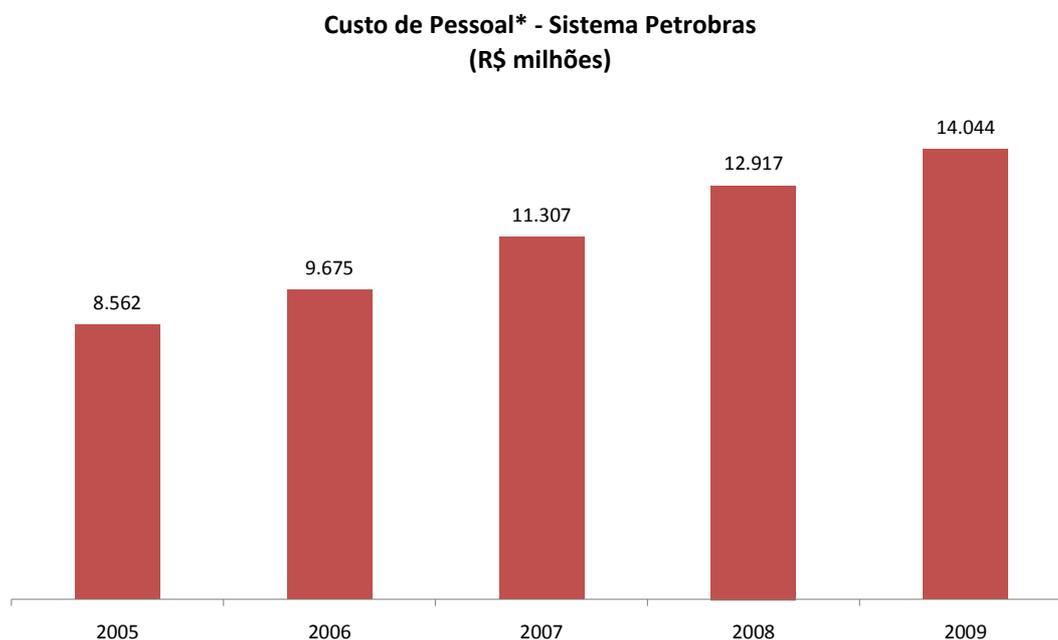
## Acordo Coletivo

No Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) de 2009, a Petrobras, a Federação Única dos Petroleiros (FUP) e os sindicatos aprovaram um reajuste de 4,36% sobre a tabela salarial, correspondente à reposição da inflação (IPCA), e de 7,81% sobre a tabela de remuneração mínima. O ganho real para os empregados foi de até 3,31%. Outros avanços importantes foram a criação do Programa Jovem Universitário, a extensão da licença-maternidade para 180 dias, o reajuste das tabelas de benefícios educacionais, o reajuste da tabela de pagamento de consultas médicas da AMS e a extensão do auxílio-ensino aos enteados inscritos na AMS.

## Custo de Pessoal e Participação nos Lucros e Resultados

O custo de pessoal é composto pela remuneração fixa dos empregados (gastos com salários, vantagens, adicionais e encargos) e pelas despesas referentes aos benefícios de previdência complementar, à AMS e ao auxílio-ensino.

Em 2009, esse custo atingiu R\$ 10,8 bilhões na controladora, 8,7% superior ao do ano anterior. Contribuíram para esse aumento o reajuste salarial, a expansão do efetivo e o crescimento vegetativo da folha de pagamento, em virtude de anuênios e progressão dos empregados na carreira. No Sistema Petrobras, o custo total de pessoal foi de aproximadamente R\$ 14 bilhões.



(\*) Inclui todos os gastos com Pessoal (operações, investimentos, projetos estruturados, empreendimentos em negociação e ressarcíveis).

A companhia distribuirá em 2010 R\$ 1,5 bilhão a seus empregados a título de Participação nos Lucros e Resultados do exercício de 2009.

## Desenvolvimento de Recursos Humanos

A companhia deu continuidade ao treinamento e desenvolvimento de seus recursos humanos na Universidade Petrobras. Os cursos corporativos de educação continuada contaram com 43 mil participações. Dentre os novos empregados, 1.994 participaram de cursos de formação para diversos cargos. Os novos engenheiros de petróleo receberam o certificado de Especialista em Engenharia de Petróleo e Gás pela Universidade Petrobras, após o reconhecimento desse curso de formação pelo Ministério da Educação (MEC) em 2008.

A Universidade Petrobras manteve a certificação ISO 9001:2000. Foram avaliados, entre outros processos, o sistema de gestão da qualidade da Universidade e o Desenvolvimento de RH nas escolas de Exploração e Produção, Gás e Energia e Gestão e Negócios.

## NEGÓCIOS

### Exploração e Produção

#### Exploração

Em 2009, a Petrobras consolidou o sucesso da atividade exploratória na seção Pré-Sal das bacias sedimentares brasileiras do Sul e do Sudeste, fortalecendo os alicerces para que a produção de petróleo no Brasil continue a sua trajetória de crescimento, com sustentabilidade, ao longo das próximas décadas.

#### BM-S-9

Na Bacia de Santos, o consórcio formado pela Petrobras (operadora, com 45%), BG Group (30%) e Repsol (25%) comprovou a ocorrência de mais uma jazida de petróleo leve no bloco BM-S-9, localizado em águas ultraprofundas. Esse bloco é composto por duas áreas de avaliação: a do poço 1-SPS-50 (Carioca) e a do poço 1-SPS-55 (Guará). O novo poço 4-SPS-60 (Iguaçu) localiza-se dentro da área de avaliação de Carioca, a aproximadamente 340 km da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.140 m. A descoberta foi comprovada por amostragem de petróleo em teste, nos reservatórios localizados a uma profundidade aproximada de 4.900 m.

Ainda na área de Carioca, foi comprovada a ocorrência de mais uma jazida de petróleo e gás, com a perfuração do poço 4-SPS-66C (Abaré Oeste), a aproximadamente 290 km da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.163 m. A confirmação da descoberta foi obtida por amostragem, em reservatórios localizados a uma profundidade aproximada de 5.150 m. Nos quatro poços perfurados nesse bloco, foi comprovada a existência de petróleo e gás.

O teste de formação no poço de Guará foi concluído e revelou um volume de óleo recuperável estimado entre 1,1 e 2 bilhões de barris de petróleo de boa qualidade (em torno de 30º API) e gás natural. Localizado em lâmina d'água de 2.141 m, o poço está a aproximadamente 310 km da costa do estado de São Paulo e 55 km a sudoeste de Tupi. Dados preliminares constataram que os reservatórios possuem potencial de altíssima produtividade, com a obtenção, durante o teste de formação, de vazões da ordem de 7 mil bpd de óleo, limitadas à capacidade dos equipamentos. Sem essa restrição, a estimativa inicial da capacidade de produção seria de aproximadamente 50 mil bpd de óleo. Com esse resultado, a área de Guará terá prioridade para receber um sistema piloto de produção.

## BM-S-11

No bloco BM-S-11 (Tupi), localizado em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, o consórcio formado pela Petrobras (operadora, com 65%), BG Group (25%) e Petrogal (10%) ratificou o potencial estimado de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural recuperável nos reservatórios do Pré-Sal daquela área. A confirmação ocorreu com a perfuração de mais um poço, o 4-RJS-647 (Iracema), situado 33 km a noroeste da perfuração pioneira (poço 1-RJS-628). Foi constatada a presença de petróleo de boa qualidade (em torno de 30º API) e de reservatórios semelhantes ao do poço pioneiro de Tupi, o que reforçou as estimativas iniciais para a área. O poço 4-RJS-647 está localizado em lâmina d'água de 2.210 m, a uma distância aproximada de 250 km da costa do estado do Rio de Janeiro.

Dois testes de formação nesse mesmo poço constataram a alta produtividade dos reservatórios carbonáticos do Pré-Sal. A vazão de cada um dos testes ficou em torno de 5.500 bpd de óleo leve (32º API, aproximadamente), limitada à capacidade dos equipamentos. Estima-se que a produção inicial do poço poderá atingir até 50 mil bpd, o que comprova a alta capacidade de produção de petróleo leve na área noroeste de Tupi.

Ainda no BM-S-11 foram concluídos os testes de formação no poço 1-RJS-656 (Iara), que comprovaram o potencial exploratório da área para a produção de óleo de boa qualidade, com aproximadamente 28º API. Os resultados confirmaram a estimativa de volume recuperável de até 4 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural em Iara, anunciada após a perfuração concluída em setembro de 2008. O poço testado está localizado em lâmina d'água de 2.230 m e distância de 230 km da costa do estado do Rio de Janeiro. Estão previstos para 2010 novos testes em outro poço a ser perfurado nessa mesma área.

## BM-S-7

O consórcio formado pela Petrobras (operadora, com 63%) e pela Repsol (37%) para a exploração do bloco BM-S-7, também na Bacia de Santos, comprovou a presença de uma espessa coluna de gás em reservatórios acima da camada de sal. A confirmação veio após a perfuração do poço 6-SPS-53, localizado em águas rasas da parte sul da bacia, no estado de São Paulo, que deu origem ao campo de Piracucá. Esse poço localiza-se aproximadamente 210 km a sudeste da cidade de Santos, em lâmina d'água de 214 m. Sua perfuração faz parte das atividades exploratórias do Plano de Avaliação do poço 1-BSS-68, aprovado pela ANP. A descoberta, de grande importância em razão do potencial de produção de gás em águas rasas no sul da Bacia de Santos, foi confirmada por testes nos reservatórios situados a partir de 3.970 m de profundidade.

## Outras descobertas de petróleo e gás

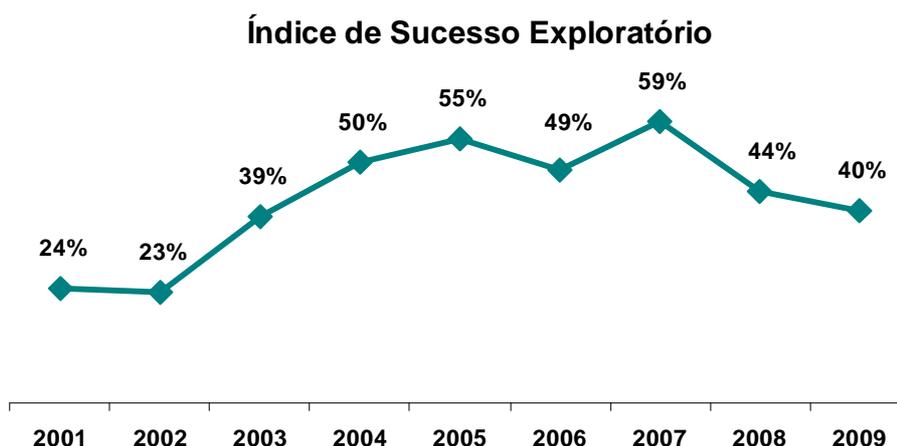
Em 2009, a Petrobras anunciou mais uma descoberta de petróleo de boa qualidade no pós-sal (reservatórios carbonáticos) da Bacia de Campos, com a perfuração do poço 1-RJS-661 (Aruanã), na concessão exploratória BM-C-36 (bloco C-M-401), onde a companhia é operadora exclusiva. Análises preliminares indicam a presença de volumes recuperáveis em torno de 280 milhões de barris de petróleo de 28º API. O poço descobridor situa-se aproximadamente a 120 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 976 m. A descoberta foi comprovada por teste de formação em poço revestido, realizado em reservatórios entre 2.993 e 3.123 m de profundidade, e será objeto de um Plano de Avaliação a ser apresentado à ANP.

### Marlim Sul

Em reservatórios geologicamente semelhantes aos de Aruanã, a Petrobras perfurou o poço 6-MLS-146D-RJS (Muçuã), localizado no campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos, em lâmina d'água de 1.200 m.

O potencial de Muçuã e o resultado obtido em 2007 com a perfuração do poço 6-MLS-122-RJS (Jurará) geraram uma estimativa total de 350 milhões de barris recuperáveis de petróleo de 27º API.

Em 2009, foram perfurados e concluídos 558 poços para o desenvolvimento da produção, dos quais 517 em terra e 41 no mar. Na atividade de exploração foram perfurados 116 poços, 65 em terra e 51 no mar. O índice de sucesso exploratório foi de 40%.



SONDAS DE PERFURAÇÃO EM OPERAÇÃO (31 de dezembro)						
Sondas de Perfuração	2009		2008		2007	
	Contratada	Própria	Contratada	Própria	Contratada	Própria
<b>TOTAL</b>	<b>67</b>	<b>22</b>	<b>56</b>	<b>19</b>	<b>41</b>	<b>21</b>
<b>Terra</b>	31	13	25	11	14	13
<b>Mar</b>	36	9	31	8	27	8
Autoelevatórias	2	5	2	4	1	4
Flutuantes por lâmina d'água:	34	4	29	4	26	4
500 a 1.000 metros	9	2	9	2	6	2
1.000 a 1.500 metros	12	1	10	1	10	1
1.500 a 2.000 metros	8	1	7	1	7	1
2.000 a 2.500 metros	4	0	2	0	2	0
2.500 a 3.000 metros	1	0	1	0	1	0

## Áreas marítimas e terrestres

Em 2009, a Petrobras declarou à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a viabilidade comercial de 16 descobertas, das quais 13 em terra e 3 no mar. Desses campos, os marítimos localizam-se nas Bacias de Santos (2) e Camamu (1), e os terrestres nas bacias do Espírito Santo (2), Recôncavo (2), Potiguar (5) e Sergipe/Alagoas (4).

## Novos blocos exploratórios

Não houve rodada de licitações da ANP em 2009. O portfólio de concessões exploratórias da companhia, com as aquisições e as devoluções realizadas no ano, passou a contar com 225 blocos, que totalizam 123,4 mil km<sup>2</sup>. Além disso, estão sendo avaliadas descobertas em outras 33 áreas, que compreendem 13,7 mil km<sup>2</sup>. A área exploratória da Petrobras é de 137,1 mil km<sup>2</sup>.

## Produção

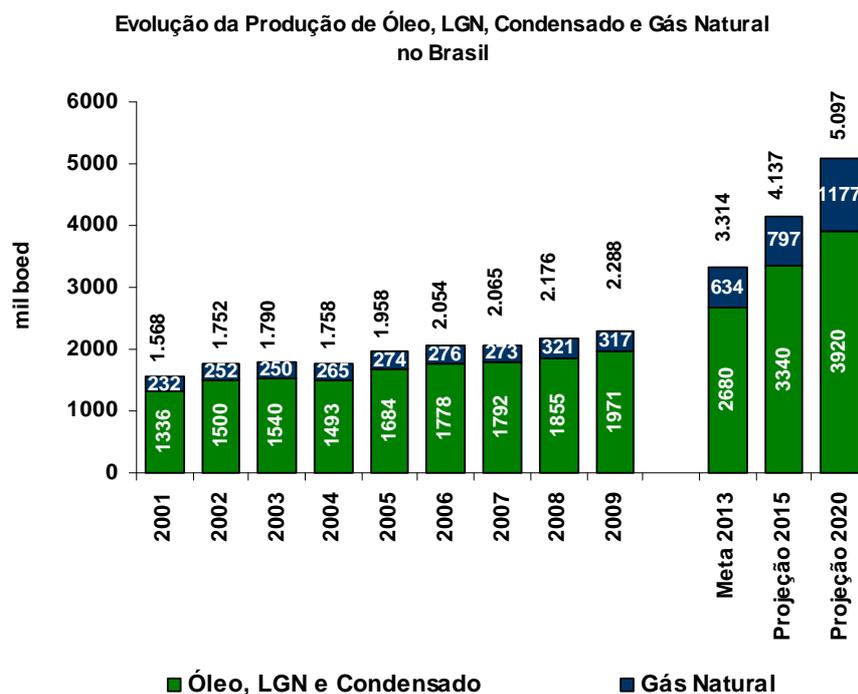
No início de 2009, duas novas plataformas iniciaram suas operações na Bacia de Campos. Em janeiro, no campo de Marlim Sul, começou a operar a plataforma P-51, instalada em lâmina d'água de 1.255 m e a 150 km da costa de Macaé, com capacidade para produzir até 180 mil bpd de óleo. Em fevereiro, entrou em operação o FPSO Cidade de Niterói, que integra o Módulo II de Marlim Leste e tem capacidade para produzir 100 mil bpd de óleo e 3,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás.

Com o início de produção do poço 7-MLL-54HP, localizado em lâmina d'água de 1.419 m, a Petrobras alcançou o recorde mundial de produção por poço nessa profundidade em reservatórios carbonáticos. Em 2009, a companhia bateu ainda o seu próprio recorde, ao atingir nesse poço a produção de 43.588 bpd de óleo em 15 de maio.

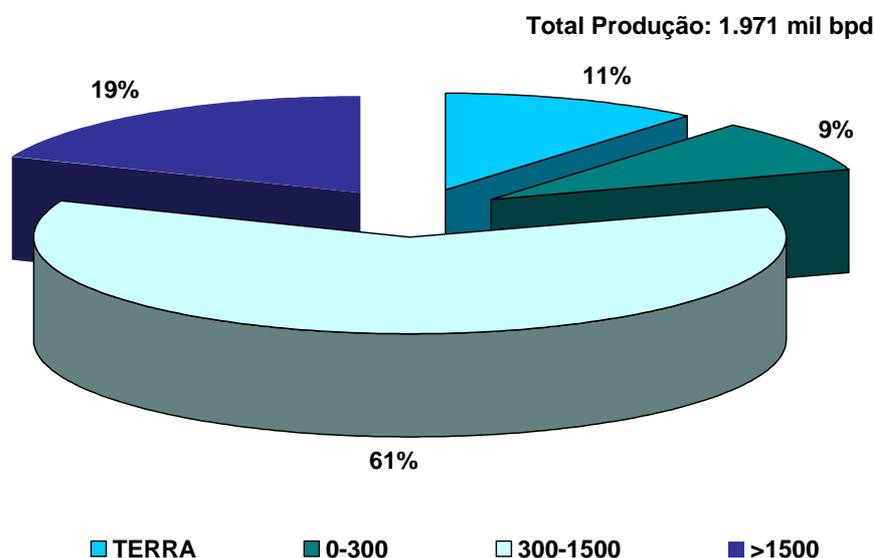
Em junho de 2009, duas unidades entraram em operação. No campo de Camarupim, na Bacia do Espírito Santo, foi iniciada a produção no FPSO Cidade de São Mateus, uma parceria entre a Petrobras (75%) e a empresa americana El Paso (25%). É o primeiro FPSO para gás instalado no Brasil e tem capacidade para processar 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás e 35 mil bpd de óleo. No campo de Frade, na Bacia de Campos, o consórcio formado pela Chevron (operadora, 51,7%), Petrobras (30%) e Impex (18,3%) deu início à operação do FPSO Frade, que tem capacidade para produzir até 100 mil bpd de óleo.

Em julho, o FPSO Espírito Santo, operado pela Shell (50%), em parceria com a Petrobras (35%) e a ONGC (15%), iniciou a produção no Parque das Conchas (antigo BC-10), a 110 km da costa do Espírito Santo, onde se encontram reservatórios de óleo pesado a quase 2.000 m de lâmina d'água, no norte da Bacia de Campos.

Esses projetos, aliados ao aumento de produção das plataformas instaladas no final de 2007 e em 2008 (P-52, P-54, FPSO Cidade de Rio das Ostras e P-53), compensaram o declínio natural da produção e ainda garantiram à companhia um aumento de 6,3% na produção nacional de óleo e LGN, atingindo 1.971 mil bpd.



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



O custo médio de extração, sem participação governamental, foi de US\$ 8,78/boe, o que significa uma queda de 5,2% em relação ao ano anterior. Considerando as participações governamentais, o custo chegou a US\$ 20,51/boe, 21,4% abaixo do verificado em 2008. Em reais, o custo médio de extração foi de R\$ 17,20/boe, superior em 0,7% ao registrado no ano anterior. Incluídas as participações governamentais, o custo atingiu R\$ 39,49, valor inferior em 17,1% ao do exercício anterior.

## Produção de gás natural

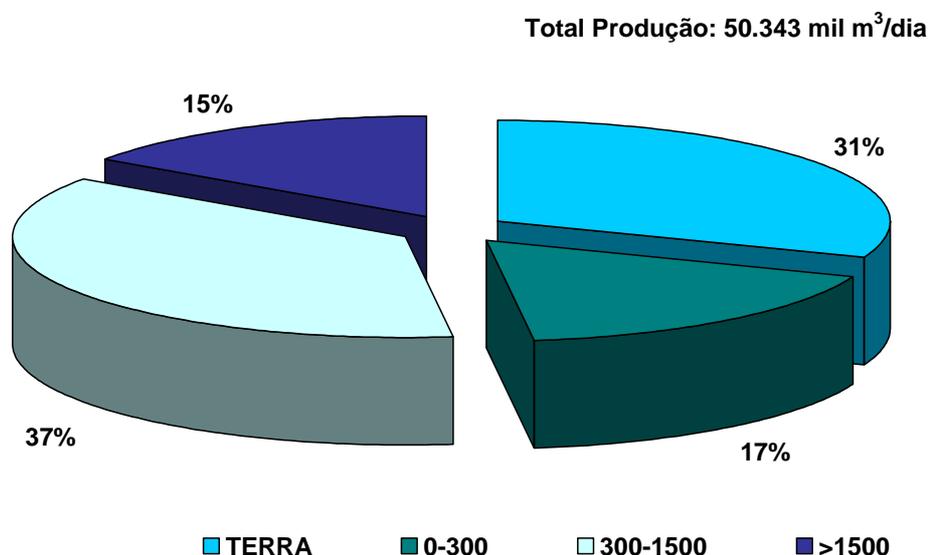
A oferta de gás natural no Brasil cresceu em relação a 2008, principalmente em função da entrada em operação das plataformas P-51 e P-53, do FPSO Cidade de Niterói e do início da produção dos campos de Camarupim, no Espírito Santo, e de Lagosta, na Bacia de Santos. Contribuíram também para esse crescimento a ampliação da oferta de gás do campo de Manati, na Bahia, e a entrada em operação do gasoduto Coari-Manaus, em novembro de 2009, que tornou possível a oferta comercial de gás proveniente da província de Urucu, no Amazonas.

A baixa demanda de gás durante o ano, porém, manteve praticamente inalterado o volume entregue ao mercado, apesar da ampliação da oferta. A produção de gás natural em 2009 totalizou 50,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia e manteve-se praticamente no mesmo nível de 2008, principalmente em função da redução da demanda, que provocou o fechamento de alguns campos de gás não associado.

Em continuidade à implantação dos projetos previstos no Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás), a Petrobras colocará em produção os campos de

Mexilhão, Uruguá e Tambaú, na Bacia de Santos, o que contribuirá para atender à demanda com a recuperação do mercado de gás, prevista para 2010.

**Produção de Gás Natural no Brasil  
Distribuição por Lâmina d'água**



## Pré-Sal

As principais descobertas na camada Pré-Sal localizam-se nas áreas de Tupi, Guará e Iara (Bacia de Santos) e no Parque das Baleias (Bacia de Campos). As reservas provadas do País poderão ser duplicadas caso se confirmem os volumes recuperáveis nessas áreas, estimados entre 10,6 e 16 bilhões de boe, sendo a parcela da Petrobras entre 7,2 e 10,7 bilhões de boe.

Em 2009 a Petrobras perfurou cinco novos poços na Bacia de Santos, sendo quatro exploratórios e um de desenvolvimento de produção. Além disso, os resultados de quatro testes de formação comprovaram o alto potencial e o baixo risco da área. No dia 1º de maio foi iniciado o Teste de Longa Duração (TLD) de Tupi, no poço 1-RJS-646, localizado em lâmina d'água de 2.140 m e interligado ao FPSO BW Cidade de São Vicente.

O TLD marcou o começo da produção na camada Pré-Sal da Bacia de Santos, atingindo a média de 20 mil bpd de óleo. As informações obtidas serão decisivas para definir o modelo de desenvolvimento de Tupi e das outras acumulações do Pré-Sal, subsidiando a tomada de decisão para os futuros projetos de desenvolvimento da produção na área.

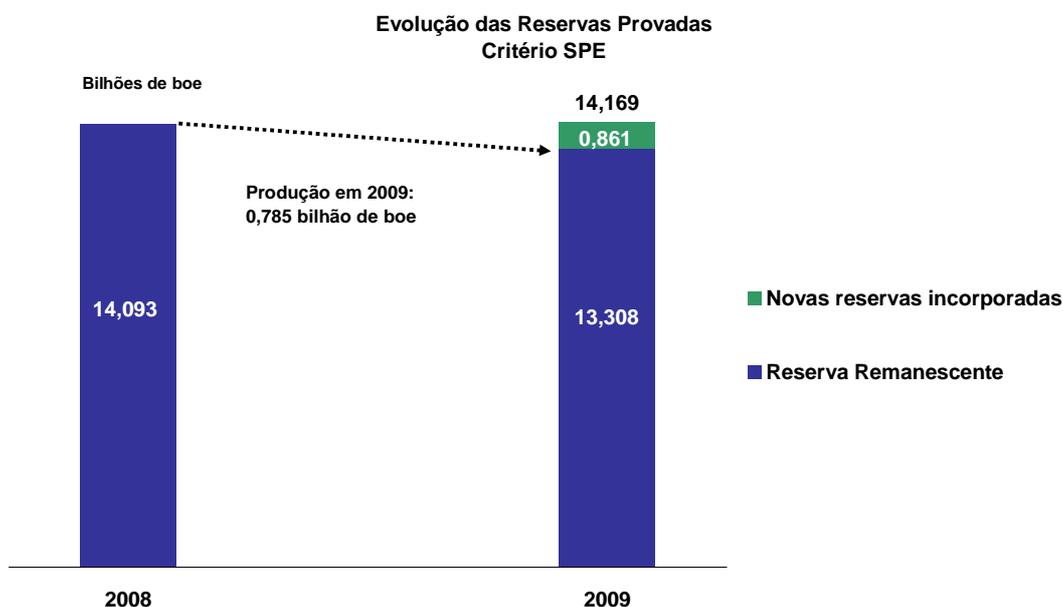
Em função desses resultados, a Petrobras está revisando o Plansal (Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos), para incorporar as informações obtidas ao longo de 2009. A companhia estima

alcançar, em 2017, uma produção diária superior a 1 milhão de barris de óleo nas áreas do Pré-Sal em que é operadora.

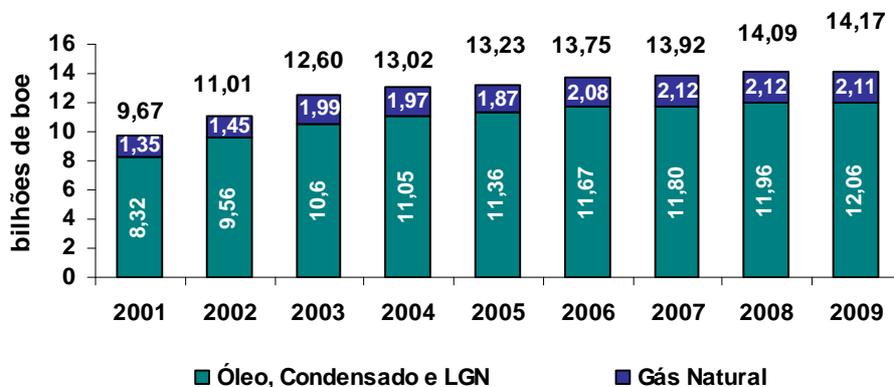
## Reservas provadas

As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural da Petrobras no Brasil atingiram 14,169 bilhões de boe em 2009 pelo critério ANP/SPE, volume que corresponde a um aumento de 0,5% em relação ao ano anterior. Foram apropriados 861 milhões de boe em reservas e produzidos 785 milhões de boe, adicionando às reservas provadas da companhia 76 milhões de boe. Com essa incorporação, o Índice de Reposição de Reservas (IRR) se manteve em 110%. Isso significa que para cada barril de óleo equivalente produzido no ano foi acrescentado 1,1 barril às reservas. O indicador Reserva/Produção (R/P) caiu de 18,9 para 18 anos.

Em 2009, as apropriações em campos existentes por meio de projetos de aumento de recuperação foram, em parte, responsáveis pelo aumento das reservas provadas. Também contribuíram para esse resultado as descobertas em blocos exploratórios e novas acumulações. O Pré-Sal do Espírito Santo acrescentou 182 milhões de boe às reservas.



Reservas Provasdas de Óleo, LGN e Gás Natural no Brasil  
Critério SPE



## Projetos

Em 2010, diversos sistemas entrarão em produção, com destaque para:

- **TLD de Tiro e Sidon** – As informações obtidas nos testes de longa duração subsidiarão a implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo de produção dos campos de Tiro e Sidon na área ao sul da Bacia de Santos. A plataforma SS-11, onde serão iniciados os testes, tem capacidade para produzir 20 mil bpd de óleo e escoará sua produção para o FSO Avaré.
- **Campos de Uruguá e Tambaú** – O desenvolvimento integrado desses campos na Bacia de Santos será feito a partir da instalação do FPSO Cidade de Santos, em lâmina d'água de aproximadamente 1.300 m. Terá capacidade para produzir 10 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás e 35 mil bpd de óleo. Será também lançado um gasoduto com 174 km de extensão até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1).
- **Campos de Cachalote e Baleia Franca** – O desenvolvimento integrado desses campos, na Bacia de Campos, ocorrerá com a instalação do FPSO Capixaba, em lâmina d'água de aproximadamente 1.480 m, com capacidade de processamento de 100 mil bpd de óleo e 3,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás. A essa plataforma serão interligados ainda dois poços do Pré-Sal, do campo de Baleia Franca.
- **Unidade de Tratamento de Gás (UTG) Sul Capixaba** – Será tratado nessa unidade o gás produzido pelos campos no sul do estado do Espírito Santo (Cachalote, Baleia Franca e Parque das Conchas). A capacidade total de processamento será de 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Será lançado também um gasoduto com 83 km de extensão e capacidade de escoamento de 4,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia.
- **Campo de Mexilhão** – Localizado na Bacia de Santos, o campo será desenvolvido com a instalação de uma plataforma fixa, em lâmina d'água de aproximadamente 170 m, com capacidade para 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás.

Será também lançado um gasoduto com 120 km de extensão até o litoral de Caraguatatuba.

- **Unidade de Tratamento de Gás (UTG) de Caraguatatuba** – Essa unidade, localizada no litoral do estado de São Paulo, entrará em operação para proceder à especificação do gás proveniente dos campos de Uruguá, Tambaú, Mexilhão e da área de Tupi. Sua capacidade de processamento será de 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural e de 42 mil bpd de óleo.

Merecem também destaque os seguintes projetos, com início de produção em 2010, na Bacia de Santos, na área do Pré-Sal:

- **TLD de Guará (BM-S-09)** – O objetivo do TLD é obter informações que subsidiem a implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo de produção da área. Os testes serão iniciados com a instalação do FPSO Dynamic Producer, em lâmina d'água de aproximadamente 2.150 m, com capacidade de processamento de 30 mil bpd de óleo. O projeto será executado por um consórcio formado pelas empresas Petrobras (operadora, com 45%), BG (30%) e Repsol (25%).
- **TLD de Tupi Nordeste (BM-S-11)** – O teste de produção terá início com a instalação do FPSO BW São Vicente, em lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m. A capacidade de processamento será de 30 mil bpd de óleo. Compõem o consórcio as empresas Petrobras (operadora, com 65%), BG (25%) e Petrogal (10%).
- **Piloto de Tupi (BM-S-11)** – O desenvolvimento da área começará com a instalação do FPSO Cidade de Angra dos Reis, em lâmina d'água de aproximadamente 2.150 m. A capacidade de processamento será de 100 mil bpd de óleo e 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás. Será também lançado um gasoduto com 250 km de extensão até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1).

Ainda em 2010, prosseguirão as obras de construção e montagem das seguintes plataformas:

- **FPSO Piloto de Guará** – área de Guará (BM-S-09), Pré-Sal da Bacia de Santos.
- **SS P-55** – módulo 3 do campo de Roncador, Bacia de Campos.
- **SS P-56** – módulo 3 do campo de Marlim Sul, Bacia de Campos.
- **FPSO P-57** – fase 2 do campo de Jubarte, Bacia de Campos.

Espera-se também, para 2010, a assinatura dos contratos e/ou o início de construção das plataformas:

- **FPSO P-58** – Parque das Baleias, Bacia de Campos.
- **TLWP P-61 e FPSO P-63** – módulos 1 e 2 do campo de Papa-Terra, Bacia de Campos.
- **P-62** – módulo 4 do campo de Roncador, Bacia de Campos.

- **Construção de 8 FPSOs padronizados** para o desenvolvimento do *cluster* do Pré-Sal da Bacia de Santos.
- **Construção de 9 sondas de perfuração próprias** – sondas específicas para operação em lâmina d'água ultraprofunda, de até 3.000 m.

## Refino e Comercialização

### Refino

Em 2009, as 11 refinarias da Petrobras instaladas no País processaram 1.791 mil bpd de carga fresca e produziram 1.823 mil bpd de derivados, com utilização média de 92% da capacidade de refino. Os campos brasileiros foram responsáveis por 79% do volume total do petróleo processado.

O programa de otimização das condições operacionais das refinarias para aumentar a produção de diesel contribuiu para uma redução na importação de 5,9 milhões de barris desse derivado.

Devido à crescente produção nacional de óleo pesado, a companhia vem investindo em novas unidades de refino e em melhorias tecnológicas para converter esse tipo de óleo em derivados de maior valor. Nesse sentido, em 2009 entrou em produção, na Refinaria Duque de Caxias, uma unidade de hidrotratamento da nafta proveniente da unidade de coqueamento retardado.

A qualidade dos combustíveis também foi objeto de expressivos investimentos em 2009. Para a gasolina, há melhorias sendo implementadas nas seguintes refinarias: Presidente Bernardes (RPBC), Duque de Caxias (Reduc), Gabriel Passos (Regap), Landulpho Alves (RLAM), Presidente Getúlio Vargas (Repar), Henrique Lage (Revap), Capuava (Recap) e Paulínia (Replan). Para a redução do teor de enxofre do diesel, vêm sendo realizados investimentos nas refinarias Revap, Repar, Recap e RLAM. Dessa forma, com esses investimentos, a cesta de derivados estará mais adequada à demanda e à qualidade requeridas.

As refinarias Regap, Repar, Replan, RPBC e Revap estão aptas a processar a tecnologia H-BIO, que possibilita a inclusão de óleo vegetal na corrente do diesel, resultando em um produto de alta pureza.

A capacidade de produção de propeno (produto de alto valor agregado) cresceu com a entrada em operação de novas unidades nas refinarias Repar e Replan. Incluindo a Reduc, a Revap e a Refap – que já operavam –, a capacidade total passou para 1.068.000 t/ano.

## Novos empreendimentos

### Refinaria Abreu e Lima

A Refinaria Abreu e Lima terá capacidade para processar 230 mil bpd de petróleo pesado e poderá produzir até 162 mil bpd de diesel com baixíssimo teor de enxofre, em conformidade com as especificações internacionais para esse combustível. Produzirá também GLP, nafta petroquímica, óleo combustível para navios e coque de petróleo.

As obras de terraplenagem estão em fase final. Foram iniciadas a construção e a montagem da casa de força, da estação de tratamento de água, da estação de tratamento de efluentes e dos tanques de água bruta, de óleo cru e de derivados, além dos prédios administrativos. Foram assinados os contratos para construção e montagem das principais unidades de processamento (hidrotratamento, destilação e coqueamento), das unidades de apoio à operação e do sistema de dutos de interligação da refinaria ao porto. O início de operação da refinaria está previsto para 2012.

### Refinarias *premium*

A Petrobras construirá duas refinarias *premium* para produzir derivados de elevada qualidade e baixo teor de enxofre, a partir do processamento de petróleo nacional. O perfil de produção dessas refinarias será voltado basicamente para a produção de destilados médios: diesel e QAV. Parte do coque produzido será consumido nas próprias unidades, para geração de vapor e energia.

A Refinaria Premium I, a ser construída em Bacabeira, no Maranhão, está programada para operar a partir de 2013, com capacidade de processamento de 300 mil bpd de óleo. Na segunda fase, prevista para 2015, atingirá a capacidade total de 600 mil bpd de óleo. O empreendimento contará com um terminal portuário para receber, armazenar e expedir granéis líquidos e sólidos.

A Premium II será construída em Caucaia, no Ceará, com capacidade para processar 300 mil bpd de óleo e início de operação previsto para 2013. A refinaria será interligada a um terminal portuário em Pecém por uma faixa de dutos de 11 km de extensão.

### Refinaria Potiguar Clara Camarão

Foram iniciadas em novembro as obras para a ampliação das instalações da Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), em Guamaré, no Rio Grande do Norte. Com capacidade de processamento de 30 mil bpd, a unidade é integralmente abastecida com petróleo proveniente do Rio Grande do Norte e do Ceará. Atualmente produz 8,5 mil bpd de diesel e 1,5 mil bpd de QAV. Em 2010, a

produção alcançará uma média diária de 10,1 mil barris de diesel e 1,7 mil barris de QAV.

Em novembro, foram iniciadas as obras da unidade de gasolina, que terá capacidade para produzir, aproximadamente 4,5 mil bpd de gasolina e 1,9 mil bpd de nafta petroquímica. O início de suas operações está previsto para dezembro de 2010, quando a refinaria atingirá a capacidade de 33 mil bpd.

## Comercialização

### Mercado interno

Os volumes comercializados pela Petrobras em 2009 foram impactados pela crise financeira internacional. A companhia comercializou no mercado interno 2.106 mil bpd, volume inferior em 1,9% ao de 2008. Os principais produtos em volume de vendas foram óleo diesel, gasolina, gás natural, GLP e nafta.

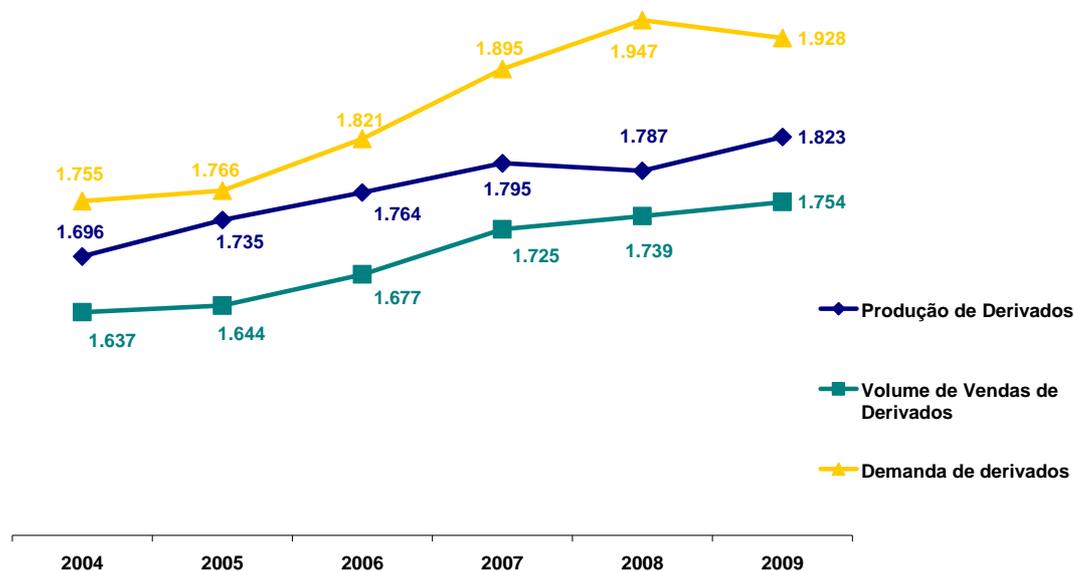
Ainda assim, as vendas de nafta aumentaram 8,6% em 2009, e o crescimento só não foi maior por conta da redução da demanda em janeiro e fevereiro. Enquanto isso, as de QAV subiram 5,3%. Houve aumento de demanda em função da redução do preço internacional do produto, da entrada de novos *players* na aviação civil e das promoções oferecidas pelas companhias aéreas, fatores que contribuíram para superar os efeitos adversos da conjuntura econômica do primeiro semestre.

A comercialização de GLP caiu 1,4%, essencialmente em função da queda da atividade industrial. As vendas de gasolina tiveram retração de 1,7%, devido a fatores como a diminuição da frota de veículos movidos exclusivamente a gasolina e o aumento da participação de outros *players*, com destaque para as gasolinas formuladas. Isso se refletiu na redução da participação de mercado da Petrobras.

Com relação ao óleo diesel, a queda de 2,6% nas vendas está associada à redução da atividade industrial, às maiores entregas por terceiros (importações e Refinaria Ipiranga), ao aumento do percentual de biodiesel e ao não funcionamento das térmicas a diesel do Sistema Interligado Nacional em 2009.

As vendas de óleo combustível (sem *bunker*) diminuíram 7,3%, principalmente devido ao menor consumo das indústrias e das termelétricas, em virtude das condições satisfatórias dos reservatórios das hidrelétricas.

Produção, Demanda e Venda de Derivados (mil bpd) no Brasil \*



\* Não incluídos: Alcoóis, Nitrogenados, Biodiesel e Gás Natural.

## Exportações x importações

As exportações de petróleo em 2009 atingiram 478 mil bpd, superando em 8,8% as de 2008. Já as de derivados, que totalizaram 227 mil bpd, registraram queda de 2,9%, em comparação com o ano anterior. As importações de petróleo ficaram em 397 mil bpd, o que representou um acréscimo de 6,4%, enquanto as de derivados somaram 152 mil bpd, com redução de 22,8%.

A importação de destilados médios, como diesel e QAV, caiu devido ao aumento da produção e dos investimentos contínuos na ampliação e na otimização do parque de refino. O volume de diesel importado ficou em 57 mil bpd, inferior em 42,5% ao de 2008, e o de QAV em 21 mil bpd, com redução de 22,2%.

O óleo combustível liderou mais uma vez as exportações em 2009, apesar da queda de 1,2% em relação a 2008. O volume total exportado desse derivado ficou em 150 mil bpd.

O saldo financeiro da Balança Comercial da companhia em 2009, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados, sem considerar gás natural, gás natural liquefeito (GNL) e nitrogenados, apresentou um superávit de US\$ 2,9 bilhões.

## **Petroquímica e Fertilizantes**

### **Petroquímica**

A atuação da Petrobras na área de petroquímica é integrada aos demais negócios da companhia, de modo a diversificar o portfólio de produtos e valorizar o petróleo e o gás natural.

O processo de consolidação da Quattor Participações – constituída por ativos petroquímicos da Petrobras, da Petroquisa e da Unipar – teve mais uma etapa concluída em 2009, com o fechamento do capital da Petroquímica União (PQU) e sua incorporação pela Polietilenos União. A empresa resultante dessa incorporação teve sua razão social alterada para Quattor Química S.A.

Após esse movimento, a Quattor Participações passou a deter 100% do capital total da Quattor Química, 99,4% da Quattor Petroquímica e 75% da Rio Polímeros. A Quattor Participações é controlada pela Unipar, que detém 60% do capital total. O restante ficou distribuído entre a Petrobras, que participa com 31,9%, e a Petroquisa, com 8,1%.

Em 2009, a Quattor concluiu as obras de ampliação de suas unidades de polipropileno (PP) e cumeno. Com o investimento, a capacidade de produção de PP aumentou em 190 mil t/ano, enquanto a de cumeno cresceu 100 mil t/ano.

Foram também concluídas a construção da nova unidade de polietilenos, com capacidade de produção de 230 mil t/ano de PEAD (Polietileno de Alta Densidade) e de PELBD (Polietileno de Baixa Densidade Linear), e a ampliação da unidade de químicos básicos, que elevará a produção em aproximadamente 420 mil t/ano. O montante desses investimentos, que fazem parte do plano de expansão da companhia, é de R\$ 2,4 bilhões.

A incorporação da Petroquímica Triunfo S.A. pela Braskem, nos termos do Protocolo e Justificação de Incorporação de 7 de abril de 2009, foi aprovada na Assembleia Geral Extraordinária da Braskem, em 30 de abril, e na da Triunfo, em 5 de maio. Essa operação concluiu a integração de ativos prevista no Acordo de Investimentos entre Braskem, Odebrecht, Petrobras, Petroquisa e Norquisa, celebrado em novembro de 2007 e aprovado pelo Cade em julho de 2008. Com a incorporação, a Petroquisa passou a deter 31% do capital votante e 25,3% do capital social total da Braskem.

### **Maior participação no setor petroquímico**

A Petrobras consolidou sua atuação no setor petroquímico, com aumento de sua participação na Braskem, empresa que se tornará a maior produtora de resinas

termoplásticas das Américas e terá mais vantagens competitivas para atuar em escala mundial.

Para essa operação, foram firmados, em janeiro de 2010, três acordos – de Investimento, de Acionistas e de Associação – entre a Petrobras, sua subsidiária Petrobras Química S.A. (Petroquisa), Braskem S.A., Odebrecht S.A. e Odebrecht Serviços e Participações S.A. Por esses acordos, a Petrobras amplia a sua participação societária na Braskem, com um aporte de R\$ 2,5 bilhões (destinados a aumentar o capital desta última) e a incorporação de suas participações direta e indireta na Quattor Participações, ampliando também os seus direitos políticos na Braskem.

Nos termos do Acordo de Acionistas, Odebrecht e Petrobras compartilharão as decisões da Braskem. A Odebrecht deterá 50,1% do capital votante da Braskem. A diferença entre as participações direta e indireta da Odebrecht e da Petrobras no capital total será de 2,33%.

Os acordos estipulam também que a Braskem assumirá, sob determinadas condições, as empresas que desenvolvem a primeira e a segunda gerações petroquímicas do Comperj e adquirirá, gradualmente, participação nas sociedades que desenvolvem os negócios do Complexo Petroquímico de Suape.

## Projetos

Os investimentos no setor petroquímico previstos no Plano de Negócio 2009-2013 somam US\$ 5,6 bilhões e representam aproximadamente 3% do total. Em 2009, destacaram-se:

**Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)** – Será composto por um sistema de unidades de primeira geração e refino que fornecerão petroquímicos básicos (eteno, polietileno e butadieno, entre outros) para as unidades de segunda geração, que os transformarão em petroquímicos finais. Esses compostos – como polietileno (PE), polipropileno (PP), estireno e etilenoglicol – são a matéria-prima da indústria de transformação (terceira geração) para a fabricação de produtos finais de consumo.

Como preparação para a entrada de potenciais sócios, foram constituídas as seis empresas do Comperj, criadas inicialmente como subsidiárias integrais da Petrobras: Comperj Estirênicos S.A., Comperj MEG S.A., Comperj PET S.A., Comperj Petroquímicos Básicos S.A., Comperj Poliolefinas S.A. e Comperj Participações S.A.

Nas obras do Comperj estão em andamento os serviços de terraplenagem, montagem da subestação de energia para a obra e elaboração do projeto executivo para construção do prédio de fiscalização.

**Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape)** – A etapa de terraplenagem foi concluída e houve avanços significativos nas fases de construção e montagem. Continuam em andamento o estaqueamento e as fundações do terreno destinado à unidade de PTA (ácido teraftálico purificado). Os principais equipamentos importados estão armazenados.

**Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe)** – Foram concedidas as licenças de construção e instalação das unidades de POY (filamentos de poliéster) e PET (polietileno tereftalato). Além disso, foram concluídas as negociações para o fornecimento de tecnologia e equipamentos para a unidade PET. Foi firmado também o contrato para a etapa de construção e montagem, enquanto a terraplenagem está sendo terminada.

Encontra-se em fase final a captação de financiamento para a PetroquímicaSuape e para a Citepe com instituições financeiras nacionais e estrangeiras. As negociações para o ingresso de outros parceiros continuam em andamento.

**Coquepar** – Em parceria com a Energy Investments e a Unimetal, a Petrobras construirá duas unidades de calcinação de coque de petróleo – no Rio de Janeiro e no Paraná –, voltadas principalmente para a produção de coque verde. A capacidade total de produção será de 700 mil t/ano.

## Fertilizantes

Em 2009, a crise financeira internacional provocou retração na demanda e queda de preços de vários produtos. A Petrobras vendeu 707 mil t de ureia e 207 mil t de amônia, produzidas em duas fábricas. A comercialização desses produtos gerou receita líquida de R\$ 582 milhões, valor inferior aos R\$ 925 milhões contabilizados em 2008.

A Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia (Fafen-BA) produziu, no ano, 218 mil t de ureia, volume menor que o do ano anterior, devido, entre outros fatores, à parada programada de manutenção, realizada em agosto e setembro. Já a produção da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados de Sergipe (Fafen-SE) foi de 407 mil t de ureia, também menor que a de 2008.

Com relação aos novos projetos, estão sendo desenvolvidos estudos de viabilidade para a instalação de duas novas unidades de produção de fertilizantes nitrogenados no país. A Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III – UFN III terá uma produção anual de 1,1 milhão de t de ureia e 796 mil t de amônia, com um consumo de 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Já a Unidade de Fertilizantes Nitrogenados IV – UFN IV produzirá 763 mil t de ureia e 1,1 milhão de t de metanol, entre outros produtos, e consumirá 4 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

Em setembro foi aprovada pelo Conselho de Administração a transferência dos negócios de Fertilizantes da diretoria de Abastecimento para a de Gás e Energia,

o que se efetivará a partir de 2010, com o objetivo de otimizar os resultados da cadeia do gás natural.

Dessa forma, os resultados obtidos no segmento de Fertilizantes em 2009 foram mantidos na área de negócio do Abastecimento.

## Transporte

### Transporte e armazenamento

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), subsidiária da Petrobras para o segmento de transporte e armazenamento de petróleo, derivados, etanol e gás natural, opera 7.453 km de oleodutos, 5.416 km de gasodutos e 47 terminais – 20 terrestres e 27 aquaviários –, além de 52 navios.

Em 2009, 57,1 milhões de t de petróleo e derivados foram transportadas por navio, volume inferior em 3,7% ao de 2008. A Transpetro movimentou, por seus dutos, 676 milhões de m<sup>3</sup> de líquidos, volume semelhante ao de 2008, além de uma média de 35 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, 24% abaixo da registrada no ano anterior, devido à queda na demanda industrial e à menor geração termelétrica.

### Novos navios

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef), da Transpetro, compreende a construção de 49 navios, que acrescentarão 4 milhões de toneladas de porte bruto (tpb) à tonelagem da frota atual e demandarão 680 mil t de chapas de aço em sua construção. O Promef permitirá a incorporação de novas tecnologias às embarcações. Dividido em duas fases, foi desenvolvido com base em três premissas: construir os navios no Brasil, alcançar o nível mínimo de nacionalização de 65% na primeira fase e de 70% na segunda fase.

Em setembro de 2009 ocorreram os dois primeiros batimentos de quilha (momento em que o primeiro bloco é instalado, em posição definitiva, no dique de construção do navio). O primeiro foi de um navio do tipo Suezmax (para transporte de óleo cru), enquanto o segundo contemplou um navio do tipo Produtos (para transporte de petróleo e etanol, com capacidade de 48 mil tpb). A previsão é que essas embarcações sejam lançadas ao mar em 2010.

A segunda fase do Promef, já iniciada, prevê a construção de 23 navios, dos quais dez foram contratados. Sete deles, construídos pela primeira vez no Brasil, são aliviadores de última geração, com posicionamento dinâmico e sistema de carregamento na proa. Os outros três são para transporte de *bunker* (óleo combustível de navio).

Para atender à demanda de transporte de biocombustíveis (sobretudo etanol) na hidrovia Tietê-Paraná, a Transpetro pretende construir 20 comboios, cada um composto por um empurrador e quatro barcaças. A capacidade individual do comboio está em torno de 7.200 m<sup>3</sup>.

## **Terminais e dutos**

No Terminal de Guamaré/RN, a infraestrutura marítima e terrestre será ampliada para permitir a movimentação de derivados da Refinaria Potiguar. O terminal receberá investimentos de R\$ 419 milhões e sua entrada em operação está prevista para o segundo semestre de 2010.

Em 2009, a malha de gasodutos operada pela Transpetro aumentou em aproximadamente 900 km, sendo 802 km no Norte, com a partida do gasoduto Urucu-Coari-Manaus e seus ramais, e o restante no Sudeste (16 km antecipados do Gasduc III, 45 km do Japeri-Reduc e 15 km do ramal de GNL na Baía de Guanabara).

Entrou em operação também a nova estação de bombeamento intermediária do oleoduto Osório-Canoas, no Rio Grande do Sul, que aumentou a capacidade de suprimento da Refinaria Alberto Pasqualini (Refap). Ao todo, foram investidos R\$ 250 milhões no oleoduto.

## **Plangás**

Como parte das iniciativas do Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás), o Terminal de Cabiúnas (Tecab), em Macaé, no Rio de Janeiro, recebeu novas instalações para ampliar sua capacidade de processamento de gás natural em 50%, atingindo 21 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Para garantir o escoamento da produção de GLP, na Baía de Guanabara, a Petrobras está ampliando as instalações do Terminal de Ilha Redonda e construindo um novo terminal na Ilha Comprida. Em Barra do Riacho, no Espírito Santo, também está sendo construído um novo terminal.

## **Programa de escoamento de etanol**

O Corredor de Escoamento de Etanol é um sistema de transporte dutoviário que contribuirá para que o País cumpra as metas de exportação de biocombustíveis e de redução das emissões de CO<sub>2</sub> na atmosfera, além de tornar mais seguro e eficiente o atendimento ao crescente mercado nacional. Seu escopo contempla adaptações e melhorias em instalações nas regiões Centro-Oeste e Sudeste; construção de novos dutos, terminais, centros coletores e estações intermediárias de bombeamento; e integração com outros modais.

Um exemplo são as obras de melhoria das instalações da Ilha d'Água, no Rio de Janeiro, iniciadas em 2009, que permitirão à Petrobras dobrar sua capacidade de exportação por esse terminal em 2010.

No projeto dutoviário, o traçado aproveita uma faixa de dutos, terminais e píeres existentes, passando por regiões onde há concentração de usinas produtoras de

etanol. No trecho entre Senador Canedo e Paulínia, em São Paulo, a execução ficará a cargo da PMCC, empresa formada por Petrobras, Mitsui e Camargo Corrêa. Já no trecho entre Paulínia e São Paulo, o investimento será realizado integralmente pela Petrobras.

A Hidrovia Tietê interligará as áreas produtoras de São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais e Goiás aos mercados de destino. Esse projeto envolve a integração entre transporte rodoviário, centros coletores, terminais aquaviários, transporte fluvial e dutoviário. Representa uma alternativa mais segura e eficiente, em grande escala, para o transporte do etanol, hoje realizado quase exclusivamente por caminhões-tanque.

## Distribuição

A Petrobras Distribuidora registrou em 2009 um novo recorde de vendas: 41.841,8 mil m<sup>3</sup>. Esse volume é 10,7% maior que o de 2008 e superou o crescimento do próprio mercado, de 2%. Dessa forma, a Petrobras Distribuidora manteve a liderança no setor e ampliou seu *market share*. Contribuiu para esse desempenho a incorporação do negócio de distribuição de combustíveis da Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

O volume de vendas foi o principal responsável pelo lucro líquido da Petrobras Distribuidora, de R\$ 1,5 bilhão, que superou em 11% o resultado de 2008. A subsidiária manteve sua liderança também no mercado global de combustíveis, com participação de 38% em 2009, o que representa um crescimento de 3,1 p.p.

No mercado de GLP, a Liquigás Distribuidora conquistou pela primeira vez o segundo lugar na distribuição nacional, ao atingir 22,4% de *market share* no ano.

No total, foram investidos R\$ 0,6 bilhão no segmento de Distribuição, com ênfase no desenvolvimento e na modernização da rede de postos de serviço; na melhoria da infraestrutura de operações e logística; no suporte aos clientes comerciais e industriais; na manutenção da infraestrutura de distribuição de GLP; na implantação do Centro Operativo de Distribuição de GLP em Duque de Caxias/RJ; e nos programas de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Destacam-se também o início da comercialização do S-50, um diesel menos poluente, produzido com menor teor de enxofre, e a inauguração de duas estações de abastecimento pioneiras no País: o eletroposto, no Rio de Janeiro, e a unidade para veículos a hidrogênio, em São Paulo.

Além disso, a Petrobras Distribuidora promoveu uma mudança na marca do Programa De Olho no Combustível. O objetivo foi retratar melhor a busca contínua pela qualidade dos combustíveis e valorizar a marca Petrobras e sua posição de liderança no mercado consumidor. Ao final de 2009, 6.467 postos estavam certificados.

## Gás Natural

A expansão da oferta de gás natural continuou em 2009, com a conclusão de importantes projetos voltados para a infraestrutura de produção e escoamento. A produção média, incluindo a de parceiros, atingiu 57,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, superando em 13% a de 2008. A oferta doméstica foi de 23 milhões de m<sup>3</sup>/dia, descontados o gás liquefeito e o utilizado no processo produtivo, a injeção e as perdas. Pelo gasoduto Bolívia-Brasil foi ofertada ao mercado brasileiro uma média de 21,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, descontado o gás de uso no sistema. O volume total importado de GNL regaseificado foi de 0,67 milhão de m<sup>3</sup>/dia. A oferta total ao mercado brasileiro foi de 45,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Os investimentos foram expressivos em 2009: a infraestrutura de transporte recebeu R\$ 9,6 bilhões, 60% a mais que em 2008. Foram destaques a conclusão dos terminais de importação de GNL e a expansão da capacidade da malha de gasodutos no País.

## Transporte de Gás Natural

A malha nacional de gasodutos de transporte da companhia teve incremento de 729 km em 2009 e atingiu 7.659 km, com a entrada em operação dos seguintes dutos:

- **Japeri-Reduc** – Com 45 km de extensão, interliga o eixo Rio-São Paulo (Gascar, em Japeri) ao sistema Tecab-Reduc (Gasduc III, na Reduc). Essa conexão permite o aproveitamento pleno da oferta de GNL do Terminal da Baía de Guanabara e do sistema Tecab-Reduc, para atendimento aos mercados do Rio de Janeiro e de São Paulo. A capacidade do Japeri-Reduc é de 25 milhões m<sup>3</sup>/dia.
- **Urucu-Coari-Manaus** – Esse empreendimento possibilitará o envio do gás de Urucu para consumo em Manaus e também em localidades entre Coari e Manaus, bem como a substituição do óleo combustível e do diesel utilizados nas usinas termelétricas por gás natural. Sua extensão total é de 661 km, tendo sido concluídos 383 km em 2009. A capacidade de escoamento é de 4,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia e pode atingir 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia com a instalação de estações de compressão.
- **Paulínia-Jacutinga** – O duto tem 93 km de extensão e capacidade de escoamento de 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esse ramal do gasoduto Bolívia-Brasil parte de Paulínia, em São Paulo, e segue até Jacutinga, no sul de Minas Gerais.
- **Ramal Gascav-UTG Sul Capixaba** – Esse ramal, com extensão de 10 km, parte da UTG Sul Capixaba, em Anchieta/ES, e possui duas pontas, uma

interligada ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória (Gascav) e outra à distribuidora BR-ES.

- **Ramal de gasoduto do terminal de GNL Baía de Guanabara** – Com 15 km de extensão, interliga o Terminal de GNL à Estação de Campos Elíseos, em Duque de Caxias/RJ.
- **Gasduc III** – Em dezembro de 2009, foram concluídas as obras de construção e montagem do gasoduto Gasduc III, com 183 km de extensão e capacidade para transportar 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O empreendimento interliga-se ao gasoduto Cabiúnas-Vitória, primeiro trecho do Gasene (Gasoduto Sudeste-Nordeste), transportando o gás natural das bacias de Campos e Espírito Santo para atender à região Sudeste. A inauguração desse gasoduto está prevista para o início de 2010.
- **Gasene** – As obras desse gasoduto, que interliga as malhas Sudeste e Nordeste, estão dentro do cronograma. O trecho Cacimbas-Catu, com 949 km de extensão e capacidade de escoamento de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia, começará a operar em 2010.

## Gás Natural Liquefeito

Foi inaugurado em 2009, na Baía de Guanabara, o segundo terminal de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) do País, com capacidade de produção de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O terminal dá continuidade ao Projeto GNL Petrobras, concebido para dar maior flexibilidade e segurança à oferta de gás natural ao mercado brasileiro.

O terminal de Pecém regaseificou 0,54 milhão de m<sup>3</sup>/dia em 2009. O gás processado destinou-se ao mercado não térmico e à geração de energia elétrica nas usinas Termoceará, Termofortaleza, Jesus Soares Pereira (Rio Grande do Norte) e Termopernambuco.

A Petrobras afretou mais uma embarcação, o Golar Winter, com capacidade de regaseificação de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O navio pode armazenar até 138 mil m<sup>3</sup> de GNL, o equivalente a 86 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

Em 2009, a Petrobras e as empresas BG Group, Repsol e Petrogal formalizaram a criação de uma *joint venture* para desenvolver o FEED (Front End Engineering and Design), com o objetivo de construir uma unidade de liquefação de gás natural embarcada (GNLE), projeto inédito no mundo. Uma das soluções tecnológicas de transporte para escoar o gás natural produzido nas camadas de Pré-Sal, essa unidade vai operar na Bacia de Santos, a 300 km da costa. A capacidade de processamento será de aproximadamente 14 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás associado. Na unidade de GNLE os produtos processados serão armazenados e transferidos para navios metaneiros, que farão o transporte até o mercado consumidor.

## **Comercialização de Gás Natural**

Em 2009, a Petrobras adotou uma nova modalidade de contratos de curto prazo para a venda de gás natural e realizou nove leilões eletrônicos para a comercialização do produto no novo sistema.

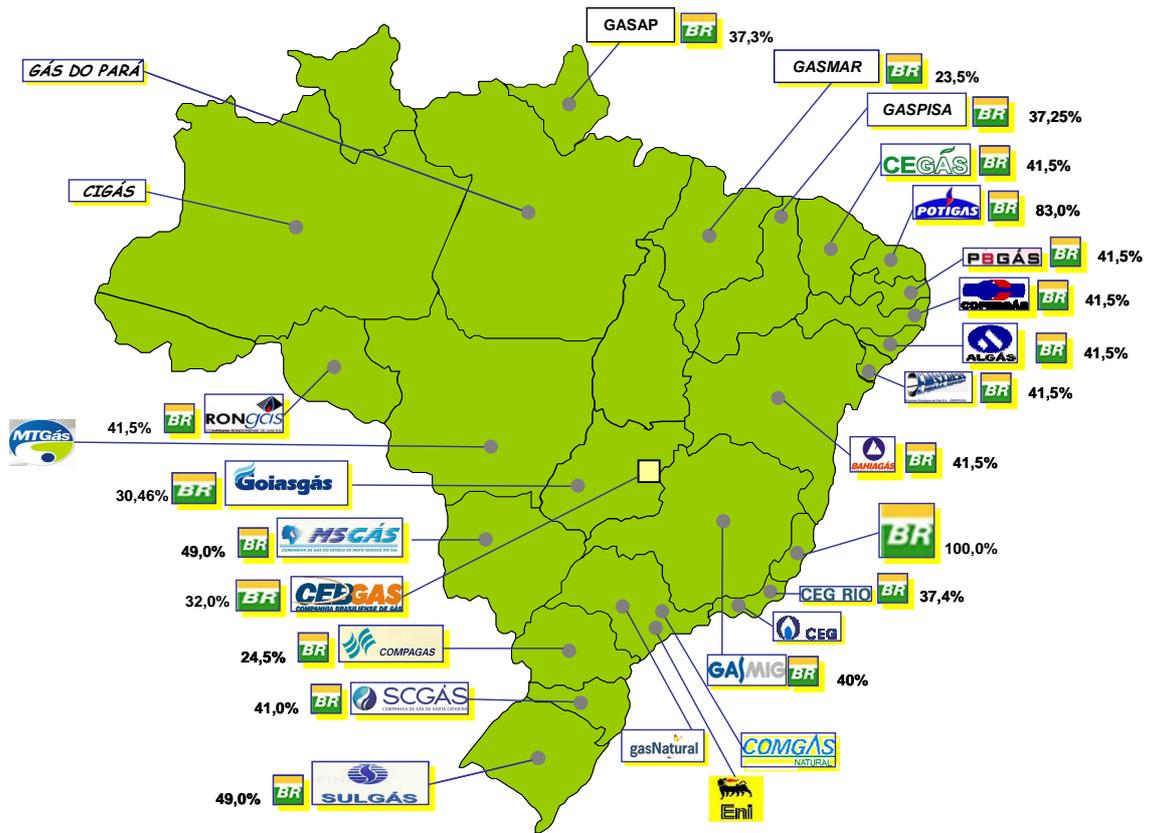
Nos oito primeiros leilões, foram oferecidos ao mercado volumes de gás natural previstos nos contratos com as distribuidoras estaduais, mas não utilizados, com descontos médios de 36% em relação aos preços contratuais.

O nono leilão marcou o início do desenvolvimento do mercado secundário de gás natural no País. Além do prazo de fornecimento de seis meses, novas regras incentivam a redução progressiva do preço com o aumento do consumo.

## **Distribuição de Gás Natural**

O volume médio de gás natural comercializado pelas distribuidoras ficou em 37 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A participação da Petrobras em 20 das 27 distribuidoras estaduais em todo o Brasil, com percentuais que variam de 24% a 100%, manteve o mesmo perfil em 2009.

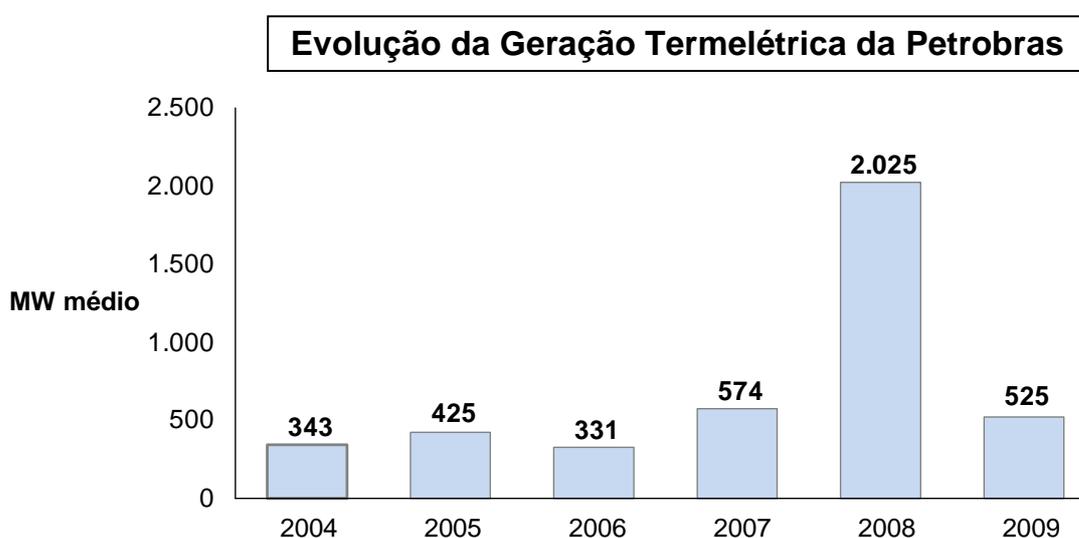
No que se refere aos segmentos não termelétricos, o consumo em cogeração foi 8% maior que o de 2008. O consumo residencial cresceu 2%, enquanto o comercial, o industrial e o automotivo registraram queda de 3%, 15% e 13%, respectivamente.



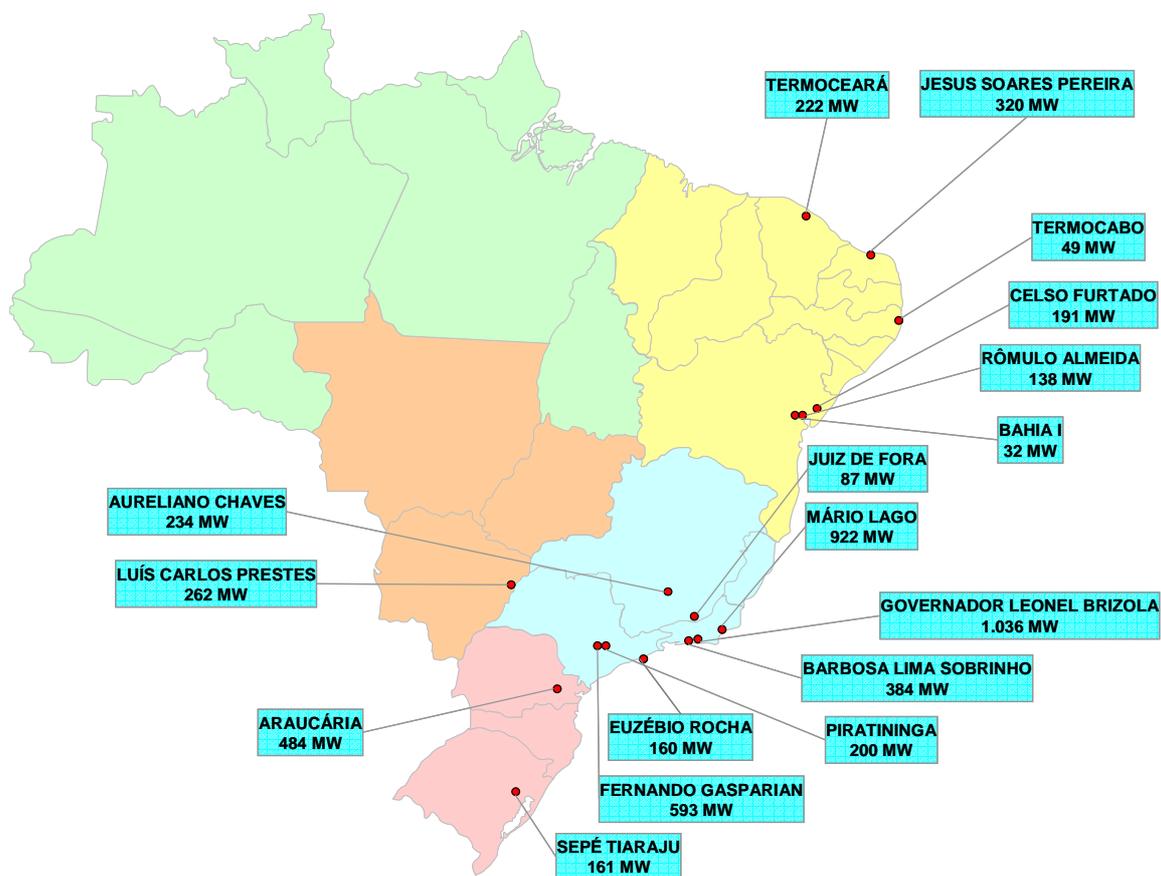
## Energia Elétrica

No ano de 2009, a Petrobras gerou 525 MW médios para o Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio das 17 usinas termelétricas (UTES) próprias ou alugadas que compõem o seu parque gerador termelétrico, com capacidade instalada de 5.476 MW.

A menor geração em 2009, quando comparada com 2008, é resultado das condições hidrológicas favoráveis do País, que mantiveram elevados os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas, dispensando na maior parte do ano o fornecimento das UTES da Petrobras.



## CAPACIDADE DO PARQUE TERMELÉTRICO DA PETROBRAS



## Investimentos

Os investimentos na área de energia elétrica atingiram R\$ 1,4 bilhão, o dobro do ano anterior.

Projetos concluídos em 2009:

- **UTE Euzébio Rocha** – Localizada em Cubatão/SP, a termelétrica tem capacidade instalada de 208 MW e opera em sistema de cogeração, produzindo energia elétrica e vapor a partir do gás natural. Parte da energia elétrica gerada abastecerá o Sistema Interligado Nacional (SIN), pois a usina foi vencedora do Leilão A-5 para a comercialização de 141 MW a partir de 2010. A parte remanescente atenderá à Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) com 48 MW de energia elétrica e 415 t/h de vapor.
- **UTE Juiz de Fora (MG)** – Foram concluídas as obras de conversão da usina para operar com dois tipos de combustível: gás e etanol. Com a nova tecnologia, 42 MW de sua capacidade instalada serão movidos a etanol. Será a primeira termelétrica do mundo a utilizar esse combustível na produção de energia.

Projeto iniciado em 2009:

- **Fechamento de Ciclo da UTE Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas/MS)** – O projeto tem como objetivo aumentar a capacidade instalada da UTE de 262 MW para 368 MW, por meio do fechamento de ciclo, com a instalação de quatro caldeiras recuperadoras e duas turbinas a vapor. A unidade ampliada entrará em operação comercial em 2011.

## Participação da Petrobras em empreendimentos de geração

O portfólio do setor de Gás e Energia possui participações em 15 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e oito termelétricas a óleo. Considerando os ativos em operação comercial e os que estão em fase de construção, esses empreendimentos totalizam uma capacidade instalada de 1.471 MW.

Usinas concluídas em 2009:

- **Termelétrica a óleo combustível Goiânia II (Brentech)** – Localizada em Goiás, a usina tem capacidade instalada de 140 MW e garantia física de 65 MW médios. O empreendimento é uma parceria da Petrobras (30%) com a GenRent do Brasil Ltda. (70%).
- **Termelétrica a óleo diesel Potiguar III** – Localizada no Rio Grande do Norte, tem capacidade instalada de 66 MW e garantia física de 29 MW médios. O empreendimento é uma parceria da Petrobras (20%) com a Global Energia Participações Ltda. (80%).

- **Termelétrica a óleo diesel Potiguar** – Localizada no Rio Grande do Norte, tem capacidade instalada de 53 MW e garantia física de 27 MW médios. O empreendimento é uma parceria da Petrobras (20%) com a Global Energia Participações Ltda. (80%).
- **PCH Monte Serrat** – Localizada no Rio de Janeiro, possui capacidade instalada de 25 MW e garantia física de 18,3 MW médios. O empreendimento é uma parceria da Petrobras (49%) com a Global Energia Participações Ltda. (51%).
- **PCH São Simão** – Localizada no Espírito Santo, possui capacidade instalada de 27 MW e garantia física de 15,2 MW médios. O empreendimento é uma parceria da Petrobras (49%) com a Global Energia Participações Ltda. (51%).
- **PCH São Pedro** – Localizada no Espírito Santo, possui 30 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios. O empreendimento é uma parceria da Petrobras (49%) com a Global Energia Participações Ltda. (51%).
- **PCH Retiro Velho** – Localizada em Goiás, tem 18 MW de capacidade instalada e garantia física de 11,1 MW médios. O empreendimento é uma parceria da Petrobras (49%) com a Global Energia Participações Ltda. (51%).

## Participação da Petrobras em empreendimentos de geração

SITUAÇÃO ATUAL	TIPO	USINA	REGIÃO	ESTADO	CAPACIDADE INSTALADA (MW)	PARTICIPAÇÃO PETROBRAS (%)	CAPACIDADE PETROBRAS (MW)	
Em Operação	PCH	São Joaquim	SE	ES	21	49	10,3	
		Fumaça 4		ES	4,5	49	2,2	
		São Pedro		ES	30	49	14,7	
		São Simão		ES	27	49	13,2	
		Calheiros		RJ	19	49	9,3	
		Santa Fé		RJ	30	49	14,7	
		Monte Serrat		RJ	25	49	12,3	
		Funil		MG	22,5	49	11,0	
		Carangola		MG	15	49	7,4	
		Bonfante		MG	19	49	9,3	
		Irara		GO	30	49	14,7	
		Retiro Velho		GO	18	49	8,8	
		Jataí		GO	30	49	14,7	
	<b>Total PCH</b>							<b>142,6</b>
	UTE O.C.	Tambaqui	N	AM	83	30	24,9	
		Jaraqui		AM	83	30	24,9	
		Manauara		AM	85	52	44,2	
	<b>Total Óleo Combustível (O.C.)</b>							<b>94,0</b>
	UTE O.D.	Brentech	CO	GO	140	30	42,0	
		CEP	NE	RN	118	20	23,6	
<b>Total Óleo Diesel (O.D.)</b>							<b>65,6</b>	
<b>Total dos Empreendimentos em Operação</b>							<b>302,2</b>	
Em Construção	PCH	Areia	N	TO	11,4	14	1,6	
		Água Limpa		TO	14	14	2,0	
	<b>Total PCH</b>							<b>3,6</b>
	UTE O.C.	Arembepe	NE	BA	148	30	44,4	
Camaçari Muricy I		BA		148	49	72,5		
<b>Total dos Empreendimentos em Construção</b>							<b>116,9</b>	
<b>TOTAL DA CAPACIDADE INSTALADA</b>					<b>1.121,4</b>			
<b>TOTAL PETROBRAS</b>							<b>422,7</b>	

## Energia Eólica

A companhia desenvolveu projetos próprios em locais onde vem realizando a medição do potencial eólico há anos.

A Usina Eólica Piloto de Macau, primeiro projeto de energia eólica da Petrobras, possui 1,8 MW instalados e completou seis anos de operação. Desde sua implantação, produziu 28.164 MWh e evitou a emissão de aproximadamente 1,2 mil t/ano de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

A Petrobras participou do primeiro leilão de energia de reserva exclusivo para geração eólica, no qual vendeu 49 MW médios, correspondentes a 104 MW de capacidade instalada. Os quatro empreendimentos vencedores – Mangue Seco 1, 2, 3 e 5, no Rio Grande do Norte – contam com 52 aerogeradores e participação da Petrobras de 49%, 51%, 49% e 49%, respectivamente.

## Leilões de Energia Elétrica – Nova Modalidade Contratual

Em 2009, houve dois leilões eletrônicos, nos quais foram comercializados contratos PPA (Power Purchase Agreements) com prazos de fornecimento de um a seis meses. No primeiro leilão, foram comercializados 63 MW médios para fornecimento nos submercados Norte, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Na segunda edição, o montante vendido foi de 84 MW médios.

## BIOCOMBUSTÍVEIS

### Biodiesel

A Petrobras Biocombustível opera com três usinas que produzem biodiesel, localizadas nos municípios de Candeias (BA), Quixadá (CE) e Montes Claros (MG). Investimentos em melhorias operacionais, realizados em 2009, ampliaram a capacidade total de produção dessas plantas de 171 para 326 mil m<sup>3</sup>/ano. Encontra-se atualmente em andamento a obra de duplicação da seção de transesterificação (processo de separação da glicerina do óleo vegetal) da usina de Candeias, que agregará mais 108 mil m<sup>3</sup>/ano à capacidade instalada. Em agosto de 2010, data prevista para a conclusão da duplicação, a capacidade total das três usinas passará a ser de 434 mil m<sup>3</sup>/ano.

A Petrobras Biocombustível adquiriu recentemente da empresa BSBIOS participação acionária de 50% na usina de biodiesel de Marialva, no estado do Paraná. Sua entrada em produção está prevista para abril de 2010, com capacidade para produzir 120 mil m<sup>3</sup>/ano de diesel.

Além desses empreendimentos, a Petrobras Biocombustível está adaptando uma planta experimental em Guamaré/RN para operação comercial. Essa unidade demonstrou e consolidou a tecnologia Petrobras de biodiesel, que permite processar uma gama muito variada de matérias-primas existentes no Brasil. A usina deverá operar comercialmente até o final do primeiro semestre de 2010 e terá capacidade de produção de 15 mil m<sup>3</sup>/ano. Uma segunda planta experimental, também em Guamaré, receberá em 2010 recursos para o desenvolvimento de tecnologia para a produção de biodiesel completamente renovável, substituindo o metanol pelo etanol no processo de produção.

Encontra-se em fase de estudos e projeto, para a região Norte do País, uma nova usina de biodiesel que utilizará como matéria-prima o óleo de palma. Esse empreendimento, com entrada em operação prevista para 2012, acrescentará mais 120 mil m<sup>3</sup>/ano de capacidade ao portfólio da Petrobras Biocombustível.

Com todos esses empreendimentos, a capacidade total de produção da Petrobras Biocombustível atingirá 650 mil m<sup>3</sup>/ano de biodiesel em 2012.

## Suprimento agrícola

A Petrobras Biocombustível segue as diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB). Suas usinas possuem o Selo Combustível Social, criado pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário. A companhia está firmando parcerias com entidades representativas de agricultores familiares para fornecimento de oleaginosas. A meta é trabalhar com 80 mil famílias nas regiões onde estão localizadas as usinas, com assinatura de contratos de longo prazo, garantia de preços justos, distribuição de sementes e prestação de assistência técnica, além de um programa inicial de correção de solo.

Até o final de 2009, a Petrobras Biocombustível tinha contratado um total de 59.611 agricultores familiares, garantindo 174.319 ha de área plantada, dos quais 136.789 ha de mamona e 37.530 ha de girassol. A estratégia de suprimento agrícola da subsidiária tem como premissa garantir a estruturação da cadeia produtiva da agricultura familiar de forma sustentável, considerando os aspectos econômicos, sociais e ambientais.

Para aumentar a produtividade de oleaginosas no semiárido e garantir a obtenção, a manutenção e o uso do Selo Combustível Social na safra 2008/2009, foram distribuídas 407 t de sementes, das quais 261 t de mamona e 145 t de girassol. Os custos com assistência técnica atingiram aproximadamente R\$ 12 milhões. Na mesma safra, a Petrobras Biocombustível adquiriu da agricultura familiar 32,8 mil t de grãos, a um custo de aproximadamente R\$ 34,7 milhões.

## Etanol

Em dezembro, a Petrobras Biocombustível ingressou no capital social da Total Agroindústria Canavieira S.A., passando a deter 40,4% das ações da empresa. Essa parceria marca a entrada da empresa na produção de etanol.

A Total possui uma usina de etanol no município de Bambuí/MG, com capacidade instalada de 100 milhões de litros/ano de etanol hidratado. A parceria viabilizará a ampliação da usina para uma capacidade total de 203 milhões de litros/ano, gerando um excedente de energia elétrica para comercialização de 38,5 MW, a partir do aproveitamento do bagaço de cana-de-açúcar.

Em 2009, a Petrobras continuou investindo fortemente para ampliar a comercialização de etanol no mercado externo, com o objetivo de consolidar as relações de longo prazo com seus clientes e promover a abertura de novos mercados globais. O volume de etanol comercializado pela companhia foi de aproximadamente 330 mil m<sup>3</sup>, principalmente para Ásia e Estados Unidos, o que equivale a 11% do total exportado pelo País.

As exportações de 2009 foram resultado, sobretudo, das operações de álcool industrial para a Ásia (Coreia e Japão) e das operações de etanol hidratado

combustível realizadas via CBI (Caribbean Basin Initiative), mecanismo criado pelos Estados Unidos para impulsionar o desenvolvimento econômico dos países da América Central e do Caribe. Esse mecanismo isenta de tarifas de importação os produtos industrializados naqueles países, entre os quais o etanol. Esse incentivo favoreceu a manutenção da rentabilidade nas operações de exportação para os Estados Unidos e abriu novas oportunidades de negócios para o mercado europeu.

Como parte da estratégia de comercialização do etanol, destaca-se a atuação da Petrobras International Financial Company (PifCo), responsável pelas operações *offshore* da companhia; da Petrobras Singapore Private Ltd. (PSPL), responsável pelas operações de álcool industrial na Ásia; e da Brazil Japan Ethanol (BJE), *joint venture* entre a Petrobras e a Nippon Alcohol Hanbai KK, criada especificamente para desenvolver o mercado japonês.

Com o objetivo de intensificar suas operações no mercado internacional, a Petrobras alocou *traders* dedicados ao etanol em seus escritórios de Londres e Cingapura, pontos que concentram as operações de *trading* da companhia para os mercados europeu e asiático.



## INTERNACIONAL

### Atuação internacional

As descobertas na camada Pré-Sal levaram a um realinhamento da estratégia de atuação internacional da Petrobras, que passou a adotar as seguintes orientações, complementares ao portfólio nacional:

- Conquista de mercados, crescimento em *downstream* e alinhamento do portfólio aos segmentos nacionais, de modo a valorizar os negócios da companhia, integrar a cadeia de produtos e torná-los mais rentáveis.
- Ampliação dos negócios de gás natural para complementar o mercado brasileiro, cumprindo o compromisso de responsabilidade com a segurança energética do País.
- Gestão integrada dos recursos críticos em *upstream*, para otimizar a alocação dos recursos da companhia, a fim de permitir o desenvolvimento dos projetos nacionais e internacionais.

Para viabilizar a execução das estratégias internacionais, a companhia atua em 24 países e em todos os segmentos da indústria petrolífera:

- **Exploração e Produção** – Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Equador, Estados Unidos, Índia, Irã, Líbia, México, Moçambique, Namíbia, Nigéria, Paquistão, Peru, Portugal, Senegal, Tanzânia, Turquia, Uruguai e Venezuela.
- **Refino** – Argentina, Estados Unidos e Japão.
- **Distribuição** – Argentina, Chile, Colômbia, Paraguai e Uruguai.
- **Petroquímica e Energia Elétrica** – Argentina.

A Petrobras possui escritórios de representação em Nova York, Londres, Tóquio, Pequim, Cingapura e Lisboa e mantém acordos de cooperação com diversos países, voltados para o desenvolvimento recíproco da cadeia produtiva de petróleo.

A produção internacional, em 2009, foi de 140,7 mil bpd de óleo e 16,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural, volumes que representam, respectivamente, 6,7% e 24,7% do total produzido pela companhia. Foram também processados 196,6 mil bpd de óleo nas quatro refinarias da Petrobras no exterior (duas na Argentina, uma no Japão e uma nos Estados Unidos), cujas capacidades somam 280,8 mil bpd de óleo.

As reservas provadas internacionais ficaram em 0,69 bilhão de boe, volume 30% inferior ao de 2008 e que corresponde a 5% das reservas totais da companhia, segundo o critério ANP/SPE. A redução se deve ao volume produzido no ano (87 milhões de boe) e à não divulgação de reservas provadas na Bolívia para atender à Nova Constituição Política do Estado, que proíbe a anotação e o registro da propriedade de reservas de óleo e gás por empresas privadas no país. Essa redução foi parcialmente compensada pela incorporação de reservas provadas na Nigéria.

No ano, os investimentos internacionais somaram R\$ 6,8 bilhões, dos quais 61% foram destinados ao segmento de E&P, sendo 16% à exploração e 45% à produção de óleo e gás. Os segmentos de Refino e Petroquímica receberam 18% dos recursos e os setores de Distribuição, de Gás e Energia e Corporativo receberam 17%, 3% e 1%, respectivamente.

A companhia direcionou investimentos também para a gestão, dando continuidade ao Programa de Processos de Integração Internacional (Proani). Esse programa destina-se a implementar um modelo único de gestão, para facilitar a identificação de novas oportunidades de negócios, a troca de informações e o desenvolvimento profissional de funcionários no exterior. Os Estados Unidos estão sendo integrados ao programa, adotado com sucesso na Argentina, em Angola e no Chile.

## **Desenvolvimento de negócios**

### **América do Sul**

A companhia concluiu, em 2009, o processo de aquisição dos ativos de distribuição da Esso Chile Petrolera. O valor da operação foi de aproximadamente US\$ 400 milhões e incluiu 230 postos, comercialização em aeroportos e terminais de distribuição, além de 16% do mercado varejista e 7% do mercado industrial. A Petrobras assinou também acordo para a compra de ativos da Chevron Chile SAC, produtora e comercializadora de lubrificantes, pelo valor de aproximadamente US\$ 12 milhões. Essa aquisição, que contempla uma planta de lubrificantes com capacidade de produção de 15.900 m<sup>3</sup>/ano e 23 tanques de armazenamento, permitirá à companhia aumentar para 6% a sua participação no mercado chileno de lubrificantes. Em agosto foi inaugurado o primeiro posto da marca Petrobras no Chile, dando início à conversão da marca dos postos adquiridos.

A companhia também adquiriu a concessão de exploração de dois blocos na bacia de Punta del Este, no Uruguai, onde será operadora com participação de 40%, e arrematou duas áreas de exploração na província de Neuquén, na Patagônia argentina.

A Petrobras Energia, subsidiária argentina da companhia, aprovou a venda dos ativos do segmento de fertilizantes. Serão transferidos ativos físicos, marcas, rede comercial e pessoal vinculados à operação, incluindo uma planta para a produção de fertilizantes na cidade de Campana, na Argentina.

## **América do Norte**

Em 2009, a Petrobras America Inc., subsidiária da Petrobras nos Estados Unidos, adquiriu a participação de 50% do Transcor Astra Group na Pasadena Refining Systems, Inc. (PRSI). O valor de compra, definido e proferido em processo arbitral, foi de US\$ 466 milhões, pagos quando o Astra Group decidiu exercer a opção de venda de sua participação. Com essa transação, a Petrobras passou a controlar 100% da PRSI.

A companhia também anunciou a descoberta de petróleo no poço Tiber-1, no Golfo do México, do qual participa com 20%. Além disso, concluiu a conversão do FPSO destinado aos campos de Cascade e Chinook (Estados Unidos), onde será a operadora. Em 2010, a Petrobras iniciará suas atividades de produção nas águas do Golfo do México.

## **África**

Na Nigéria, foi aprovado o projeto de desenvolvimento do campo de Egina e iniciada a produção do campo de Akpo. A Petrobras detém uma participação de 16% em cada um deles.

Em Angola, foram anunciadas descobertas de petróleo nos poços N'goma-1 e Cabaça Grande 1 – localizados no bloco 15/06, onde a companhia detém 5% de participação – e no poço Manganês-1, no bloco 18/06, onde a Petrobras é operadora, com 30% de participação.

No mar da Namíbia, a companhia adquiriu participação em um bloco de exploração.

## **Ásia**

Em 2009, iniciou-se no Japão a produção da gasolina com 3% de etanol, em parceria com a empresa Japan Alcohol Trading. A Refinaria de Okinawa (Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha – NSS), controlada pela Petrobras, será a fornecedora de gasolina para a produção do novo combustível, mais ecológico e eficiente.

Na Turquia, foi assinado o contrato para cessão da sonda que irá operar no Mar Negro, no poço Sinop, do qual a Petrobras é operadora.

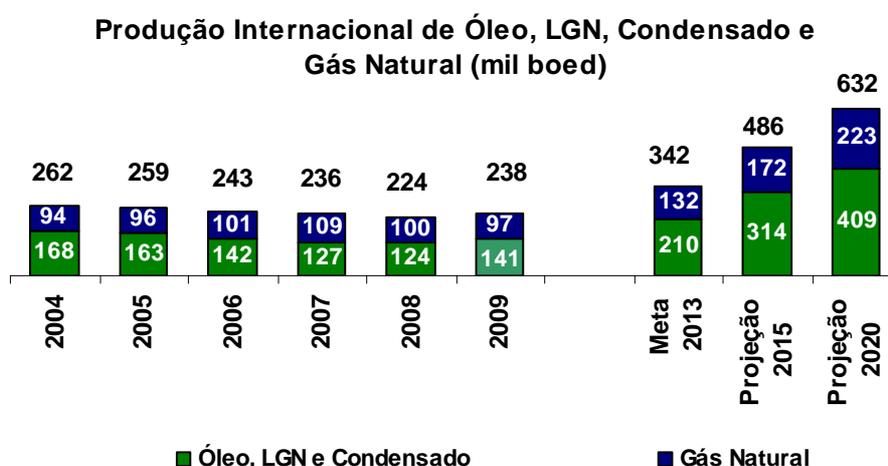
No estaleiro Samsung, na Coreia do Sul, foram concluídos a construção e os testes de mar do navio-sonda Petrobras 10000, que seguiu para Angola, onde irá operar nos blocos 18/06 e 26. O navio-sonda Petrobras II 10000 está em construção no mesmo estaleiro e tem previsão de entrega para junho de 2010.

## Europa

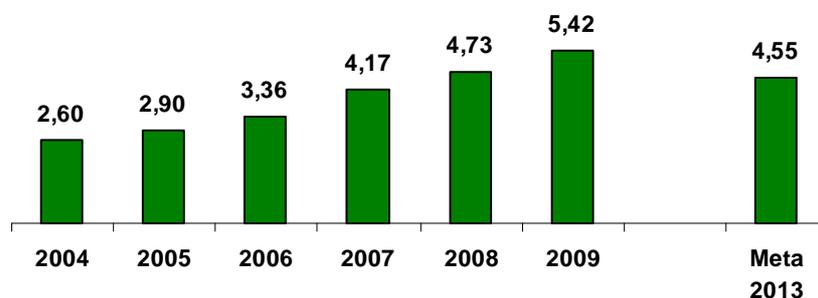
A Petrobras abriu um escritório em Portugal paralelamente ao início das atividades de exploração na costa desse país. A companhia detém os direitos de quatro blocos, onde atua como operadora, em associação com parceiros.

## Expansão dos negócios

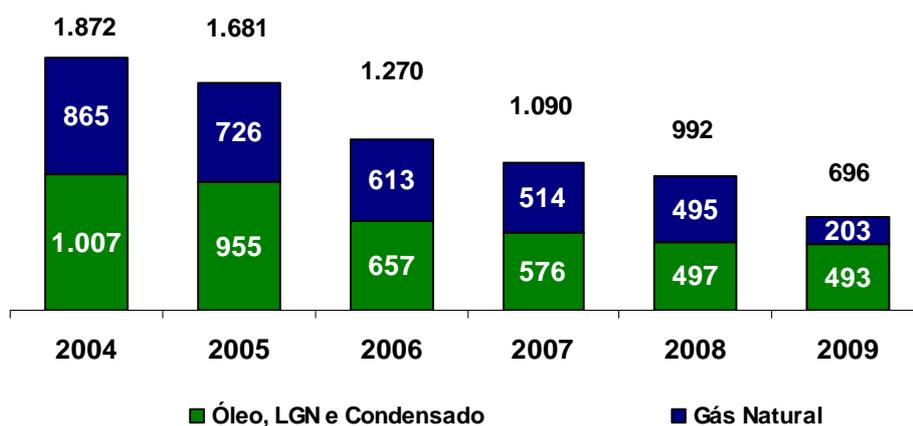
O Plano de Negócios 2009-2013 da companhia prevê um investimento total de US\$ 15,9 bilhões para as atividades internacionais. O segmento de E&P receberá 79% dos recursos – a maior parte destinada ao desenvolvimento e à manutenção da produção dos ativos nos Estados Unidos, Nigéria, Angola e Argentina. Os segmentos de Refino, Transporte, Comercialização e Petroquímica ficarão com 7% dos recursos, dos quais aproximadamente 40% voltados para novos negócios. Gás e Energia e Distribuição receberão 13%, destinados principalmente a novos negócios.



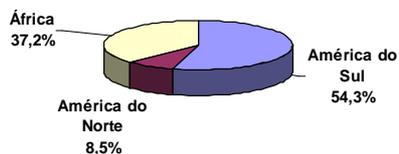
Custo Unitário de Extração Internacional (US\$/bbl)



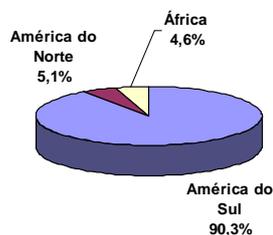
Reservas Provas Internacionais de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural - Critério SPE (milhões de boe)



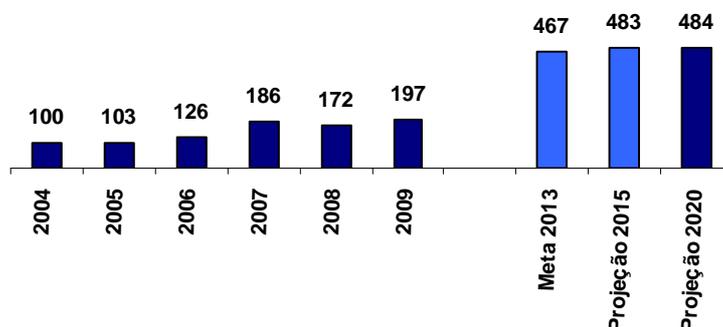
Reservas Provas Internacionais de Óleo e Condensado por Região - Critério SPE



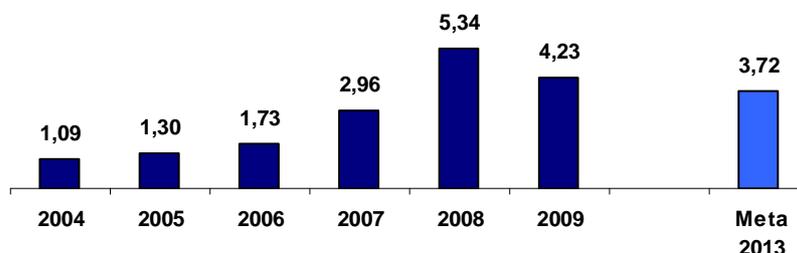
Reservas Provas Internacionais de Gás Natural por Região - Critério SPE



Carga Processada - Internacional (mil bpd)



Custo Operacional do Refino - Internacional (US\$/bb)



## Pesquisa & Desenvolvimento

### Capital de domínio tecnológico

Para garantir suporte tecnológico às metas de crescimento de suas áreas de negócios, a Petrobras dedica recursos significativos a Pesquisa & Desenvolvimento (P&D). Em 2009, a empresa investiu aproximadamente R\$ 1,5 bilhão em P&D.

Boa parte desse investimento, em torno de R\$ 500 milhões, foi destinada a projetos com universidades e institutos de pesquisa brasileiros, em parcerias que vêm impulsionando o desenvolvimento tecnológico nacional na área de energia. Nesse sentido, destaca-se a inauguração de laboratórios de padrão mundial de excelência, dedicados a temas estratégicos para o negócio da companhia. Com instalações experimentais de ponta e projetos avançados de P&D em mais de 80 instituições de Ciência & Tecnologia de vários estados, a Petrobras proporciona um salto qualitativo à pesquisa no Brasil.

O Centro de Pesquisas & Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), da Petrobras, o maior centro de pesquisas aplicadas do Hemisfério Sul,

está sendo ampliado. A expansão, a ser concluída em 2010, duplicará as áreas dedicadas a P&D. Seus 2.100 empregados formam um corpo técnico altamente qualificado: 60% dos profissionais têm curso superior e, desses, 56% possuem mestrado ou doutorado.

## Exploração e Produção

A Petrobras vem se dedicando intensamente às pesquisas relacionadas ao desenvolvimento da produção do polo Pré-Sal e concluiu, em 2009, importantes etapas desse trabalho. Foram consolidados os modelos geológicos das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, a partir dos quais será possível determinar, com maior precisão, as áreas mais favoráveis à ocorrência de novos reservatórios.

A companhia obteve resultados tecnológicos importantes para a redução dos custos no Pré-Sal. Ensaios de corrosão em condições severas e análises de efeitos de interação entre as rochas carbonáticas (que formam os reservatórios do Pré-Sal) e os materiais utilizados na produção reduziram em 20% os custos de perfuração e geraram uma economia de US\$ 20 milhões por poço, com a substituição da metalurgia. Houve também uma redução significativa no tempo de perfuração na área do Pré-Sal, levando-se a economias no uso de sondas.

Os avanços da pesquisa contribuíram ainda para aumentar a recuperação do petróleo no Pré-Sal, garantir o escoamento do óleo e reduzir o impacto de precipitados (parafinas e asfaltenos) que podem prejudicar o fluxo do óleo.

Merece destaque a padronização dos projetos de plantas de processamento para oito unidades flutuantes de produção e estocagem de petróleo (FPSOs) que deverão ser utilizadas na área do Pré-Sal. Esse trabalho contribuiu para definir a solução técnico-econômica mais adequada para a nova província.

## Gás e Energia

A companhia obteve avanços nas soluções tecnológicas para o aproveitamento do gás natural do Pré-Sal. Um exemplo é a tecnologia GTL (*gas to liquids*), pela qual o gás natural é processado e transformado em óleo sintético. Para realizar esse processamento em embarcações *offshore*, está em fase final de construção uma planta-piloto de GTL embarcado, que permitirá, a partir de 2010, avaliar essa tecnologia para uso nos Testes de Longa Duração (TLD) nos reservatórios do Pré-Sal.

A liquefação do gás natural é outra alternativa para o transporte *offshore* de gás. A Petrobras está desenvolvendo, com grandes empresas internacionais de engenharia, projetos básicos de unidades flutuantes de gás natural liquefeito, com tecnologia inédita no cenário mundial. Essas unidades poderão receber e processar o gás das unidades de produção.

## **Abastecimento**

Com o objetivo de ampliar o processamento dos petróleos nacionais de elevada acidez, a Petrobras implementou, em 2009, uma nova metodologia para aperfeiçoar o planejamento das misturas de óleo nas refinarias. Assim, foi possível aumentar o processamento de petróleo em 60 mil bpd, reduzir a importação de óleo leve e aprimorar a confiabilidade dos processos de refino.

Na área de combustíveis, foi desenvolvida uma nova formulação para a Gasolina Podium da Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), que reduziu a importação de componentes e gerou ganhos econômicos de 6% em relação à tradicional. Além disso, a tecnologia H-BIO, desenvolvida pela Petrobras para produzir óleo diesel a partir do coprocessamento de óleos vegetais, foi aprimorada para reduzir a formação de gases oriundos do processo.

## **Biocombustíveis**

A produção de biodiesel cresceu em 2009 devido à ampliação em 90% da capacidade das plantas industriais de Candeias/BA, Quixadá/CE e Montes Claros/MG. A Unidade Experimental de Guamaré/RN, que produz biodiesel a partir de óleo de girassol ou soja, também teve sua capacidade aumentada e passou a operar em regime contínuo de produção, para realizar testes de tecnologias em maior escala.

Os testes em planta-piloto com enzimas e micro-organismos prosseguiram em 2009, com a finalidade de otimizar o processo de produção de etanol de segunda geração a partir de bagaço de cana. Com base nas informações obtidas, será construída, até 2011, uma unidade de produção em escala experimental.

## **Meio ambiente e sustentabilidade**

Com relação ao sequestro de carbono, a Petrobras começou, em 2009, os testes de injeção de CO<sub>2</sub> em alta pressão, no campo terrestre de Miranga, em Pojuca/BA. Correntes de CO<sub>2</sub> deixarão de ser emitidas na atmosfera e serão injetadas nos poços, para aumentar o fator de recuperação de petróleo. Nesse processo serão testadas tecnologias de separação, captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>, que poderão contribuir para futuros projetos ligados ao desenvolvimento do Pré-Sal na Bacia de Santos.

## RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

### Gestão em Responsabilidade Social

A responsabilidade social e ambiental é um dos pilares da estratégia corporativa da Petrobras, ao lado da rentabilidade e do crescimento, e orienta o relacionamento com seus públicos de interesse. A companhia atua com base nos dez princípios do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), do qual é signatária desde 2003.

Em 2009, a Petrobras aprovou os Requisitos para a Gestão da Responsabilidade Social e Ambiental. Desenvolveu também um Plano de Ação para a Autodeclaração de Conformidade com esses requisitos, iniciativa pioneira que será implementada a partir de 2010.

A Petrobras é signatária e faz parte da Associação Regional de Companhias de Petróleo e Gás da América Latina e do Caribe (Arpel), na Iniciativa de Transparência na Indústria Extrativa (EITI), na Iniciativa de Parceria Contra a Corrupção (PACI) e no Conselho Empresarial Mundial para o Desenvolvimento Sustentável (WBCSD).

Em 2009, a companhia passou a integrar o grupo de trabalho que está elaborando o suplemento setorial da Global Reporting Initiative (GRI), com indicadores específicos para o setor de óleo, gás e energia. Esse grupo é composto por grandes empresas internacionais do setor, sindicatos, investidores e representantes da sociedade civil, como organizações não governamentais ligadas às questões sociais, às ambientais e aos direitos indígenas.

A Petrobras participa do processo de elaboração da ISO 26000, futura norma internacional de responsabilidade social, e é parceira da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) no fomento da discussão dessa norma perante a sociedade brasileira.

Foram divulgados, em 2009, os resultados do Censo para a Diversidade Petrobras. O questionário foi elaborado de acordo com os padrões do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e respondido por 31.745 pessoas, o equivalente a 61,39% dos empregados da Petrobras controladora. Essa participação, voluntária e autodeclaratória, serviu para o mapeamento da diversidade humana e cultural dos empregados.

Pelo quarto ano consecutivo, a Petrobras integra o Índice Dow Jones de Sustentabilidade, o mais importante índice mundial de sua categoria, utilizado como parâmetro de referência para análise dos investidores social e ambientalmente responsáveis.

## Segurança, Meio Ambiente e Saúde

A Petrobras investiu R\$ 4,5 bilhões em ações voltadas para Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), em 2009.

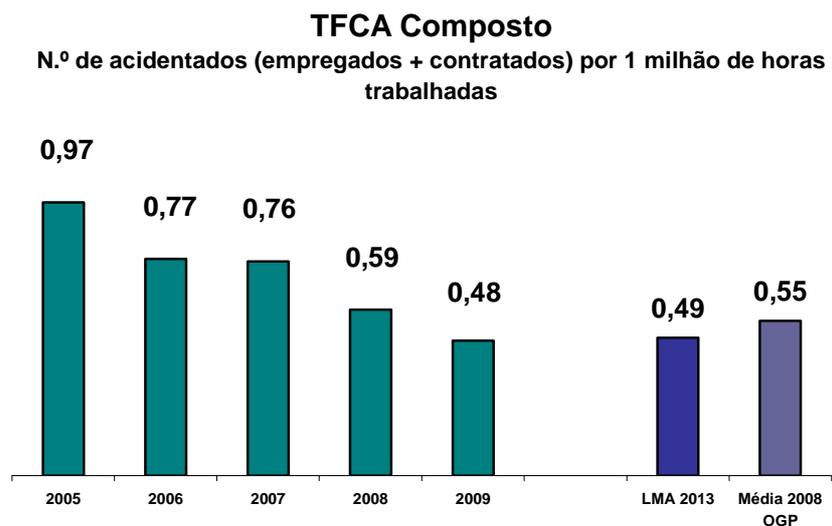
O projeto Excelência em SMS – que integra a Agenda Estratégica da Petrobras e congrega as principais iniciativas da companhia na área – foi revisado para atender ao expressivo crescimento e à diversificação dos negócios nos próximos anos.

A mudança global do clima foi objeto de grande atenção e mobilização na Petrobras, em 2009. Além de se engajar nos principais fóruns de discussão e negociação do assunto no País e no exterior, a companhia fez uma revisão do Projeto Estratégico Mudança Climática, que reúne as principais ações corporativas na área.

A Petrobras decidiu, ainda, unir a gestão das atividades relacionadas às mudanças climáticas e à eficiência energética, de modo a aproveitar a sinergia entre as áreas e potencializar os resultados de suas ações.

### Segurança operacional

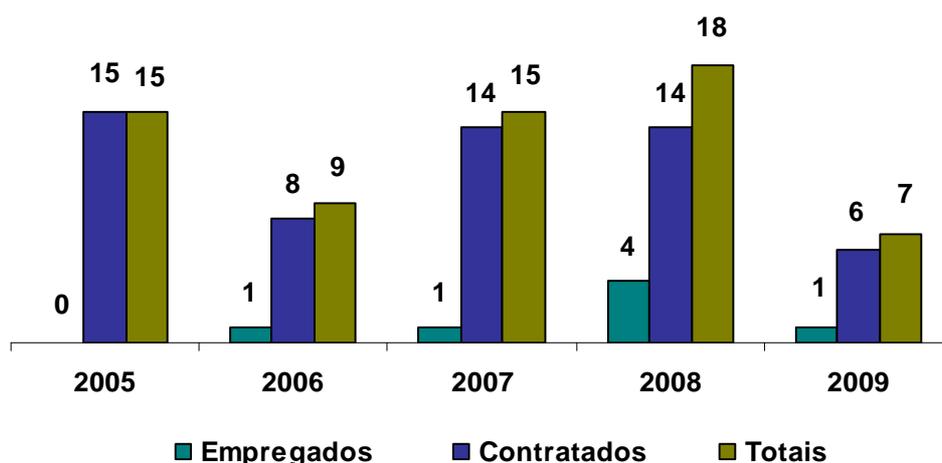
A Petrobras manteve em 2009 a tendência dos anos anteriores de melhoria das condições de segurança de suas operações. Prova disso é a Taxa de Frequência de Acidentados com Afastamento (TFCA), que ficou em 0,48 no ano. Esse resultado respeita o Limite Máximo Admissível (LMA) estabelecido no Plano de Negócios 2009-2013 e é comparável às melhores referências internacionais para a indústria de petróleo e gás.



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

O número de fatalidades na força de trabalho (empregados próprios e terceirizados) caiu de 18 para 7, enquanto a Taxa de Acidentados Fatais (TAF), equivalente ao número de fatalidades por 100 milhões de homens-hora de exposição ao risco, passou de 2,4 em 2008 para 0,81 em 2009. Essa queda demonstra a melhoria contínua nos resultados relativos à segurança na Petrobras.

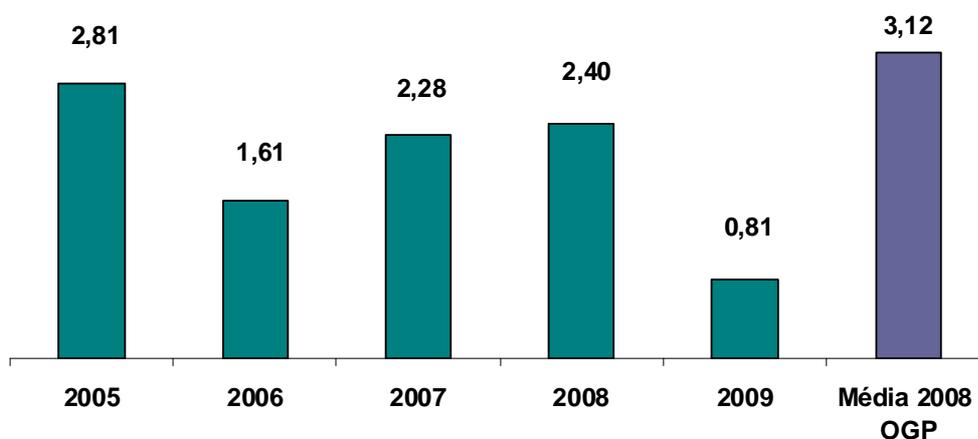
### Número de Fatalidades



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

### Taxa de Acidentados Fatais

N.º de fatalidades (empregados + contratados) por 100 milhões de horas trabalhadas



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

## **Meio ambiente**

As iniciativas da Petrobras em 2009 tiveram como foco minimizar os impactos das atividades operacionais e dos produtos sobre o meio ambiente, com o objetivo de reduzir o consumo de recursos naturais e os efeitos poluentes.

No final de 2009, os sistemas de gestão ambiental de 93% das unidades certificáveis, no Brasil e no exterior, estavam em conformidade com a norma ISO 14001, de acordo com certificações realizadas por organismos nacionais e internacionais.

### **Emissões atmosféricas e mudança climática**

O principal objetivo da Petrobras com relação à mitigação dos efeitos das mudanças climáticas é reduzir a intensidade das emissões de gases de efeito estufa em seus processos e produtos, de modo a atingir patamares de excelência. A companhia realiza desde 2002 um inventário anual de suas emissões para a atmosfera, incluindo os gases de efeito estufa. Os resultados desses inventários são verificados por consultores independentes e divulgados publicamente.

Dentre as ações mitigadoras, destacam-se o incremento da eficiência energética, o melhor aproveitamento do gás natural produzido em associação com o petróleo, a utilização de fontes renováveis de energia e a introdução de melhorias operacionais e tecnológicas nos processos produtivos.

No período de 2006 a 2009, a Petrobras evitou a emissão de aproximadamente 5 milhões de t de CO<sub>2</sub> equivalente em suas operações. A meta para 2013 é evitar a emissão de 4,5 milhões de t.

### **Recursos hídricos e efluentes**

A Petrobras busca oportunidades de racionalização do uso da água e desenvolve, atualmente, 72 projetos relacionados a sistemas de tratamento, distribuição e reutilização de água, além de outros, voltados para a coleta e o tratamento de efluentes. Em 2009, a companhia captou aproximadamente 174 milhões de m<sup>3</sup> de água doce para uso em suas operações, contra 195,2 milhões em 2008.

Um exemplo bem-sucedido de racionalização é a Refinaria de Capuava (Recap), em Mauá, no estado de São Paulo, que se tornou a primeira unidade industrial da companhia com descarte zero de efluentes. Todo o efluente é tratado e reutilizado pela própria refinaria e por outras empresas do polo petroquímico de Mauá. Com isso, a captação de água dos mananciais é reduzida em aproximadamente 880 mil m<sup>3</sup>/ano, o que torna maior o volume de água disponível para outros usos pela sociedade.

O aumento da ecoeficiência das instalações prediais é outra oportunidade que vem sendo aproveitada. As novas instalações do Cenpes, no Rio de Janeiro, foram projetadas para otimizar o uso da água. Em média, 75% da água consumida nas torres de resfriamento serão supridos a partir da reutilização de despejos oleosos, esgotos sanitários e outros efluentes. O projeto, com entrada em operação prevista para 2010, permitirá ainda a captação de 80 mil m<sup>3</sup>/ano de água da chuva, o que suprirá 65% do volume necessário para irrigação de jardins e descarga sanitária.

## Resíduos

A Petrobras realiza de forma ambientalmente responsável a gestão de resíduos sólidos perigosos. Nos últimos anos, com o tratamento e a destinação de quantidades totais superiores às geradas anualmente, a companhia tem conseguido reduzir o armazenamento de resíduos não tratados.

Em 2009, considerando o total de resíduos sólidos perigosos de processo e de passivos ambientais, foram tratadas 582 mil t, contra uma geração de 531 mil t. As 254 mil t geradas pela Petrobras em seus processos industriais não ultrapassaram o LMA estabelecido para 2009, de 278 mil t.

	2007	2008	2009
Produção de hidrocarbonetos (milhões de boe/dia)	2,30	2,40	2,53
Produção de derivados (milhões de barris/dia)	2,04	1,97	2,01
Resíduos perigosos gerados (milhares de t)	296	233	254

## Biodiversidade

A Petrobras aplica em suas operações, desde 2008, o Padrão de Gestão de Riscos e Impactos à Biodiversidade. Entre outros requisitos, esse padrão estabelece que as unidades da companhia devem identificar e caracterizar as áreas protegidas, sensíveis e vulneráveis nas regiões de influência de suas operações, avaliar os impactos potenciais das operações sobre essas áreas e implementar ações para a prevenção e a mitigação de tais impactos.

O Projeto Estratégico Excelência em SMS passou a incorporar e monitorar objetivos a serem atingidos até 2015 pelas áreas de negócio e pelas subsidiárias, com foco nos requisitos de excelência estabelecidos.

Dentre os diversos projetos, merecem destaque:

- **Projeto Habitats – Heterogeneidade Ambiental da Bacia de Campos (2007-2012)** – Desenvolvido em parceria com 20 universidades e instituições de pesquisa, visa ampliar o conhecimento da biodiversidade e da dinâmica ecológica da região.

- **Projeto de Caracterização de Corais de Águas Profundas da Bacia de Campos (primeira fase 2004-2007, segunda fase 2008-2011)** – Objetiva o mapeamento e o conhecimento desses ecossistemas, com o envolvimento de sete universidades e instituições de pesquisa. Nesse projeto, um robô ROV (veículo de operação remota) está sendo empregado pela primeira vez no Brasil para pesquisas biológicas em águas profundas.

## **Atuação em emergências**

Embora a atuação da Petrobras na área de SMS seja focada na prevenção, é essencial que a companhia esteja sempre apta a atuar eficazmente em situações de emergência, como vazamentos, minimizando o impacto sobre as pessoas e o meio ambiente.

Para tanto, a Petrobras conta com dez Centros de Defesa Ambiental (CDAs) em operação permanente, equipados com embarcações especiais, recolhedores de óleo e barreiras de contenção e absorção, além de profissionais capacitados. Treze bases avançadas ampliam a cobertura dos CDAs. A companhia mantém, ainda, em regime de operação permanente, três embarcações especializadas no combate a emergências: uma na Baía de Guanabara, a segunda no litoral de São Paulo e a terceira na costa de Sergipe e Alagoas.

Para exercitar seu sistema de combate a emergências, a Petrobras realizou, em 2009, 15 simulados regionais, que envolveram a Marinha do Brasil, a Defesa Civil, o Corpo de Bombeiros e a Polícia Militar, além de órgãos ambientais, prefeituras e comunidades locais.

## **Vazamento de petróleo e derivados**

Os vazamentos de petróleo e derivados em 2009 atingiram 254 m<sup>3</sup>, volume inferior em 62% ao LMA estabelecido para o ano. A tendência de níveis de vazamento bastante inferiores a 1 m<sup>3</sup> por milhão de barris de petróleo produzidos vem sendo mantida, o que caracteriza um referencial de excelência na indústria mundial de petróleo e gás.

## **Saúde**

A Petrobras acompanha os resultados na área de Saúde por indicadores como o Percentual de Tempo Perdido (PTP), referente aos afastamentos de empregados por doenças ou acidentes. Em 2009, foi registrado um PTP de 2,36%, superior em 0,15 p.p. ao LMA estabelecido para o ano. Além disso, com o objetivo de obter referenciais para orientar os programas voltados à promoção da saúde integral dos empregados, a companhia passou a monitorar dois novos indicadores

proativos nessa área: Empregados Fisicamente Ativos, que avalia o grau de atividade física dos empregados, em contraponto ao sedentarismo; e Risco Coronariano, que mapeia o nível de risco de doenças coronarianas dos empregados.

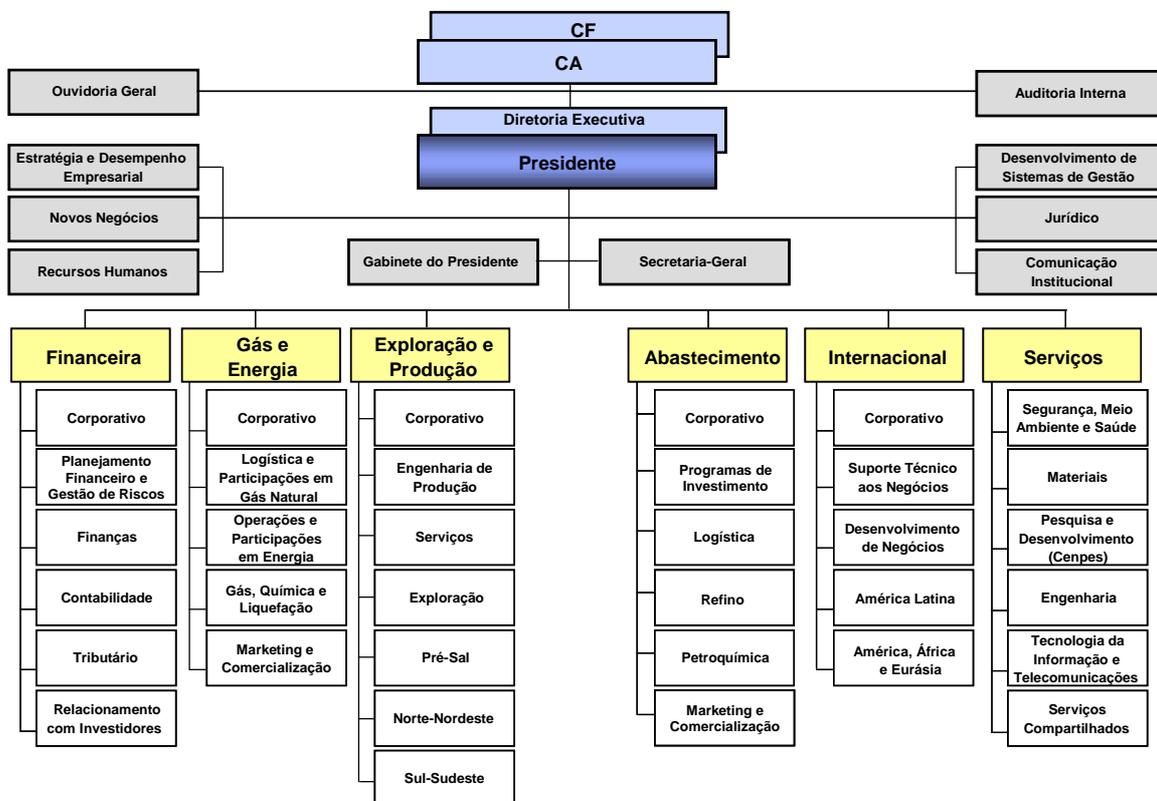
## ORGANIZAÇÃO GERAL DA PETROBRAS

O modelo de organização da Petrobras vem sendo aprimorado para ajustar-se ao Plano Estratégico 2020. Nesse contexto, em 2009 foram promovidas mudanças na estrutura organizacional de unidades da companhia, especialmente em sua estrutura geral, entre as quais:

- **Área de Negócio de Gás e Energia** – Foi criada a gerência executiva de Gás, Química e Liquefação, e extinta a gerência executiva de Desenvolvimento Energético, cujas atribuições foram transferidas para a gerência executiva de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, vinculada à diretoria de Serviços.
- **Área de Negócio de Abastecimento** – Foi criada a gerência executiva de Programas de Investimento. As atividades de fertilizantes foram transferidas para a nova gerência executiva de Gás, Química e Liquefação (Área de Negócio de Gás e Energia).
- **Área Corporativa** – A gerência executiva de Estratégia e Desempenho Empresarial foi desmembrada em duas: gerência executiva de Estratégia Corporativa e gerência executiva de Desempenho Empresarial, ambas em fase de implementação.

Além disso, foram realizados projetos de reestruturação em diversas unidades no exterior, vinculadas à Área de Negócio Internacional.

## ORGANIZAÇÃO GERAL DA COMPANHIA



## **Conselho de Administração**

Dilma Vana Rousseff – Presidente  
Silas Rondeau Cavalcante Silva  
Guido Mantega  
José Sergio Gabrielli de Azevedo  
Francisco Roberto de Albuquerque  
Fábio Colletti Barbosa  
Jorge Gerdau Johannpeter  
Luciano Galvão Coutinho  
Sergio Franklin Quintella

## **Diretoria Executiva**

José Sergio Gabrielli de Azevedo  
Presidente

Almir Guilherme Barbassa  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Renato de Souza Duque  
Diretor de Serviços

Guilherme de Oliveira Estrella  
Diretor de Exploração e Produção

Paulo Roberto Costa  
Diretor de Abastecimento

Maria das Graças Silva Foster  
Diretora de Gás e Energia

Jorge Luiz Zelada  
Diretor Internacional

## **Conselho Fiscal**

### **Titulares**

Marcus Pereira Aucélio  
César Acosta Rech  
Túlio Luiz Zamin  
Nelson Rocha Augusto  
Maria Lúcia de Oliveira Falcón

### **Suplentes**

Eduardo Coutinho Guerra  
Edison Freitas de Oliveira  
Ricardo de Paula Monteiro  
Maria Auxiliadora Alves da Silva  
Celso Barreto Neto